

# Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Lưu trữ điện năng, Nhiên liệu tái tạo, Power-to-X



EMBASSY  
OF DENMARK



Danish Energy Agency



MOIT



Đầu vào mô hình hóa  
hệ thống năng lượng  
Tháng 5 - 2026

**CẨM NANG CÔNG NGHỆ VIỆT NAM**  
**VỀ LƯU TRỮ ĐIỆN NĂNG,**  
**NHIÊN LIỆU TÁI TẠO, POWER-TO-X**  
Đầu vào mô hình hóa hệ thống năng lượng

**2026**

## MỞ ĐẦU

Ngày nay, các đổi mới và cải tiến công nghệ trong lĩnh vực phát điện, lưu trữ năng lượng và nhiên liệu tái tạo đang phát triển với tốc độ rất nhanh. Đồng thời, chi phí, hiệu suất kỹ thuật và tác động môi trường của các công nghệ năng lượng vẫn phụ thuộc nhiều vào bối cảnh cụ thể và tiếp tục thay đổi theo thời gian. Do đó, việc có được thông tin đáng tin cậy và minh bạch về các đặc tính này là rất cần thiết cho công tác quy hoạch năng lượng dài hạn một cách hiệu quả.

Cẩm nang công nghệ này cung cấp một nền tảng kỹ thuật dựa trên tổng hợp tài liệu cho nhiều loại hình công nghệ phát điện. Tài liệu nhằm hỗ trợ công tác quy hoạch và phân tích hệ thống điện tương lai của Việt Nam dựa trên bằng chứng. Thông qua việc đưa ra các bộ dữ liệu và giả định nhất quán về chi phí, hiệu suất và tác động môi trường, cẩm nang góp phần giúp quy hoạch hệ thống năng lượng trở thành công cụ trung tâm trong việc khai thác tiềm năng của các công nghệ dựa trên năng lượng tái tạo.

Thông qua sự tham gia của nhiều bên liên quan trong quá trình thu thập dữ liệu và thông tin, toàn bộ các số liệu định lượng trong Cẩm nang công nghệ này đã được rà soát và thẩm định kỹ lưỡng bởi nhiều bên trong lĩnh vực năng lượng tại Việt Nam, bao gồm Cục Điện lực, các đơn vị thuộc Bộ Công Thương, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, các nhà sản xuất điện độc lập, các chuyên gia trong nước và quốc tế, các tổ chức đối tác phát triển, cũng như các hiệp hội ngành năng lượng và các trường đại học. Sự tham gia của các bên liên quan là một yếu tố then chốt trong quá trình xây dựng, nhằm đảm bảo Cẩm nang công nghệ có tính đặc thù cao trong bối cảnh Việt Nam, được xây dựng trên cơ sở đồng thuận và có tính chính danh đối với các bên liên quan trong ngành năng lượng.

Cẩm nang Công nghệ sẽ hỗ trợ việc lập mô hình điện/năng lượng dài hạn tại Việt Nam và trợ giúp các cơ quan của chính phủ, các công ty năng lượng tư nhân, các nhóm chuyên gia và các tổ chức khác thông qua cung cấp một bộ dữ liệu chung về các công nghệ vận chuyển năng lượng ở Việt Nam trong tương lai, được công nhận rộng rãi trong ngành năng lượng.

Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam được xây dựng dựa trên phương pháp tiếp cận của Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch do Cục Năng lượng Đan Mạch và Energinet xây dựng thông qua quá trình tham vấn mở với các bên liên quan trong nhiều năm qua.

### **Bối cảnh**

Tài liệu này được xây dựng trong khuôn khổ Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch. Ấn phẩm đầu tiên Cẩm nang Công nghệ sản xuất và lưu trữ điện năng Việt Nam được xuất bản vào năm 2019 và cập nhật năm 2021 và năm 2023. Trong phiên bản ấn phẩm lần này, tập trung cập nhật toàn bộ chương Thủy điện tích năng, pin lithium-ion, pin dòng oxy hóa khử vanadium, thiết bị điện phân và bổ sung chương pin nhiên liệu. Bên cạnh đó, toàn bộ các bảng số liệu được cập nhật về chi phí quy đổi về USD năm 2025.

### **Chủ trì biên tập**

Cẩm nang Công nghệ này được xây dựng bởi Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA), Viện Năng lượng, Cục Năng lượng Đan Mạch và Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội. Tài liệu này được xây dựng hoàn toàn bằng nguồn kinh phí của Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch.



### **Quyền tác giả**

Trừ trường hợp ghi khác, thông tin trong tài liệu này có thể được tự do sử dụng, được phép chia sẻ hoặc in tái bản, nhưng cần phải ghi rõ nguồn thông tin. Tài liệu này có thể trích dẫn với tựa đề *EAV & DEA: Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Lưu trữ điện năng, Nhiên liệu tái tạo, Power-to-X (2026)*.

### **Cảm ơn**

Hình ảnh được lấy từ Shutterstock và các nguồn báo chí Việt Nam, chỉ nhằm mục đích minh họa.

### **Liên hệ**

Ông Nguyễn Hoàng Linh, Chuyên viên chính, Phòng Kế hoạch - Quy hoạch, Cục Điện lực, Bộ Công Thương, Email: [linhnh@moit.gov.vn](mailto:linhnh@moit.gov.vn)

Bà Trần Hồng Việt, Quản lý Chương trình cấp cao, Năng lượng và Biến đổi khí hậu, Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội, Email: [thviet@um.dk](mailto:thviet@um.dk)

Bà Rúna Hoydal Brimnes, Cố vấn, Trung tâm Hợp tác toàn cầu, Cục Năng lượng Đan Mạch, Email: [rhbrm@ens.dk](mailto:rhbrm@ens.dk)

## CÁC NỘI DUNG CẬP NHẬT

Trong khuôn khổ Chương trình Đối tác Năng lượng Đan Mạch – Việt Nam, việc xây dựng Cẩm nang công nghệ Việt Nam đã là một hoạt động trọng tâm kể từ khi phiên bản đầu tiên được công bố vào năm 2019. Phiên bản đầu tiên của Cẩm nang công nghệ về lưu trữ năng lượng được công bố vào năm 2023. Kể từ đó, danh mục đã trải qua một loạt các lần cập nhật nhằm bổ sung các công nghệ mới, cập nhật dữ liệu và cải thiện phương pháp luận, qua đó nâng cao tính phù hợp đối với công tác quy hoạch năng lượng dài hạn tại Việt Nam. Các thay đổi chính trong giai đoạn 2023 – 2026 được tóm tắt trong bảng sửa đổi dưới đây.

Phiên bản	Ngày	Tham chiếu	Mô tả
	Tháng 2/2026	Chương 7: Pin nhiên liệu	Bổ sung chương mới
	Tháng 1/2026	Chương 1: Thủy điện tích năng Chương 2: Pin Lithium – ion Chương 3: Pin dòng oxy hóa khử vanadium Chương 8: Thiết bị điện phân	Cập nhật toàn bộ nội dung chương
	Tháng 1/2026	Chương 1 - 12	Bổ sung phần tiêu thụ nước
	Tháng 1/2026	Bảng số liệu	Cập nhật tất cả các bảng số liệu, quy đổi USD 2025
	Tháng 3/2023	Chương 3: Pin oxy hóa khử vanadium Chương 4: Lưu trữ hydrogen Chương 5: Lưu trữ năng lượng khí nén Chương 6: Bánh đà Chương 7: Thiết bị điện phân Chương 8: Tổng hợp ammonia xanh Chương 9: Tổng hợp methanol Chương 10: Sản xuất methanol sinh học từ khí hóa sinh khối Chương 11: Sản xuất và loại bỏ tạp chất trong khí sinh học Chương 12: Sản xuất nhiên liệu lỏng xanh bằng quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch	Các chương mới được bổ sung so với Cẩm nang Công nghệ sản xuất và lưu trữ điện năng Việt Nam xuất bản tháng 8/2021



# MỤC LỤC

<b>MỞ ĐẦU</b> .....	<b>3</b>
Bối cảnh.....	3
Chủ trì biên tập .....	3
Quyền tác giả.....	4
Cảm ơn.....	4
<b>Các nội dung cập nhật.....</b>	<b>5</b>
<b>Mục lục .....</b>	<b>7</b>
<b>Danh mục từ viết tắt.....</b>	<b>15</b>
<b>Giới thiệu.....</b>	<b>17</b>
<b>1. Thủy điện tích năng .....</b>	<b>19</b>
Mô tả công nghệ .....	19
Đầu vào.....	19
Đầu ra .....	20
Công suất điển hình .....	20
Yêu cầu không gian .....	20
Tiêu thụ nước.....	20
Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ .....	20
Ưu điểm/nhược điểm.....	21
Môi trường.....	21
Nghiên cứu và phát triển.....	22
Ví dụ về những dự án hiện có.....	22
Ước tính số liệu .....	23
Nhận xét bổ sung .....	23
Tài liệu tham khảo .....	23
Bảng số liệu .....	24
<b>2. Pin Lithium-Ion.....</b>	<b>26</b>
Mô tả công nghệ .....	26
Đầu vào/đầu ra.....	34
Cân bằng năng lượng.....	34
Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ .....	35
Công suất điển hình .....	37
Thời gian lưu trữ điển hình.....	37
Ưu/nhược điểm.....	38
Yêu cầu không gian .....	38
Tiêu thụ nước.....	38

Môi trường.....	38
Nghiên cứu và phát triển.....	41
Ví dụ về những dự án hiện có.....	42
Ước tính số liệu.....	43
Dự báo chi phí.....	43
Tài liệu tham khảo.....	44
Bảng số liệu.....	46
<b>3. Pin dòng oxy hóa khử vanadium.....</b>	<b>49</b>
Mô tả công nghệ.....	49
Đầu vào/đầu ra.....	52
Cân bằng năng lượng.....	53
Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ.....	54
Công suất điển hình.....	55
Thời gian lưu trữ điển hình.....	56
Ưu điểm/nhược điểm.....	56
Yêu cầu không gian.....	56
Môi trường.....	57
Nghiên cứu và phát triển.....	57
Ví dụ về những dự án hiện có.....	57
Ước tính số liệu.....	58
Nhận xét bổ sung.....	58
Tài liệu tham khảo.....	58
Bảng số liệu.....	60
<b>4. Lưu trữ hydrogen.....</b>	<b>62</b>
Mô tả công nghệ.....	62
Đầu vào/đầu ra.....	66
Các bộ phận trong hệ thống lưu trữ bằng bình nén.....	66
Cân bằng năng lượng.....	68
Công suất điển hình.....	69
Thời gian lưu trữ điển hình.....	69
Ưu điểm, nhược điểm.....	69
Yêu cầu không gian.....	70
Tiêu thụ nước.....	70
Môi trường.....	70
Nghiên cứu và phát triển.....	71
Ví dụ về những dự án hiện có.....	72
Ước tính số liệu.....	73
Tài liệu tham khảo.....	73
Bảng số liệu.....	75

<b>5. Lưu trữ năng lượng khí nén.....</b>	<b>76</b>
Mô tả công nghệ.....	76
Đầu vào/Đầu ra.....	78
Cân bằng năng lượng.....	78
Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ.....	79
Công suất điển hình.....	79
Thời gian lưu trữ điển hình.....	80
Ưu điểm/nhược điểm.....	80
Yêu cầu không gian.....	81
Tiêu thụ nước.....	81
Môi trường.....	81
Nghiên cứu và phát triển.....	82
Ví dụ về những dự án hiện có.....	82
Ước tính số liệu.....	82
Tài liệu tham khảo.....	83
Bảng số liệu.....	85
<b>6. Bánh đà.....</b>	<b>86</b>
Mô tả tóm tắt công nghệ.....	86
Đầu vào.....	87
Đầu ra.....	87
Cân bằng năng lượng.....	87
Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ.....	88
Công suất điển hình.....	89
Thời gian lưu trữ điển hình.....	89
Ưu điểm/nhược điểm.....	89
Yêu cầu không gian.....	90
Môi trường.....	90
Nghiên cứu và phát triển.....	90
Ví dụ về những dự án hiện có.....	91
Ước tính số liệu.....	92
Tài liệu tham khảo.....	93
Bảng số liệu.....	94
<b>7. Pin nhiên liệu.....</b>	<b>95</b>
Mô tả công nghệ.....	95
Đầu vào.....	98
Đầu ra.....	98
Cân bằng năng lượng.....	98
Ưu điểm/nhược điểm.....	98

Yêu cầu không gian .....	99
Tiêu thụ nước .....	99
Môi trường .....	99
Nghiên cứu và phát triển.....	99
Ví dụ về những dự án hiện có .....	100
Ước tính số liệu.....	100
Tài liệu tham khảo .....	101
Bảng số liệu .....	102
<b>Giới thiệu về các công nghệ nhiên liệu tái tạo bao gồm Power-to-X.....</b>	<b>103</b>
<b>8. Thiết bị điện phân .....</b>	<b>104</b>
Giới thiệu .....	104
Mô tả công nghệ .....	105
Đầu vào .....	114
Đầu ra.....	114
Cân bằng năng lượng (dựa trên dữ liệu năm 2020) .....	115
Công suất điện hình .....	116
Khả năng điều tiết.....	116
Ưu/nhược điểm .....	116
Yêu cầu không gian .....	117
Tiêu thụ nước .....	117
Môi trường.....	117
Nghiên cứu và phát triển.....	118
Ví dụ về những dự án hiện có.....	118
Ước tính số liệu.....	122
Tài liệu tham khảo .....	122
Bảng số liệu .....	125
<b>9. Tổng hợp ammonia xanh .....</b>	<b>131</b>
Mô tả công nghệ .....	131
Đầu vào .....	140
Đầu ra.....	140
Cân bằng năng lượng .....	140
Công suất điện hình .....	142
Khả năng điều tiết.....	142
Ưu điểm/nhược điểm .....	142
Yêu cầu không gian .....	143
Tiêu thụ nước .....	143
An toàn.....	143
Nghiên cứu và phát triển.....	144
Ví dụ về những dự án hiện có.....	144

Ước tính số liệu .....	144
Tài liệu tham khảo .....	147
Bảng số liệu .....	148
<b>10. Tổng hợp methanol (E-Methanol) .....</b>	<b>150</b>
Mô tả công nghệ .....	150
Đầu vào.....	153
Đầu ra .....	153
Cân bằng năng lượng.....	153
Công suất điện hình .....	154
Khả năng điều chỉnh công suất.....	154
Ưu điểm/nhược điểm .....	154
Yêu cầu không gian .....	155
Tiêu thụ nước.....	155
Môi trường.....	155
Nghiên cứu và phát triển.....	155
Ví dụ về những dự án hiện có.....	156
Ước tính số liệu .....	156
Tài liệu tham khảo .....	158
Bảng số liệu .....	159
Tài liệu tham khảo .....	161
<b>11. Sản xuất methanol sinh học từ quá trình khí hóa sinh khối.....</b>	<b>162</b>
Mô tả công nghệ .....	162
Đầu vào.....	163
Đầu ra .....	163
Cân bằng năng lượng.....	163
Công suất điện hình .....	165
Khả năng điều chỉnh công suất.....	165
Ưu điểm/nhược điểm .....	165
Yêu cầu không gian .....	166
Tiêu thụ nước.....	166
Môi trường.....	166
Nghiên cứu và phát triển.....	166
Ví dụ về những dự án hiện có.....	166
Ước tính số liệu .....	167
Tài liệu tham khảo .....	168
Bảng số liệu .....	169
Tài liệu tham khảo .....	170
<b>12. Sản xuất và loại bỏ tạp chất trong khí sinh học.....</b>	<b>171</b>

Mô tả công nghệ .....	171
Đầu vào .....	172
Đầu ra.....	172
Cân bằng năng lượng .....	172
Công suất điện hình .....	176
Khả năng điều chỉnh công suất .....	176
Ưu điểm/nhược điểm .....	176
Môi trường.....	177
Nghiên cứu và phát triển.....	178
Ví dụ về những dự án hiện có.....	178
Ước tính số liệu.....	180
Tài liệu tham khảo .....	181
Bảng số liệu .....	183
<b>13. Sản xuất nhiên liệu lỏng xanh bằng quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch .....</b>	<b>186</b>
Mô tả công nghệ .....	186
Đầu vào .....	187
Đầu ra.....	187
Công suất điện hình .....	188
Khả năng điều chỉnh công suất .....	188
Ưu điểm/nhược điểm .....	188
Môi trường.....	189
Nghiên cứu và phát triển.....	189
Ví dụ về những dự án hiện có.....	189
Ước tính số liệu.....	189
Tài liệu tham khảo .....	191
Bảng số liệu .....	192
<b>PHỤ LỤC 1: Phương pháp luận – Mô tả định tính.....</b>	<b>194</b>
Mô tả định tính .....	194
Mô tả công nghệ .....	194
Đầu vào .....	194
Đầu ra.....	194
Cân bằng năng lượng .....	194
Công suất điện hình .....	195
Thời gian lưu trữ điện hình.....	195
Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ/Khả năng điều chỉnh công suất.....	195
Ưu điểm/nhược điểm .....	195
Yêu cầu không gian .....	195
Tiêu thụ nước .....	195
Môi trường.....	196

Nghiên cứu và phát triển.....	196
Ví dụ về những dự án hiện có.....	196
Ước tính số liệu .....	197
Ghi chú bổ sung.....	197
Tài liệu tham khảo .....	197
<b>PHỤ LỤC 2: Phương pháp luận – Mô tả định lượng cho các công nghệ lưu trữ .....</b>	<b>198</b>
Mô tả định lượng.....	198
Số liệu năng lượng/kỹ thuật.....	198
Số liệu kinh tế .....	200
<b>Phụ lục 3: Phương pháp luận – Mô tả định lượng cho các công nghệ nhiên liệu tái tạo .....</b>	<b>203</b>
Mô tả định lượng.....	203
Số liệu năng lượng/kỹ thuật.....	203
Số liệu kinh tế .....	204
Các định nghĩa .....	204
<b>Phụ lục 4: Dự báo chi phí .....</b>	<b>206</b>
Dữ liệu cho năm cơ sở.....	206
Các giả định cho việc dự báo chi phí trong tương lai .....	206
Đường cong học tập và mức độ trưởng thành công nghệ.....	207



## DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

1. REF	Bộ chuyển hoá sơ cấp (=SMR)
2. REF	Bộ chuyển hoá thứ cấp
AEC	Tế bào điện phân kiềm
ASU	Bộ tách khí
ATR	Bộ chuyển hoá nhiệt tự động
BAT	Công nghệ tốt nhất hiện có
BFW	Nước cấp nồi hơi
BOP	Cân bằng của nhà máy (các bộ phận)
CC	Thu hồi carbon
CO2rem	Thiết bị loại bỏ CO <sub>2</sub>
DeOX	Bộ khử oxygen
DH	Hệ thống gia nhiệt khu vực
EIGA	Hiệp hội Khí công nghiệp Châu Âu AISBL
EU	Đơn vị điện phân
FG	Khí nhiên liệu
FT	Fischer Tropsh
FTS	Quá trình tổng hợp Fischer Tropsh
HC-feed	Đầu vào hydrogencarbon (thường là gốc hóa thạch nhưng cũng có thể là gốc sinh học)
HPS	Hơi cao áp
HSE	An toàn sức khỏe và môi trường
HTS	Chuyển hoá nhiệt độ cao (=chuyển hoá khí bằng hơi nước ở nhiệt độ cao)
LNH3	NH <sub>3</sub> hóa lỏng
LTS	Chuyển dịch nhiệt độ thấp (= chuyển hoá khí bằng hơi nước ở nhiệt độ cao)
METH	Methane hóa N <sub>2</sub> -EU tổng hợp điện hóa NH <sub>3</sub>
MOF	Khung hữu cơ kim loại
MTPD	Mét tấn/ngày
NH <sub>3</sub> syn	Tổng hợp NH <sub>3</sub>
NH <sub>3</sub> rec	Bộ thu hồi NH <sub>3</sub>
NH <sub>3</sub> reg	Bộ làm lạnh NH <sub>3</sub>
PEMEC	Tế bào điện phân màng trao đổi proton
PUR	Bộ lọc cấp liệu
RE	Năng lượng tái tạo
SOEC	Tế bào điện phân oxit rắn
SMR	Nhiệt hoá methane (thường = 1.REF)
SSB	Pin thể rắn
TPD	Tấn/ngày
TRL	Mức độ sẵn sàng về công nghệ
WGS	Chuyển hoá khí bằng hơi nước



# GIỚI THIỆU

Cuốn cẩm nang này bao gồm 13 chương mô tả các công nghệ khác nhau về lưu trữ năng lượng và nhiên liệu tái tạo. Bảy chương đầu là các công nghệ lưu trữ năng lượng và 8 chương sau là các công nghệ sản xuất nhiên liệu tái tạo, bao gồm chuyển đổi từ điện năng sang các dạng năng lượng khác (Power-to-X). Phần giới thiệu này trình bày phạm vi, phương pháp luận và cấu trúc của Cẩm nang công nghệ. Mô tả chi tiết về cách tiếp cận và các phương pháp luận có thể được tìm thấy trong Phụ lục 1, 2 và 3 của tài liệu này.

## Phạm vi và mục tiêu

Thông tin đáng tin cậy về chi phí, hiệu suất và các đặc tính môi trường của các công nghệ năng lượng là yếu tố thiết yếu cho công tác quy hoạch năng lượng dài hạn. Khi các công nghệ năng lượng tiếp tục phát triển, hiệu quả kỹ thuật và kinh tế của chúng có sự khác biệt giữa các quốc gia, phụ thuộc vào điều kiện địa phương, khung pháp lý và mức độ phát triển của thị trường. Do đó, cần có các thông tin nhất quán và minh bạch để đánh giá cách các công nghệ vận chuyển năng lượng có thể hỗ trợ sự phát triển của hệ thống năng lượng đang chuyển đổi của Việt Nam. Mục tiêu của Cẩm nang công nghệ này là cung cấp một cơ sở hài hòa để đánh giá công nghệ và hỗ trợ quy hoạch năng lượng dài hạn.

Cẩm nang này tổng hợp thông tin kỹ thuật và kinh tế cho một loạt các công nghệ vận chuyển năng lượng, dựa trên kinh nghiệm tại Việt Nam (nếu có sẵn), và bổ sung bằng các dẫn chứng quốc tế khi cần thiết. Thông qua việc đưa ra các giả định hài hòa về chi phí và các thông số hiệu suất công nghệ, cẩm nang cho phép so sánh nhất quán giữa các công nghệ và cung cấp một nền tảng phân tích chung cho công tác quy hoạch và mô hình hóa.

Đối với các công nghệ lưu trữ nói riêng, cẩm nang phản ánh rằng các công nghệ khác nhau phục vụ các ứng dụng khác nhau trong hệ thống điện và năng lượng. Một số công nghệ phù hợp hơn với các dịch vụ thiên về công suất, như hỗ trợ tần số và cân bằng ngắn hạn, trong khi các công nghệ khác phù hợp hơn với các dịch vụ thiên về năng lượng, như dịch vụ chuyên phụ tải và lưu trữ dài hạn. Do đó, các công nghệ không chỉ được so sánh về chi phí và hiệu suất, mà còn về dung lượng lưu trữ điển hình, thời gian xả và các đặc tính vận hành. Hình 1 cung cấp một minh họa tổng quan về sự khác biệt giữa một số công nghệ lưu trữ điện theo thời gian xả và quy mô.

## Ranh giới hệ thống và mức độ trưởng thành công nghệ

Các công nghệ được mô tả trong cẩm nang này phần lớn là các công nghệ mới nổi, được kỳ vọng sẽ cải thiện đáng kể trong những thập kỷ tới cả về hiệu suất và chi phí. Điều này đồng nghĩa với việc chi phí và hiệu suất của một số công nghệ có thể đi kèm với mức độ bất định nhất định. Do đó, các khoảng bất định được cung cấp cho các thông số chính trong cẩm nang, như chi phí đầu tư.

Để phản ánh sự khác biệt về mức độ trưởng thành của các công nghệ được xem xét, chúng được phân thành một trong bốn nhóm phát triển công nghệ. Cách phân nhóm này được trình bày trong mục nghiên cứu và phát triển của Phụ lục 1, phản ánh tiến bộ công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai cũng như mức độ bất định liên quan đến các dự báo về chi phí và hiệu suất. Trong phạm vi có thể, các thông số kỹ thuật và chi phí đầu tư được xây dựng dựa trên kinh nghiệm dự án tại Việt Nam. Đồng thời, do tính mới của nhiều công nghệ được đề cập, cũng như việc triển khai lưu trữ và nhiên liệu tái tạo tại Việt Nam còn hạn chế, các số liệu được sử dụng sẽ dựa vào các nguồn quốc tế có uy tín khi cần thiết.

Đối với tất cả các công nghệ, dữ liệu chi phí và hiệu suất được trình bày đề cập đến bản thân công nghệ và hạ tầng liên quan cần thiết để kết nối với hệ thống năng lượng tương ứng. Đối với các công nghệ lưu trữ, hiệu suất được đặc trưng bởi hiệu suất nạp và xả, hiệu suất vòng (round-trip efficiency) và, khi phù hợp, tổn thất lưu trữ theo thời gian. Đối với các công nghệ nhiên liệu tái tạo, phần mô tả định lượng phản ánh các đầu vào năng lượng, đầu ra và hiệu suất chuyển đổi của quá trình.

## Nguyên tắc phương pháp luận và dự báo chi phí

Để đảm bảo khả năng so sánh giữa các công nghệ, tất cả dữ liệu kinh tế và kỹ thuật được trình bày theo một bộ giả định phương pháp luận thống nhất. Dữ liệu kinh tế được thể hiện theo USD cố định năm 2025, không bao gồm các loại thuế như thuế giá trị gia tăng (VAT).

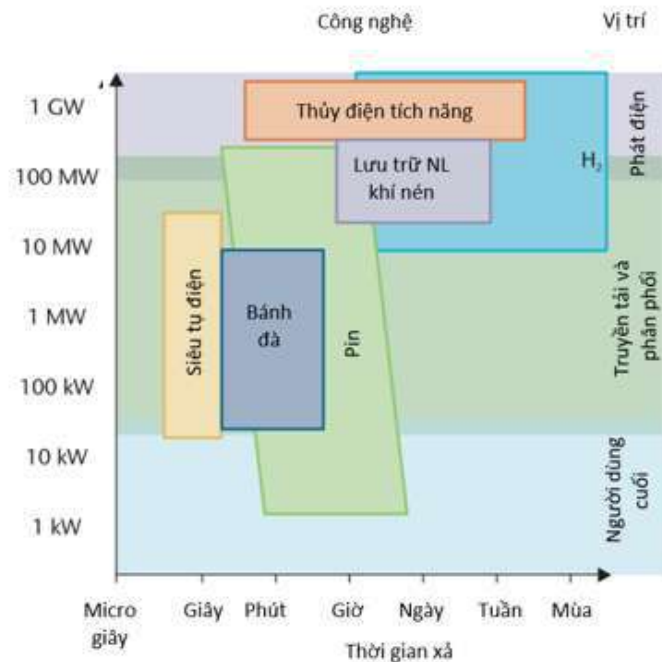
Đối với hầu hết các công nghệ, cảm nang cung cấp các ước tính về chi phí và hiệu suất cho các năm trong giai đoạn 2025–2050. Đối với các công nghệ lưu trữ và nhiên liệu tái tạo, diễn biến chi phí trong tương lai chủ yếu được xây dựng dựa trên phương pháp đường cong học hỏi (learning curve), với các ước tính dựa trên tốc độ học hỏi của công nghệ và các giả định về mức độ triển khai trong tương lai. Phụ lục 2 và Phụ lục 3 lần lượt cung cấp mô tả chi tiết về phương pháp định lượng đối với các công nghệ lưu trữ và các công nghệ nhiên liệu tái tạo.

### Cấu trúc của các bảng dữ liệu công nghệ

Mỗi công nghệ được mô tả theo một cấu trúc chuẩn hóa gồm hai thành phần chính:

- Phần mô tả định tính cung cấp giải thích ngắn gọn về công nghệ được xem xét, bao gồm nguyên lý vận hành, các đầu vào và đầu ra chính, công suất điển hình, đặc tính vận hành, ưu và nhược điểm so với các phương án thay thế, các đặc điểm môi trường (bao gồm tiêu thụ nước khi phù hợp) và nghiên cứu và phát triển. Các ví dụ dự án hiện có cũng được đưa vào, với ví dụ tại Việt Nam cho các công nghệ đã được áp dụng, và ví dụ quốc tế cho các công nghệ còn mới tại thị trường Việt Nam.
- Phần định lượng trình bày các thông số kỹ thuật và kinh tế cho từng công nghệ. Các bảng dữ liệu bao gồm thông tin cho các năm 2025, 2030, 2040 và 2050, trong đó có chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo dưỡng, hiệu suất, tuổi thọ kỹ thuật, thời gian xây dựng và các thông số hiệu suất đặc thù khác của công nghệ. Đối với các công nghệ lưu trữ, phần định lượng phân biệt rõ giữa các đặc tính liên quan đến năng lượng và công suất. Điều này bao gồm các thông số chính như dung lượng lưu trữ và khoảng thời gian lưu trữ (được minh họa trong Hình 1), cũng như công suất đầu ra và đầu vào, hiệu suất nạp và xả, hiệu suất vòng, tổn thất lưu trữ, thời gian đáp ứng và tuổi thọ kỹ thuật. Khi phù hợp, chi phí đầu tư cũng được tách biệt thành chi phí liên quan đến năng lượng, chi phí liên quan đến công suất và các chi phí dự án khác, phản ánh cấu trúc chi phí đặc thù của các công nghệ lưu trữ. Để phản ánh mức độ bất định vốn có của dữ liệu dự báo, các bảng cũng bao gồm các khoảng bất định, được đánh giá theo từng trường hợp cụ thể.

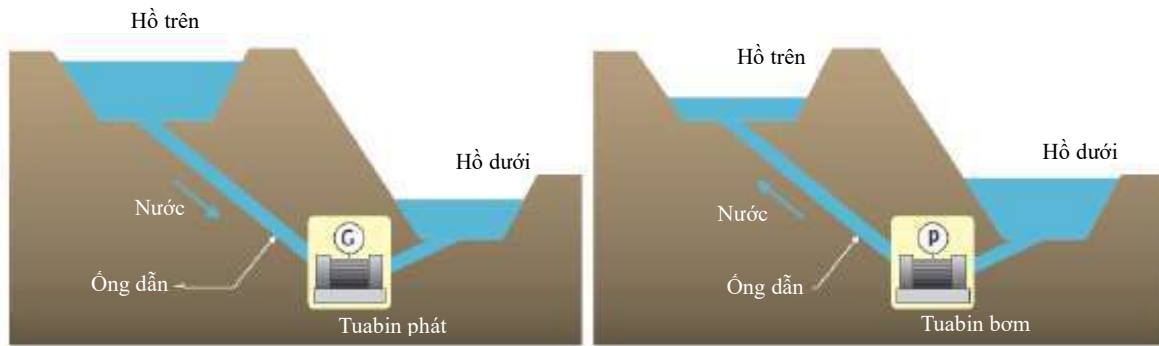
Kết hợp các phần mô tả định tính và định lượng cung cấp một cơ sở nhất quán để trình bày các công nghệ lưu trữ và nhiên liệu tái tạo trong cảm nang này, đồng thời hỗ trợ đánh giá vai trò tiềm năng trong hệ thống năng lượng hiện tại và tương lai của Việt Nam.



Hình 1: Phân loại các công nghệ lưu trữ điện theo công suất và thời gian lưu trữ (IEA, 2015).

# 1. THỦY ĐIỆN TÍCH NĂNG

## Mô tả công nghệ



Hình 2: Nhà máy thủy điện tích năng

Một hệ thống thủy điện tích năng (TDTN) điển hình bao gồm hai hồ chứa nước, các đường hầm dẫn nước từ hồ này sang hồ kia, một tổ máy tuabin bơm thuận nghịch, một động cơ phát, máy biến áp và đường dây truyền tải [1]. Lượng điện năng lưu trữ tỷ lệ thuận với thể tích nước và chênh lệch độ cao giữa hai hồ chứa. Trong lĩnh vực lưu trữ điện năng quy mô lớn cho lưới điện, các nhà máy thủy điện tích năng chiếm ưu thế, với khoảng 100 GW công suất đang vận hành trên toàn cầu [2].

Hệ thống thủy điện tích năng được chia thành hai loại chính: loại ngoài dòng (chu trình khép kín) sử dụng nước bơm lên hồ trên và loại kết hợp sử dụng cả nước bơm và nước từ dòng chảy tự nhiên để phát điện.

Các dự án nhà máy thủy điện tích năng xây mới, bao gồm cả đập thủy điện, đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu cao và thời gian thi công dài. Ngược lại, nếu mở rộng một nhà máy thủy điện đang vận hành để bổ sung chế độ tích năng, mức đầu tư trên mỗi MW lắp đặt sẽ thấp hơn đáng kể và thời gian thi công thường chỉ khoảng 2-3 năm.

Hệ thống thủy điện tích năng vận hành theo quy trình hai bước: bơm nước lên cao khi nhu cầu điện thấp và xả nước để phát điện trong các giai đoạn cao điểm. Trong quá trình vận hành, hệ thống không tránh khỏi các tổn thất năng lượng. Hiệu suất của hệ thống thủy điện tích năng thường dao động từ 70-85%, có nghĩa là một phần năng lượng bị thất thoát trong giai đoạn bơm và tiếp tục phát sinh tổn thất trong giai đoạn phát điện [1]. Mặc dù có các tổn thất này, thủy điện tích năng vẫn là một trong những phương pháp lưu trữ năng lượng quy mô lớn hiệu quả nhất hiện nay.

Ưu điểm chính của hệ thống này không nằm ở hiệu suất thuần túy mà ở khả năng lưu trữ năng lượng dư thừa và đảm bảo ổn định lưới điện. Bằng cách lưu trữ năng lượng khi nhu cầu thấp và phát điện khi nhu cầu cao, hệ thống thủy điện tích năng giúp cân bằng cung-cầu, hỗ trợ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo và nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện. Dù hiệu suất thấp hơn so với thủy điện thông thường, hệ thống thủy điện tích năng vẫn mang lại các lợi ích quan trọng cho hệ thống năng lượng hiện đại như khả năng lưu trữ năng lượng và độ linh hoạt.

Thủy điện tích năng là một trong những giải pháp hiệu quả giúp nâng cao độ linh hoạt của hệ thống điện. Thủy điện tích năng có thể vận hành ở hai chế độ: (i) chế độ bơm (tiêu thụ điện) vào những thời điểm phụ tải thấp song dư thừa công suất nguồn điện; (ii) chế độ phát công suất vào những thời điểm phụ tải cao, thiếu hụt công suất nguồn điện. Thủy điện tích năng có thể hỗ trợ hệ thống với các đặc tính vận hành tương tự như thủy điện truyền thống, lại có thể đóng vai trò phụ tải tiêu thụ phần công suất nguồn dư trong khu vực vào giờ thấp điểm. Nguồn thủy điện tích năng có vai trò dịch chuyển biểu đồ phát nguồn điện hệ thống, điều chỉnh cân bằng cung – cầu trong hệ thống điện.

## Đầu vào

Nguồn năng lượng đầu vào chính của nhà máy thủy điện tích năng là điện năng, thường được lấy từ lưới điện vào các thời điểm có nhu cầu thấp, khi điện có giá rẻ hoặc dư thừa (ví dụ: điện dư từ gió, mặt trời hoặc điện hạt nhân).

## **Đầu ra**

Điện năng.

## **Công suất điển hình**

Công suất của một dự án thủy điện tích năng phụ thuộc vào các điều kiện cụ thể của địa điểm xây dựng. Công suất lắp đặt có thể dao động từ vài trăm MW đến hàng nghìn MW. Tại những khu vực có điều kiện thuận lợi cho việc xây dựng hồ chứa, công suất dự án có thể vượt quá 2.000 MW. Bên cạnh khác biệt lớn về công suất, các hệ thống thủy điện tích năng cũng có đặc tính vận hành đa dạng, chẳng hạn như thời gian phát điện có thể kéo dài từ vài giờ đến vài ngày.

## **Yêu cầu không gian**

Tùy thuộc vào vị trí phát triển, các dự án thủy điện tích năng có thể chỉ cần xây dựng mới 1 hồ chứa (tận dụng 1 hồ chứa tự nhiên sẵn có) hoặc phải xây dựng mới cả 2 hồ chứa. Hệ thống thủy điện tích năng có hiệu quả sử dụng không gian cao nhờ khả năng tích hợp vào hạ tầng hồ chứa hiện có mà không cần mở rộng thêm diện tích đất. Cách tiếp cận này không chỉ giúp tận dụng tốt quỹ đất sẵn có mà còn góp phần giảm thiểu các tác động sinh thái và xã hội do việc phát triển cơ sở hạ tầng quy mô lớn mới.

Tuy nhiên, trong trường hợp cần xây dựng thêm một hồ chứa mới, yêu cầu về mặt bằng sẽ phụ thuộc vào địa hình khu vực và dung tích lưu trữ mong muốn. Tương tự như các dự án thủy điện quy mô lớn, việc xây dựng hồ chứa mới có thể tác động tiêu cực đến xã hội và môi trường, đồng thời chiếm dụng đất đai sản xuất.

## **Tiêu thụ nước**

Mặc dù không cần bổ sung thêm nước khi tích hợp vào các nhà máy thủy điện đang vận hành, hệ thống thủy điện tích năng vẫn có thể ảnh hưởng tiêu cực đến dòng chảy ở hạ lưu, đặc biệt là dòng chảy sinh thái.

Các hệ thống này thường điều chỉnh mực nước trong hồ chứa để tối ưu hóa việc sản xuất điện, dẫn đến những biến động đáng kể trong chế độ xả nước. Những thay đổi này có thể làm gián đoạn chế độ dòng chảy tự nhiên, vốn đóng vai trò quan trọng đối với môi trường sống, sinh vật thủy sinh và chu trình dinh dưỡng ở hạ lưu. Do đó, việc vận hành các hệ thống thủy điện tích năng cần bảo đảm duy trì dòng chảy sinh thái cần thiết để hỗ trợ sức khỏe và đa dạng sinh học của hệ sinh thái sông ngòi. Các dòng chảy này đảm bảo lượng nước đủ trong sông để duy trì quần thể cá, thảm thực vật ven sông và các chức năng tổng thể của hệ sinh thái.

Hơn nữa, trong thời kỳ nhu cầu điện năng cao hoặc lượng nước tự nhiên thấp, lượng nước tích trữ trong hồ trên có thể không được xả ra đủ, làm tình trạng thiếu nước ở hạ lưu trầm trọng thêm. Những tác động này đòi hỏi phải được quản lý cẩn trọng và có thể cần áp dụng các giải pháp vận hành phù hợp, nhằm cân bằng giữa nhu cầu sản xuất điện với yêu cầu sinh thái và nhu cầu sử dụng nước của cộng đồng và hệ sinh thái ở hạ lưu.

## **Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ**

Mục tiêu chính của thủy điện tích năng là đáp ứng nhu cầu điện vào giờ cao điểm mỗi ngày. Tuy nhiên, có thể mở rộng vai trò của hệ thống này để cung cấp nhiều dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, chẳng hạn như điều chỉnh tần số khi phát điện. Với thiết kế tổ máy vận tốc biến thiên, hệ thống thủy điện tích năng còn có thể hỗ trợ vận hành ngay cả trong chế độ bơm, qua đó nâng cao hiệu quả tổng thể [2].

Do linh hoạt hơn tổ máy có vận tốc cố định, thủy điện tích năng có thể đảm nhiệm nhiều chức năng trong hệ thống điện ngoài lưu trữ năng lượng, bao gồm:

Đáp ứng phụ tải cực đại: Hệ thống có thể đáp ứng nhanh nhu cầu phụ tải cực đại trong khoảng thời gian ngắn.

Cân bằng tải: Điện năng được tích trữ trong các giờ phụ tải thấp (nhu cầu sử dụng điện thấp) và phát lại khi nhu cầu tăng cao.

Thay đổi mô hình sản xuất điện: Thủy điện tích năng tiêu thụ điện khi có nguồn năng lượng tái tạo dư thừa và phát điện trở lại trong giờ cao điểm khi nguồn cung không đủ. Nhờ đó, mô hình sản xuất điện được điều chỉnh để phù hợp hơn với đường cong phụ tải.

Điều tần: Công suất phát có thể được điều chỉnh liên tục để duy trì tần số hệ thống trong giới hạn cho phép.

Khởi động nhanh: Khi xảy ra sự cố hoặc mất nguồn phát đột ngột, các tổ máy thủy điện tích năng ở chế độ chờ có thể chuyển sang phát điện chỉ trong vài phút. Do sử dụng trực tiếp thế năng của nước trong hồ trên, tổ máy có thể phát công suất lớn gần như ngay lập tức, không cần thời gian gia nhiệt như nhà máy nhiệt điện.

Dự phòng công suất và dự phòng quay: Nhà máy thủy điện tích năng có thể cung cấp nguồn điện bổ sung cho hệ thống truyền tải chỉ trong vài giây khi phụ tải trên mạng lưới thay đổi bất ngờ.

Tăng giảm công suất nhanh và linh hoạt: Nhờ các công nghệ tiên tiến như tuabin vận tốc biến thiên, tổ máy có thể tăng hoặc giảm công suất rất nhanh theo biến động dự báo phụ tải. Một số nhà máy có thể đạt công suất định mức trong vòng chưa tới 30 giây.

Khả năng khởi động đen: Nhà máy có thể vận hành mà không cần nguồn điện từ hệ thống. Khi phụ tải được khôi phục, công suất phát có thể tăng nhanh để đáp ứng nhu cầu.

Hỗ trợ điện áp: Nhà máy có khả năng điều khiển công suất phản kháng, góp phần ổn định điện áp và đảm bảo dòng năng lượng truyền từ nguồn phát đến phụ tải.

Nhìn chung, thủy điện tích năng có thể hỗ trợ vận hành hệ thống điện bằng cách cung cấp các dịch vụ phụ trợ tương tự như thủy điện truyền thống, đồng thời có ưu thế bổ sung là hấp thụ điện năng dư thừa (đặc biệt từ các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi) và đáp ứng hiệu quả các đỉnh phụ tải cũng như dao động của hệ thống điện. Thông thường, thủy điện tích năng làm việc nhằm mục đích hỗ trợ san phẳng biểu đồ phụ tải, cắt đỉnh và điền đáy biểu đồ phụ tải ngày/đêm.

### **Ưu điểm/nhược điểm**

*Ưu điểm:*

- Có thể tái sử dụng nước nhiều lần nên chỉ cần dùng các hồ chứa nhỏ.
- Quá trình phát điện không phát thải.
- Nước là nguồn năng lượng tái tạo.
- Khả năng lưu trữ điện năng ở quy mô rất lớn so với nhiều công nghệ lưu trữ khác, chẳng hạn như các loại pin.

*Nhược điểm:*

- Thủy điện tích năng bị hạn chế đáng kể bởi các điều kiện địa lý. Hệ thống đòi hỏi địa hình đặc thù với hai hồ chứa lớn ở các độ cao khác nhau để có thể bơm và xả nước phục vụ lưu trữ và phát điện.
- Thời gian xây dựng dài hơn các phương án tích trữ năng lượng khác.
- Xây dựng các đập trên sông luôn luôn có ảnh hưởng nhất định đến môi trường.
- Trường hợp dự án thủy điện tích năng không kết hợp với nhà máy thủy điện đang vận hành, việc xây dựng có thể kéo theo các tác động môi trường do ngập lụt trên diện rộng.

### **Môi trường**

Các tác động môi trường tiềm tàng của nhà máy thủy điện tích năng hiện vẫn chưa được đánh giá một cách hệ thống. Tuy nhiên, do phần lớn lượng nước được tái sử dụng, nhu cầu khai thác nước từ các nguồn bên ngoài là tương đối thấp. Việc tận dụng các đập hiện hữu để phát triển thủy điện tích năng có thể mở ra cơ hội về chính sách và nguồn tài chính cho việc cải tạo công trình và điều chỉnh quy trình vận hành, qua đó góp phần giảm thiểu các tác động sinh thái và xã hội trước đây [3]. Các dự án thủy điện tích năng thường yêu cầu diện tích đất không lớn vì trong hầu hết các trường hợp, hồ chứa có thể được thiết kế để chỉ chứa nước đủ đảm bảo công suất phát của nhà máy trong vài giờ hoặc vài ngày.

Tuy nhiên, mức độ tác động môi trường và xã hội của từng dự án sẽ khác nhau tùy thuộc vào vị trí và điều kiện cụ thể của địa điểm triển khai. Trong giai đoạn chuẩn bị dự án, cần tiến hành các nghiên cứu và khảo sát chi tiết để đánh giá đầy đủ các tác động môi trường tiềm ẩn. Tại Việt Nam, các địa điểm phát triển thủy điện tích năng tiềm năng dự kiến có thể phát sinh những tác động xã hội đáng kể (như tái định cư và mất đất nông nghiệp), đồng thời gây ảnh hưởng đến môi trường tự nhiên (như suy thoái hoặc biến đổi môi trường sông dưới nước và trên cạn). Việc xây dựng các hồ chứa có thể ảnh hưởng đến đất nông nghiệp và diện tích rừng. Đặc biệt, tại những khu vực phải xây dựng hồ mới bằng cách đắp đập trên sông, suối, môi

trường nước sẽ chịu tác động đáng kể. Việc hình thành hồ chứa phía dưới và những thay đổi trong chế độ dòng chảy sẽ làm hệ sinh thái chuyển từ dạng sông sang dạng hồ, dẫn đến suy giảm đa dạng sinh học. Ngoài ra, các đập nước sẽ tạo ra "hiệu ứng rào cản", cản trở cá và các sinh vật thủy sinh khác di chuyển đến các khu vực sinh sản ở thượng nguồn [4].

### Nghiên cứu và phát triển

Thủy điện tích năng lần đầu tiên được ứng dụng tại Ý và Thụy Sĩ vào những năm 1890. Sau hơn 100 năm phát triển, công nghệ đã chín muồi nhưng trên thế giới vẫn đang xuất hiện nhiều hướng cải tiến mới [1]:

- **Thủy điện tích năng vận tốc biến thiên:** Hầu hết các hệ thống hiện nay đều sử dụng tuabin bơm vận tốc cố định, có khả năng lưu trữ điện năng quy mô lớn nhưng chỉ có thể điều tần trong chế độ phát điện. Công nghệ vận tốc biến thiên mới cho phép tổ máy điều tần ngay cả trong chế độ bơm. Nhật Bản là quốc gia đi đầu trong việc ứng dụng công nghệ này vào mục đích thương mại.
- **Thủy điện tích năng sử dụng nước mặn:** Nhật Bản cũng là quốc gia tiên phong với dự án tại Okinawa, trong đó sử dụng biển để làm hồ chứa phía dưới. Đã có những dự án mới được đề xuất liên quan đến công nghệ này, bao gồm dự án của công ty tư vấn Hà Lan (DNV KEMA), với ý tưởng sử dụng biển làm hồ trên và xây dựng hồ dưới bằng cách nạo vét và đắp đê vòng ở độ sâu khoảng 50 m dưới mực nước biển.
- **Thủy điện tích năng ngầm:** Một số nghiên cứu đề xuất sử dụng các hang ngầm làm hồ chứa phía dưới. Tuy nhiên, cho đến nay chưa có dự án nào theo mô hình này được triển khai thực tế.
- **Thủy điện tích năng sử dụng khí nén:** Một thiết kế mới dự kiến thay hồ chứa phía trên bằng bể nước chịu áp lực, lưu trữ năng lượng dưới dạng khí nén thay vì dựa vào nước ở vị trí cao.
- **Thủy điện tích năng dưới biển:** Một ý tưởng sáng tạo khác là sử dụng áp suất nước ở đáy biển để tích trữ điện năng từ các tuabin gió ngoài khơi, thông qua các bình chịu áp được đặt chìm dưới đáy biển.

Đan Mạch đưa ra một đề xuất mới (năm 2009) là lưu trữ điện năng dưới dạng thế năng bằng cách nâng cát. Hệ thống bơm nước vào túi dưới lớp cát để nâng cát lên. Khi xả nước qua bơm để hạ cát xuống, bơm hoạt động như tuabin.

Tại Việt Nam, hiện vẫn còn thiếu các nghiên cứu chuyên sâu về thủy điện tích năng, đặc biệt là các đánh giá và khảo sát tiềm năng ở quy mô toàn quốc. Vào năm 2004, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), phối hợp với Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA), đã xây dựng "Quy hoạch tổng thể về nhà máy điện tích năng cho việc phát điện phủ định ở Việt Nam" [5]. Theo Quyết định số 3837/QĐ-BCN ngày 22/11/2005, Bộ Công nghiệp (nay là Bộ Công Thương) đã phê duyệt nghiên cứu các dự án thủy điện tích năng tiềm năng tại Việt Nam, trong đó đề xuất 10 dự án khả thi với tổng công suất dự kiến khoảng 10.000 MW. Tuy nhiên, cho đến nay mới chỉ có dự án Nhà máy Thủy điện tích năng Bắc Ái (công suất 1.200 MW) được khởi công xây dựng. Tổng công suất thủy điện tích năng do các địa phương đang nghiên cứu phát triển lên tới gần 54 GW, song phần lớn các dự án này hiện chưa thực hiện nghiên cứu chi tiết và đầy đủ.

### Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy Thủy điện tích năng Bắc Ái là dự án thủy điện tích năng đầu tiên của Việt Nam tại xã Bắc Ái Tây, tỉnh Khánh Hòa. Tính đến năm 2025, đây vẫn là dự án thủy điện tích năng duy nhất đang trong giai đoạn xây dựng tại Việt Nam. Dự án có công suất lắp đặt 1.200 MW (gồm bốn tổ máy, mỗi tổ 300 MW) và sản lượng điện trung bình hàng năm đạt 1.324 GWh. Nhà máy đóng vai trò quan trọng trong điều hòa phụ tải, lưu trữ năng lượng và hỗ trợ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện quốc gia.

Dự án bao gồm hai hồ chứa: hồ phía trên có diện tích lưu vực 2,8 km<sup>2</sup>, dung tích hữu ích 9 triệu m<sup>3</sup>, mực nước bình thường 602,8 m; hồ phía dưới (Sông Cái) có diện tích lưu vực 750 km<sup>2</sup>, tổng dung tích 219,8 triệu m<sup>3</sup>, trong đó 10,3 triệu m<sup>3</sup> dành cho vận hành thủy điện tích năng. Lưu lượng xả tối đa của nhà máy là 351,3 m<sup>3</sup>/s, với lượng mưa trung bình hàng năm khoảng 1.685 mm.

Các công trình thủy lực bao gồm một đập chính có độ cao 197,5 m, một hệ thống tràn với năm cửa tràn bê mặt và ba cửa tràn sâu, có khả năng xả lũ hơn 6.000 m<sup>3</sup>/s. Hồ trên dùng đập đá đô bản mặt bê tông (CFRD), dài 1.130 m, cao 71,8 m. Hệ thống dẫn nước bao gồm hai cửa lấy nước, một đường hầm áp lực dài 1.242 m với đường kính 7,5 m, và một giếng điều áp cao 377,6 m. Nhà máy ngầm chứa bốn tổ máy, tổng chiều dài 183 m, với mực nước thiết kế 399,1 m.

Dự án đang được triển khai theo hai giai đoạn. Giai đoạn 1 - cụm công trình cửa xả nằm sâu trong lòng hồ thủy lợi Sông Cái đã được triển khai thi công xây dựng từ tháng 1/2020 và nghiệm thu hoàn thành tháng 3/2021. Giai đoạn 2 bao gồm tất cả các hạng mục công trình còn lại của dự án. Theo kế hoạch, Tổ máy số 1 sẽ bắt đầu đi vào vận hành thương mại vào năm 2029 và toàn bộ dự án dự kiến sẽ hoàn thành vào năm 2030. Tổng mức đầu tư ước tính khoảng 21.100 tỷ đồng (tương đương 900 triệu USD). Khi đi vào vận hành, nhà máy thủy điện tích năng Bắc Ái sẽ tăng cường tính linh hoạt của hệ thống điện, hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

### Ước tính số liệu

Dữ liệu từ các nguồn khác nhau trong bảng dưới đây đã được điều chỉnh theo lạm phát từ năm giá gốc về mức USD năm 2025, nhưng chưa áp dụng yếu tố học hỏi công nghệ/tốc độ học hỏi.

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW]						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2026		0,75	0,75		0,75	0,74
Cấm nang công nghệ - Colombia 2025		1,23	1,23			1,22
Cấm nang công nghệ - Indonesia 2024		1,27	1,27			1,27
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2023	1,13		1,13			1,13
NREL ATB 2024*		3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
IRENA 2024**		2,60				

\* NREL ATB 2024 – Thủy điện tích năng cấp 1 với công suất trung bình 1020 MW, kích bản trung bình.  
 \*\* Dữ liệu từ bảng 6.2 trong tài liệu.

### Nhận xét bổ sung

Trên cùng một con sông thường có nhiều nhà máy thủy điện, và hoạt động của các nhà máy này có phần liên kết với nhau. Vì vậy, lợi ích của một dự án thủy điện tích năng mới cũng phụ thuộc vào cơ sở hạ tầng thủy điện hiện có.

### Tài liệu tham khảo

- [1] Saravia, F., Romero, E., Cortijo, R., Nater, M., Iparraguirre, D., & Saavedra, J. (2022). *Centrales hidroeléctricas có thể đảo ngược: identificación de potencial y necesidades ajustadas en Latinoamérica* [Nhà máy thủy điện tích năng: Xác định các nhu cầu tiềm năng và quy định tại Mỹ Latinh]. Ngân hàng Phát triển Liên Mỹ (IADB).
- [2] Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA). (2023). *Theo dõi tiến trình phát triển năng lượng sạch năm 2023*. Paris, Pháp: IEA. Dựa trên <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>. Bản quyền: CC BY 4.0
- [3] Stepsol. (không ghi ngày). *Presentación del proyecto energético sostenible para la ampliación de la cobertura del servicio en las comunidades de La Sierpe y Unión Málaga, en el municipio de Timbiquí, Cauca* [Trình bày về dự án năng lượng bền vững nhằm mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ tại các cộng đồng La Sierpe và Unión Málaga, huyện Timbiquí, Cauca].
- [4] IE&Lahmeyer International, Chiến lược phát triển thủy điện tích năng tại Việt Nam, 2016
- [5] Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA), Nghiên cứu về các dự án thủy điện tích năng tiềm năng tại Việt Nam, năm 2016.
- [6] [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/pumped\\_storage\\_hydrogenpower](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/pumped_storage_hydrogenpower)
- [7] HydrogenWIREs. (2020). *Phân tích kỹ thuật vận hành nhanh hệ thống thủy điện tích năng*. Washington, DC: Bộ Năng lượng Hoa Kỳ.

## Bảng số liệu

Các trang dưới đây cung cấp số liệu về công nghệ. Chi phí được thể hiện bằng USD năm 2025.

Thủy điện tích năng											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	300	300	300	300	100	500	100	500	A	1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1200	1200	1200	1200	100	4000	100	4000		1
Hiệu suất điện, thuận, danh định	%	80	80	80	80	70	82	70	82		2, 3
Hiệu suất điện, thuận, danh định, trung bình năm	%	80	80	80	80	70	82	70	82		2, 3
Ngừng máy cưỡng bức	%	4	4	4	4	2	7	2	7		3
Ngừng máy theo kế hoạch	%	5,8	5,8	5,8	5,8	2,0	11,5	2,0	11,5		3
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	40	90	40	90		4
Thời gian xây dựng	năm	5	5	5	5	2,5	7,5	2,5	7,5	B	5
Yêu cầu không gian	1000 m <sup>2</sup> /MWe	30	30	30	30	15	45	15	45	B, C	5
<b>Khả năng tăng giảm công suất</b>											
Tốc độ tăng giảm công suất	% mỗi phút	50	50	50	50	10	100	10	100		3, 6
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	0	0	0	0	0	0	0	0		3
Thời gian khởi động ấm	Giờ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		3
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		3
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>											
Đầu tư danh định	MUSD/MW	0,75	0,75	0,75	0,74	0,55	6,00	0,55	5,95	D, E, F, G	1
- Tỷ lệ thiết bị	%	30	30	30	30	20	50	20	50	D, E	7
- Tỷ lệ lắp đặt	%	70	70	70	70	50	80	50	80	D, E	7
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW	0,23	0,22	0,22	0,22	0,11	3,00	0,11	2,98	D, E	7
- Chi phí lắp đặt	MUSD/MW	0,53	0,52	0,52	0,52	0,28	4,80	0,27	4,76	D, E	7
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW-năm	15,00	14,96	14,91	14,87	6,875	150,00	6,819	148,786	H	4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	1,4	1,4	1,4	1,4	0,50	3,00	0,50	2,98		5, 7
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>											
Quy mô hồ chứa	MWh	6.000	6.000	6.000	6.000	3.000	20.000	3.000	20.000	I	1
Thời gian lưu trữ	Giờ	5	5	5	5	4	12	4	12	I	1
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	0	-	-	-	-	J	

### Ghi chú:

- A Công suất mỗi tuabin.
- B Mức độ không chắc chắn (cao/thấp) ước tính +/- 50%.
- C Yêu cầu về diện tích đối với các địa điểm mới là rất không chắc chắn do phụ thuộc lớn vào điều kiện địa lý.
- D Các con số rất nhạy cảm với đặc điểm địa lý của từng địa điểm. Việc phát triển đường cong học hỏi chỉ mang lại mức cải thiện hạn chế, trong khi các vị trí tốt nhất, tức là có chi phí thấp, sẽ được khai thác trước. Chi phí đầu tư phụ thuộc lớn vào phần xây dựng công trình.
- E Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học hỏi, giả định tỷ lệ học hỏi 1% dựa trên các giá định của IEA trong Mô hình Năng lượng và Khí hậu Toàn cầu, bao gồm các dự báo công suất trong ấn phẩm World Energy Outlook 2025 của IEA, với kịch bản Chính sách đã công bố (STEPS) làm giá trị trung tâm, và các kịch bản Chính sách hiện hành (CPS) và Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 lần lượt làm cơ sở cho biên độ bất định trên và dưới.
- F Bất định chi phí trong ngắn hạn và dài hạn phản ánh mức độ phân tán chi phí dựa trên các trường hợp được xem xét. Chi phí có mức độ bất định cao do phụ thuộc vào các đặc điểm địa lý.
- G Dựa trên số liệu của hệ thống vòng hồ (thủy điện tích năng lai)

- H Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (Fixed O&M) được giả định nằm trong khoảng 1%–2,5%/năm, tùy thuộc vào quy mô nhà máy, phù hợp với tài liệu [4], với giá trị trung tâm khoảng 1,25% đối với nhà máy công suất 1.000 MW.
- I Quy mô được tính theo tổng công suất của toàn bộ nhà máy, không phải theo từng tổ máy (tuabin).
- J Giả định hệ thống kín với tổn thất nước không đáng kể. Tổn thất do bay hơi có thể xảy ra như mô tả trong phần Thủy điện của Danh mục công nghệ (TC) cho phát điện.

**Tài liệu tham khảo**

- 1 Dữ liệu dự án tại Việt Nam
- 2 NREL Đường cơ sở công nghệ hàng năm (ATB), 2025
- 3 Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2015, “Báo cáo thị trường thủy điện”
- 4 Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2022 – “Đánh giá chi phí và hiệu suất công nghệ lưu trữ năng lượng lưới điện năm 2022”
- 5 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, Ea Energy Analyses, Dữ liệu công nghệ cho ngành điện Indonesia, 2024
- 6 Eurelectric, 2015, “Thủy điện – Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển dịch”
- 7 IRENA, 2012, “Công nghệ năng lượng tái tạo: Chuỗi phân tích chi phí – Thủy điện”

## 2. PIN LITHIUM-ION

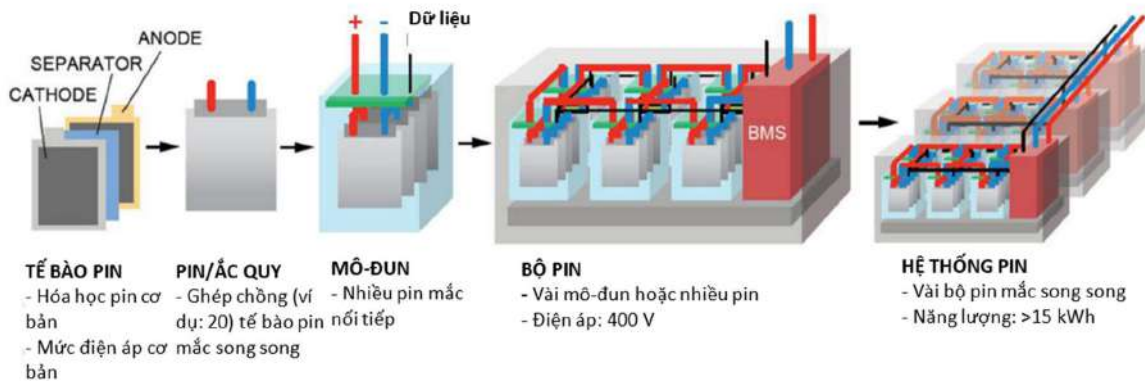
### Mô tả công nghệ

Pin Lithium-ion hay pin Li-ion (LIB) là loại pin sạc giúp lưu trữ và cung cấp điện năng, thường trong thời gian ngắn (tối đa 6 giờ), khi sử dụng trong hệ thống điện. Pin Lithium-ion (LIB) là một nhóm các công nghệ lớn với nhiều phân nhóm khác nhau, phục vụ các ứng dụng đa dạng tùy theo yêu cầu về công suất hoặc năng lượng. Các phân nhóm thường được xác định bởi thành phần hóa học; và các công nghệ mới vẫn liên tục được phát triển. Để lưu trữ năng lượng, pin NMC hoặc LFP1 là những loại pin được sử dụng phổ biến nhất. Pin Lithium-ion không sạc được, hay còn gọi là pin “sơ cấp”, cũng được sử dụng nhưng chủ yếu cho các ứng dụng lưu trữ dòng điện thấp hoặc trong thời gian dài chứ không được dùng trong các ứng dụng quy mô lớn. Pin Lithium-ion (LIB) sạc được, hay còn gọi là pin “thứ cấp”, được ứng dụng trong tất cả các loại thiết bị điện tử gia dụng, xe điện và hệ thống lưu trữ điện năng quy mô lớn.

Pin Lithium-ion (LIB) và các loại pin nói chung bao gồm nhiều tế bào pin (cell pin) - đây là nơi lưu trữ năng lượng. Tế bào pin được lắp ráp thành các mô-đun và kết hợp lại thành một hệ thống pin, như minh họa trong Hình 3. Hệ thống pin cũng bao gồm các thành phần phụ trợ để đảm bảo hoạt động của pin. Cần phân biệt giữa hệ thống pin (chỉ bao gồm các thành phần lưu trữ năng lượng, VD Pin Lithium-ion) và hệ thống lưu trữ năng lượng sử dụng pin nói lưới (BESS), là một hệ thống hoàn chỉnh có tích hợp pin cùng các thiết bị chuyên đổi và kết nối lưới. Hệ thống lưu trữ năng lượng sử dụng pin Lithium-ion nói lưới sẽ được trình bày chi tiết ở cuối phần này, trong mục ‘Cấu tạo hệ thống lưu trữ năng lượng sử dụng pin Lithium-ion’.

Pin Lithium-ion được phát triển từ đầu thập niên 1970. Sony đã ra mắt những viên pin Lithium-ion thương mại đầu tiên vào năm 1991. Kể từ đó, pin LIB đã giúp cải thiện hiệu suất của các ứng dụng điện trong nhiều lĩnh vực, từ thiết bị điện tử quy mô nhỏ đến xe điện và hệ thống lưu trữ năng lượng cho lưới điện quy mô lớn. Tính đến năm 2024, hệ thống lưu trữ độc lập lớn nhất đang hoạt động nằm ở Moss Landing, có dung lượng 3 GWh và công suất đầu ra định mức 0.75 GWh, với tùy chọn tăng dung lượng lên 6 GWh và công suất đầu ra định mức lên 3 GW [1].

LIB có thể được sử dụng để cung cấp các dịch vụ ở cấp hệ thống, bao gồm hầu hết các dịch vụ hiện nay tùy vào chức năng của bộ biến tần đi kèm và quy mô của hệ thống, với thời gian phản hồi dưới một mili giây, là công nghệ lý tưởng cho các dịch vụ như điều chỉnh tần số sơ cấp, điều chỉnh điện áp và dịch chuyển phụ tải. Do công nghệ này hoạt động hiệu quả cả ở quy mô lớn và nhỏ nên được ứng dụng trong cả các dịch vụ lưới điện quy mô lớn cũng như quy mô nhỏ trong hộ gia đình, giúp cung cấp nguồn điện dự phòng khi mất điện hoặc tối ưu hóa việc sử dụng điện mặt trời áp mái.

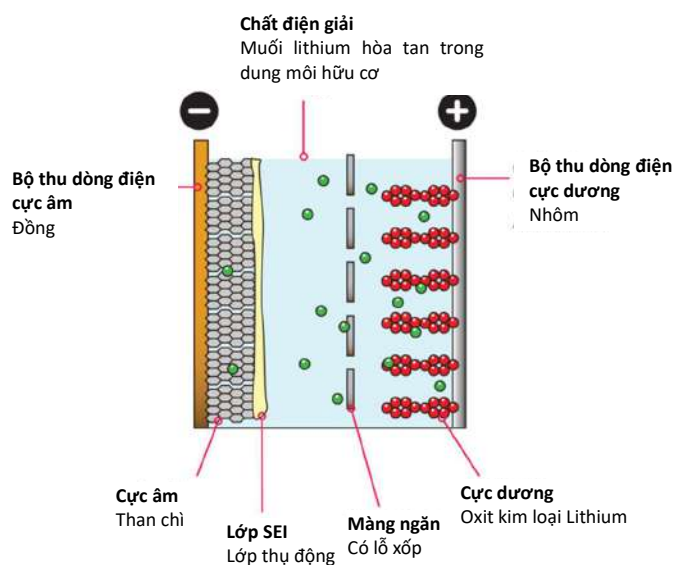


Hình 3: Các thành phần cơ bản của hệ thống pin dựa trên tế bào, từ cấp độ tế bào đến cấp độ hệ thống.

<sup>1</sup> Mô tả chi tiết về các loại pin LIB được trình bày trong Bảng 1.

## Tế bào điện-hóa trong LIB

Tế bào pin LIB gồm hai điện cực và một màng ngăn bằng xốp (xem Hình 4). Vật liệu sử dụng cho điện cực thường là yếu tố quyết định tên gọi của các loại LIB. Chất điện phân dạng lỏng lấp đầy các lỗ khí ở điện cực và màng ngăn. Muối Lithium (ví dụ:  $\text{LiPF}_6$ ) được hòa tan trong chất điện phân để tạo thành các ion  $\text{Li}^+$  và  $\text{PF}_6^-$ . Các ion trong chất điện phân có thể được giải phóng và hấp thụ bởi điện cực trong quá trình sạc và xả. Ngoài ra, có thể sử dụng chất điện phân dạng polyme hoặc dạng rắn, nhưng hai loại này không phổ biến trong hệ thống lưu trữ năng lượng quy mô lưới điện. Hiệu suất của pin được quyết định bởi nhiều yếu tố, trong đó thành phần hóa học của hai điện cực anot (cực âm) và catot (cực dương) là yếu tố chính, nhưng hình dạng, độ dày điện cực và thành phần chất điện phân cũng ảnh hưởng đến chất lượng của pin. Tương tự, cấu trúc của các tế bào pin quyết định khả năng tản nhiệt và tránh quá nhiệt do tiêu thụ điện năng cao, vì mỗi vật liệu hoặc hình dạng có khả năng dẫn nhiệt và nhiệt dung khác nhau. Sơ đồ minh họa các thành phần bên trong của tế bào pin được thể hiện trong hình sau.



Hình 4: Sơ đồ cấu tạo tế bào pin Lithium-ion (LIB) điển hình thể hiện các thành phần trong pin. Bộ phận màng còn được gọi là màng ngăn (separator).

Mỗi tế bào pin trong hệ thống có điện áp và dung lượng nhất định, trong đó phần lớn điện áp nằm trong khoảng từ 2V đến 5V. Trong các loại pin NMC phổ biến, mỗi tế bào pin có điện áp danh định khoảng 3.6V. Tuy nhiên, khi sạc đầy, điện áp của mỗi tế bào pin sẽ đạt 4.1V đến 4.2V, và khi tải được sử dụng (xả pin), điện áp sẽ giảm cho đến khi toàn bộ năng lượng được tiêu thụ hết và điện áp xuống mức tối thiểu. Mức tối thiểu này thay đổi tùy theo từng nhà sản xuất và thường nằm trong khoảng 2.5V – 3V.

Vì hầu hết các hệ thống tĩnh sử dụng các mô-đun 24V hoặc 48V, mỗi mô-đun thường sẽ bao gồm 6 hoặc 16 tế bào pin được mắc nối tiếp. Ở cấp hệ thống, các mức điện áp phổ biến bao gồm 400V, 600V hoặc 800V, trong đó, 8, 12 hoặc 16 mô-đun 48V sẽ được mắc nối tiếp để đạt được mức điện áp hệ thống. Do đó, các hệ thống thường có 96, 144 hoặc 192 tế bào pin được mắc nối tiếp xuyên suốt tất cả các mô-đun. Để tăng dung lượng mà không ảnh hưởng đến điện áp hệ thống, các tế bào pin sẽ được mắc song song trong mô-đun hoặc toàn bộ hệ thống sẽ được mắc song song. Mô hình này thường có dạng hệ thống  $96s2p$ , nghĩa là gồm 2 khối pin mắc song song, mỗi khối gồm 96 tế bào pin mắc nối tiếp. Các đầu đầu nối song song có thể bao gồm hàng chục hoặc hàng trăm tế bào pin tùy theo hệ thống cụ thể. Nhìn chung, điện áp hệ thống cao thường phổ biến trong các ứng dụng yêu cầu công suất cao, còn điện áp hệ thống thấp thường thấy trong các ứng dụng quy mô nhỏ có công suất ở mức thấp đến trung bình.

Phạm vi hoạt động của hệ thống xét về điện áp, nhiệt độ và công suất được xác định dựa trên cấu trúc như đã mô tả ở trên. Toàn bộ hệ thống được bảo vệ bởi hệ thống quản lý pin (BMS) có chức năng kiểm soát điện áp, nhiệt độ và dòng điện trong hệ thống. Nếu các giới hạn của hệ thống bị vượt quá, BMS sẽ ngắt hệ

thống để bảo vệ các tế bào pin vì mức điện áp, nhiệt độ hoặc dòng điện vượt quá giới hạn có thể làm hỏng hoàn toàn hệ thống và tăng rủi ro mất an toàn.

### Các loại pin Lithium-ion

Bảng 1 so sánh ba loại pin Lithium-ion được sử dụng phổ biến nhất cho các hệ thống LIB nổi lưới và liệt kê các nhà sản xuất chính. Các loại pin được xem xét bao gồm NMC, LFP và LTO. Một số loại LIB khác như LCO<sup>2</sup>, LMO<sup>3</sup> và NCA<sup>4</sup> thường không được sử dụng để lưu trữ điện năng cho lưới điện do hiệu suất không đảm bảo hoặc chi phí cao, vì vậy sẽ không được đề cập trong bảng. Các số liệu trong bảng dựa trên thông tin từ các nhà sản xuất pin hoặc nhà cung cấp sản phẩm và hệ thống.

Trong ba loại, NMC là loại pin phổ biến nhất do được sản xuất với số lượng lớn và giá thành thấp hơn, đặc biệt là trong ngành công nghiệp ô tô. Như đã đề cập ở trên, LIB bao gồm một anot và một catot, là hai điện cực của pin.

Pin LFP là loại pin phổ biến thứ hai và được sử dụng rộng rãi nhờ có độ an toàn cao vì pin không giải phóng oxy từ catot trong trường hợp bị cháy. Pin này cũng được ứng dụng trong ngành công nghiệp ô tô, đặc biệt đối với các dòng xe tầm trung nhờ sự phát triển của công nghệ cell-to-pack (đưa trực tiếp các tế bào pin vào khối pin, bỏ qua cấu phần trung gian là mô-đun).

Cả pin NMC và LFP đều sử dụng than chì (graphite) làm vật liệu anot. Nguyên nhân chính gây suy giảm chất lượng pin Lithium-ion NMC và LFP là do tróc lớp than chì và giảm chất lượng của chất điện phân. Hiện tượng này xảy ra khi hệ thống hoạt động ngoài giới hạn điện áp.

Pin Lithium-ion LTO là loại ít phổ biến nhất và có giá thành cao nhất trong ba loại này. Trong pin LTO, than chì ở anot được thay thế bằng Lithium-titanate. Vật liệu catot của pin LTO có thể là NMC, LFP hoặc các loại vật liệu cho catot pin khác. Công nghệ LTO cho hiệu quả vượt trội trong các ứng dụng có công suất cực cao, với thời gian sạc nhanh nhất là dưới 1 phút, đồng thời có tuổi thọ rất dài với hơn 10,000 chu kỳ sạc. Nhược điểm chính của công nghệ này là mật độ năng lượng thấp hơn đáng kể và giá thành cao làm giảm tính ứng dụng.

*Bảng 1: So sánh ba loại pin Lithium-ion được sử dụng phổ biến, các giá trị dựa trên bảng dữ liệu có sẵn của nhà cung cấp cho từng hệ thống cụ thể.*

Tên viết tắt	NMC <sup>5</sup>	LFP <sup>6</sup>	LTO <sup>7</sup>
Thành phần hóa học trong tế bào pin	Lithium Niken Mangan Cobalt Oxide	Lithium Sắt Phosphate	Lithium Titanate
Mật độ năng lượng (Wh/kg)	105 – 288 (Tế bào pin) 115 – 140 (Hệ thống)	50 – 170 (Tế bào pin) 80 – 110 (Hệ thống)	50 – 90 (Tế bào pin)
Năng lượng tiêu thụ <sup>8</sup> (kWh/m <sup>2</sup> )	~150	190 – 275	Không áp dụng
Chu kỳ sạc/xả	1.500 – 8.000	4.000 – 12.000	20.000 – 25.000
Tuổi thọ	10 - 20 năm	20 năm	20 năm
Các nhà sản xuất chính	Samsung SDI, LG Chem, Panasonic, CATL, ATL	CATL, BYD, LG Chem, Panasonic, Ufine	Toshiba, Leclanche, Altairnano

<sup>2</sup> Lithium Cobalt Oxide.

<sup>3</sup> Lithium Mangan Oxide.

<sup>4</sup> Lithium Niken Cobalt Nhôm Oxide.

<sup>5</sup> Các thông số về pin và hệ thống được lấy từ trang web của LG Chem, TesVolt (theo Samsung SDI), Panasonic, CATL.

<sup>6</sup> Các thông số về pin và hệ thống được lấy từ trang web của BYD, UFINE và CATL.

<sup>7</sup> Các thông số về pin và hệ thống được lấy từ trang web của Toshiba và Leclanche.

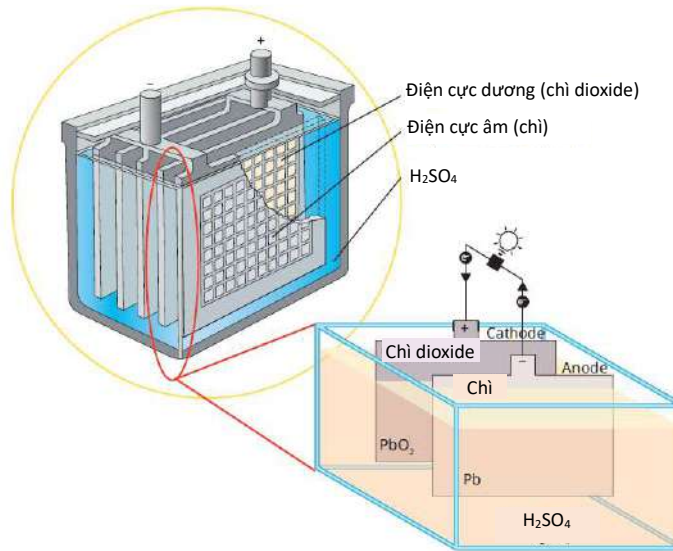
<sup>8</sup> Mức tiêu thụ năng lượng có sự khác biệt đáng kể giữa các nhà cung cấp, số liệu được trình bày ở đây dựa trên 4 hệ thống từ các nhà cung cấp được liệt kê. Bảng không bao gồm các thông số về hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) sử dụng pin LTO vì dữ liệu không có sẵn.

## Các loại pin khác

### Pin chì – axit

Pin chì - axit, thường được gọi là ắc quy, là loại pin sử dụng chì (Lead) làm điện cực và dung dịch axit sulfuric (Acid) làm chất điện phân để lưu trữ và phóng điện. Đây là một trong những công nghệ lưu trữ điện lâu đời nhất, xuất hiện từ thế kỷ 19 và vẫn được ứng dụng đến ngày nay. Trong đời sống, pin chì - axit rất phổ biến trong: Xe máy, ô tô, Bộ lưu điện (UPS), Hệ thống điện dự phòng đời cũ, Một số hệ điện mặt trời độc lập (off-grid) quy mô nhỏ. Pin chì-axit hoạt động dựa trên phản ứng hóa học thuận nghịch giữa các bản cực chì và dung dịch axit sulfuric. Khi xả điện, các bản cực biến thành chì sunfat và giải phóng năng lượng điện năng. Ngược lại, khi sạc, dòng điện bên ngoài sẽ đảo ngược quá trình, khôi phục các chất ban đầu để tiếp tục sử dụng. Công nghệ này có mức độ hoàn thiện kỹ thuật cao, đã được thương mại hóa từ khoảng năm 1880, với chi phí bộ pin tương đối thấp (dưới 200 USD/kWh). Hệ thống có khả năng xả công suất lớn, đồng thời đa dạng về kích thước và thông số kỹ thuật, đáp ứng nhiều nhu cầu ứng dụng khác nhau. Tuy nhiên, pin có mật độ năng lượng thấp so với các công nghệ pin khác, chỉ khoảng 70 kWh/m<sup>3</sup>, dẫn đến yêu cầu không gian lắp đặt lớn. Để lưu trữ cùng một lượng năng lượng (ví dụ 1 kWh), một viên pin chì-axit có thể nặng khoảng 25 kg, trong khi một viên pin lithium-ion tương đương chỉ nặng khoảng 6,7 kg. Ngoài ra, độ sâu phóng điện cho phép thấp đối với các hệ thống tiêu chuẩn (khoảng 30–50%), cùng với việc sử dụng vật liệu độc hại như chì, làm gia tăng yêu cầu về an toàn và môi trường. Tuổi thọ pin cũng tương đối hạn chế, thường dưới 1.000 chu kỳ, ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế trong vận hành dài hạn.

Pin chì – axit và pin lithium là 2 dòng pin phổ biến nhất hiện nay, song pin lithium được ưa thích hơn vì chúng mang lại nhiều ưu điểm vượt trội về hiệu suất và tính kinh tế về lâu dài hơn. So với pin chì–axit, pin lithium vượt trội về hiệu suất năng lượng, với hiệu suất sạc/xả trên 90%, trong khi pin chì–axit có tổn thất năng lượng lớn hơn. Nhờ mật độ năng lượng cao, pin lithium nhẹ và nhỏ gọn hơn đáng kể, giúp tiết kiệm không gian so với pin chì–axit vốn cồng kềnh. Ngoài ra, pin lithium có tuổi thọ dài hơn nhiều (gấp 3–5 lần về số chu kỳ), cho phép xả sâu tới 80–100% dung lượng, sạc nhanh, và hầu như không cần bảo trì, trong khi pin chì–axit bị hạn chế về độ sâu phóng điện, tốc độ sạc và yêu cầu bảo dưỡng định kỳ.



Hình 5: Cấu tạo pin chì - axit

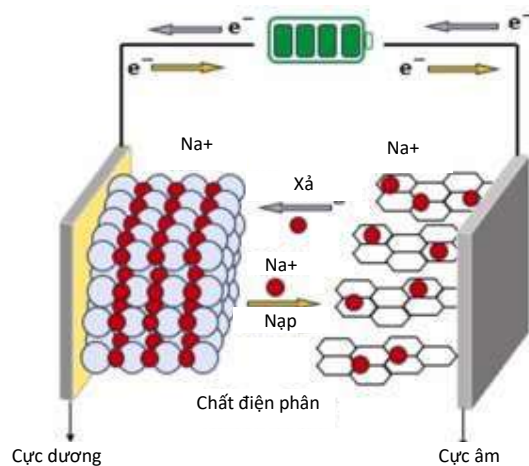
### Pin Natri

Các công nghệ/thành phần hóa học mới cho pin vẫn liên tục được nghiên cứu và phát triển. Mặc dù phần lớn không thể thương mại hoá, một số công nghệ đã cho thấy tiềm năng bổ trợ hoặc cạnh tranh với loại pin Lithium-ion đang được ứng dụng phổ biến trên thị trường. Hai công nghệ có tiềm năng mở rộng ở quy mô công nghiệp là pin Natri-ion (SIB) và pin thể rắn.

Pin Natri-ion chỉ đơn thuần thay thế Lithium bằng Natri, nhưng thay đổi nhỏ này dẫn đến nhiều yêu cầu phức tạp, vì vật liệu sử dụng trong pin Lithium-ion phải được điều chỉnh để tối ưu hóa cho pin Natri-ion

trước khi có thể thương mại hóa. Trái ngược với Lithium, Natri không khan hiếm mà rất dồi dào với giá thành thấp hơn, giúp giảm sự phụ thuộc vào các nguồn tài nguyên khan hiếm cho hệ thống pin. Pin SIB hoạt động dựa trên nguyên lý tương tự, với các ion natri di chuyển của giữa anot và catot trong chu kỳ sạc và xả. Mặc dù thường có mật độ năng lượng thấp hơn so với pin Lithium-ion, theo thông tin từ CATL là 160 Wh/kg, với thành phần hóa học ở catot là Natri Prussian white, tiềm năng giảm chi phí khiến loại pin này trở thành lựa chọn hấp dẫn cho các ứng dụng lưu trữ năng lượng quy mô lớn và xe điện tầm trung. [2] Tuy nhiên, vẫn chưa rõ khi nào pin Natri-ion sẽ đạt quy mô sản xuất cần thiết để có thể cạnh tranh về chi phí hoặc vượt qua pin Lithium-ion. Công nghệ này được thương mại từ năm 2024; trên thị trường đã có một số nhà sản xuất.

Pin thể rắn là loại pin có màng ngăn và chất điện phân nằm trên cùng một vật liệu rắn. Loại pin này có thể được chế tạo từ vật liệu của cả công nghệ Lithium-ion và Natri-ion, với nguyên lý hoạt động sử dụng ion tương tự như vậy. Vì không sử dụng chất điện phân lỏng dễ cháy, pin sẽ có độ an toàn cao hơn do khối lượng chất dễ cháy trong pin ít hơn. Tuy nhiên, điều này không có nghĩa là pin không thể bắt lửa và không cần xem xét những lo ngại về an toàn. Ngoài ra, do pin thể rắn cho phép sử dụng nhiều loại vật liệu điện cực khác nhau nên nhiều khả năng sẽ đạt được mật độ năng lượng cao hơn, tuổi thọ pin dài hơn và hiệu suất cải thiện khi sử dụng cho các ứng dụng như xe điện và thiết bị điện tử cầm tay. Đặc biệt, nếu anot bằng kim loại Lithium nguyên chất được sử dụng an toàn không chỉ trong pin sơ cấp thì mật độ năng lượng của pin sẽ tăng đáng kể do loại bỏ được than chì nặng. Bên cạnh những lợi ích này, vẫn còn những thách thức về độ phức tạp và chi phí sản xuất, đặc biệt do quy trình sản xuất có nhiều khác biệt so với pin Lithium-ion. Các nhà nghiên cứu đang tích cực tìm kiếm giải pháp khắc phục nhằm đưa pin thể rắn trở thành giải pháp khả thi và phổ biến cho nhu cầu lưu trữ năng lượng trong tương lai.



Hình 6: Nguyên lý hoạt động pin natri

### Pin natri – lưu huỳnh

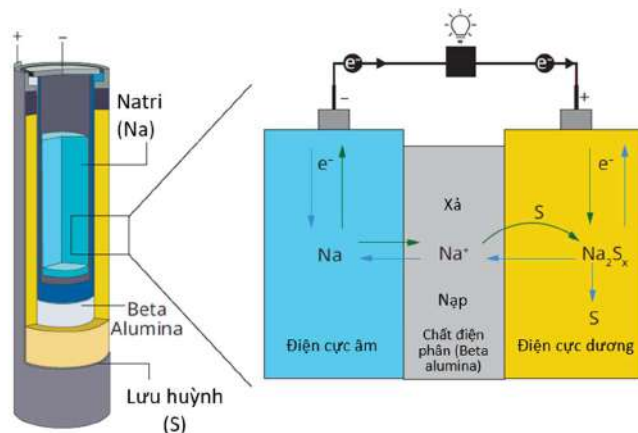
Pin natri–lưu huỳnh (NaS-Sodium-Sulfur BESS) là một loại pin muối nóng chảy, sử dụng natri lỏng (Na) và lưu huỳnh (S). Trong những năm gần đây, pin natri–lưu huỳnh ngày càng được quan tâm như một trong những công nghệ pin phù hợp nhất cho lưu trữ năng lượng dài hạn. Đây là hệ thống lưu trữ năng lượng (ESS) dựa trên các phản ứng điện hóa nạp/xả xảy ra giữa điện cực dương (cathode) và điện cực âm (anode). Cathode thường được chế tạo từ lưu huỳnh nóng chảy (sulfur cathode), trong khi anode được làm từ natri nóng chảy. Hai điện cực được ngăn cách bởi một lớp gốm rắn—natri aluminat—đồng thời đóng vai trò là chất điện phân, chỉ cho phép các ion natri mang điện tích dương đi qua. Ngoài ra, chất điện phân phản ứng với lưu huỳnh để tạo thành các polysulfide natri theo phản ứng:



Hệ thống pin được tích hợp các bộ gia nhiệt độc lập, do pin natri–lưu huỳnh phải được duy trì ở nhiệt độ khoảng 300–350°C nhằm đảm bảo các phản ứng điện hóa diễn ra và giữ các điện cực ở trạng thái nóng chảy.

Pin natri–lưu huỳnh có mật độ năng lượng cao, đạt khoảng 200 kWh/m<sup>3</sup>. Công nghệ này phù hợp với dải nhiệt độ môi trường rộng, đặc biệt trong điều kiện khí hậu nóng, và có tuổi thọ dài, lên tới khoảng 4.500 chu kỳ hoặc 15 năm đối với pin kín, nên rất phù hợp cho lưu trữ năng lượng dài hạn. Tuy nhiên, pin natri –

lưu huỳnh cũng có một số nhược điểm. Pin natri–lưu huỳnh có tỷ lệ tự phóng điện cao khi không vận hành do phải duy trì nhiệt độ làm việc cao liên tục. Ngoài ra, pin có khả năng xả công suất tức thời tương đối thấp, thường được tối ưu cho thời gian xả khoảng 6 giờ và tiềm ẩn rủi ro an toàn do natri phản ứng mạnh với nước. Bên cạnh đó, tiềm năng giảm chi phí còn chưa rõ ràng vì số lượng nhà sản xuất dẫn đầu trên thị trường hiện vẫn còn hạn chế.



Hình 7: Nguyên lý hoạt động pin natri – lưu huỳnh

### Pin cát

Pin cát là một trong những công nghệ lưu trữ nhiệt năng đang được phát triển trên toàn thế giới, khác với pin Lithium-ion vốn lưu trữ năng lượng dưới dạng điện-hóa. Pin cát là hệ thống lưu trữ năng lượng quy mô lớn, nhiệt độ cao, sử dụng cát hoặc các vật liệu tương tự để lưu trữ năng lượng dưới dạng nhiệt. Mục đích chính là lưu trữ sản lượng điện gió và điện mặt trời dư thừa, góp phần giúp cân bằng lưới điện và sản xuất nhiệt và điện mà không cần quá trình đốt cháy. Công nghệ này giúp mở rộng quy mô các nguồn năng lượng tái tạo như gió và mặt trời, cho phép các doanh nghiệp đạt được mục tiêu về khí hậu đồng thời giảm đáng kể chi phí năng lượng.

Bộ phận lưu trữ của pin cát là một silo cách nhiệt, thường cao từ 10 - 15 mét, đường kính từ 4 - 30 mét, tùy theo yêu cầu về công suất. Cấu trúc dạng mô-đun cho phép điều chỉnh dung lượng lưu trữ linh hoạt mà không cần thiết kế lại hệ thống trên diện rộng. Quá trình nạp và xả diễn ra thông qua các ống dẫn nhiệt tuần hoàn không khí trong một hệ thống khép kín. Không khí được làm nóng bằng các bộ gia nhiệt điện trở, lưu lượng không khí được điều khiển bởi các quạt gió và van gió. Khi xả, không khí được dẫn qua bộ trao đổi nhiệt. Đầu ra là nước nóng, hơi nước hoặc không khí, với nhiệt độ lên đến 400°C, đáp ứng 36% nhu cầu nhiệt trong các quy trình công nghiệp. Hiện nay, pin cát được sử dụng để lưu trữ nhiệt năng và cung cấp nhiệt cho sản xuất công nghiệp quy mô nhỏ và vừa cũng như cho hệ thống sưởi ấm tòa nhà. Tuy nhiên, các giải pháp để chuyển đổi nhiệt lưu trữ thành điện năng mới đang trong giai đoạn phát triển, hứa hẹn tiềm năng cạnh tranh với các loại pin lưu trữ điện năng thông thường. Các đường ống nằm trong bộ phận lưu trữ không cần bảo dưỡng và có tuổi thọ thiết kế cao. Về mặt nhiệt động học, hiệu suất khứ hồi (tỷ lệ giữa mức năng lượng nạp vào/xả ra) của loại pin này phụ thuộc rất nhiều vào nhiệt độ lưu trữ tối đa, và hiệu suất này thấp hơn đáng kể so với pin Li-ion.

Pin cát thương mại đầu tiên trên thế giới được ra mắt năm 2022 bởi công ty khởi nghiệp Polar Night Energy tại Kankaanpää, Phần Lan. Pin bao gồm một silo thép chứa khoảng 2.000 tấn đá xà phòng vụn, đóng vai trò là phương tiện lưu trữ nhiệt. Hệ thống này lưu trữ khoảng 100 megawatt-giờ (MWh) năng lượng, đủ để sưởi ấm toàn bộ trung tâm thị trấn. Hệ thống có thể đáp ứng nhu cầu làm nóng ở địa phương trong gần một tháng vào mùa hè và một tuần vào mùa đông, và được đưa vào vận hành toàn diện từ tháng 6/2025.



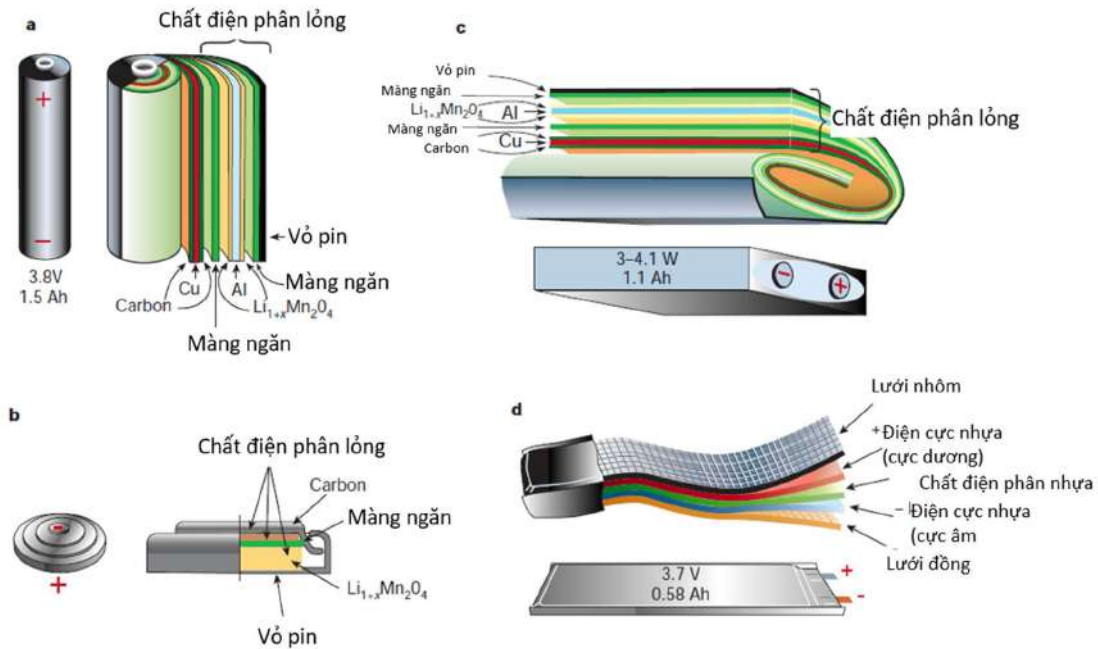
Hình 8: Hệ thống pin cát tại Kankaanpää, Phần Lan

### Thiết kế pin Lithium-ion

Tế bào pin có nhiều thiết kế khác nhau—pin cúc áo, pin hình trụ, pin dạng túi và pin hình lăng trụ (Hình 9 và Hình 10)—mỗi loại có những đặc điểm riêng biệt phù hợp với các ứng dụng khác nhau. Pin cúc áo nhỏ gọn, phù hợp cho các thiết bị tiêu thụ ít điện năng như đồng hồ và máy trợ thính. Pin hình trụ có thiết kế chắc chắn và dễ sản xuất, được sử dụng rộng rãi trong các thiết bị điện tử gia dụng và xe điện, chẳng hạn như xe của Tesla, nhờ độ an toàn và độ bền cao. Pin dạng túi nhẹ và có tính linh hoạt cao, phù hợp cho các ứng dụng cần tiết kiệm không gian và khối lượng, như trong xe điện và thiết bị điện tử cầm tay; tuy nhiên, do thiếu lớp vỏ cứng nên loại pin này dễ bị ảnh hưởng bởi tác động vật lý. Pin hình lăng trụ có dạng hình hộp chữ nhật, có thể xếp chồng dễ dàng và giúp sử dụng không gian hiệu quả, do đó rất phù hợp cho xe điện và hệ thống lưu trữ năng lượng công nghiệp. Mặc dù có chi phí sản xuất cao hơn so với pin hình trụ nhưng pin hình lăng trụ mang giúp quản lý nhiệt tốt hơn, dung lượng cao hơn và hình dáng nhỏ gọn. Mỗi thiết kế đều cân bằng các yếu tố như kích thước, mật độ năng lượng, chi phí và tính ứng dụng để đáp ứng các nhu cầu cụ thể.



Hình 9: Ví dụ về pin Lithium-ion. (a) Pin Lithium-ion NMC Tesla 21700 hình trụ [3]. (b) Pin Lithium-ion NMC hình lăng trụ của Samsung SDI [4] (c) Pin Lithium-ion NMC dạng túi của LG Chem [5]



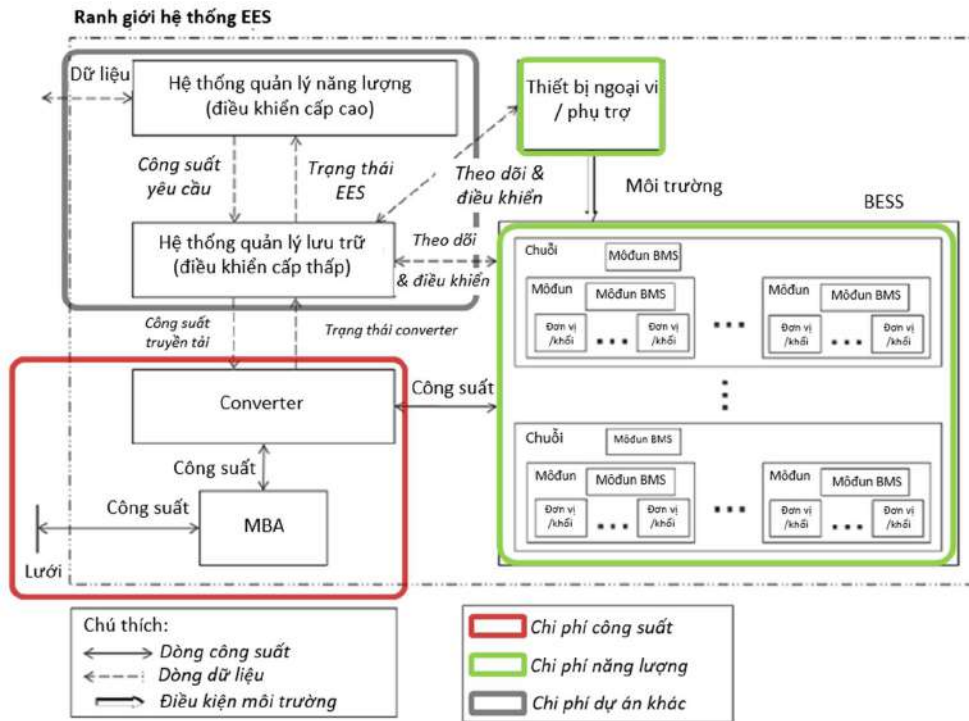
Hình 10: Sơ đồ thể hiện hình dạng, thiết kế và cấu tạo của các thiết kế pin Li-ion [6] (a) Pin hình trụ; (b) Pin cúc áo; (c) Pin hình lăng trụ; và (d) Pin dạng túi.

### Cấu tạo hệ thống lưu trữ năng lượng sử dụng pin Lithium-ion

Hình 11 mô tả tổng quan các thành phần trong hệ thống lưu trữ sử dụng LIB có thiết kế nối với lưới điện. Trong hệ thống lưu trữ bằng LIB, tế bào pin được lắp ráp thành các mô-đun, sau đó các mô-đun này được lắp ráp thành khối pin hoàn chỉnh (pack pin) (xem Hình 7). Khối pin bao gồm cả BMS. BMS là hệ thống điện tử con giám sát các điều kiện của pin như điện áp, dòng điện và nhiệt độ, đồng thời bảo vệ tế bào pin khỏi tình trạng hoạt động ngoài giới hạn an toàn. Đây là thành phần chính để đảm bảo khả năng vận hành an toàn của hệ thống. BMS có thể được triển khai dưới dạng một đơn vị duy nhất, nhưng đối với các hệ thống ở quy mô lưới điện, BMS thường được phân tán thành các đơn vị giám sát cục bộ trong mỗi mô-đun và 1 hoặc 2 lớp đơn vị điều khiển tại mỗi khay (rack) hoặc container, cùng một hệ thống điều khiển cho toàn bộ khu vực lắp đặt. Trong một số trường hợp, BMS có thể được kết hợp với hệ thống quản lý năng lượng (EMS).

Hệ thống quản lý nhiệt (TMS) có chức năng điều chỉnh nhiệt độ pin và hệ thống lưu trữ. Hoạt động của TMS phụ thuộc vào điều kiện môi trường, ví dụ: hệ thống được đặt trong nhà hay ngoài trời. Bên cạnh đó, EMS kiểm soát quá trình sạc/xả của hệ thống lưu trữ bằng LIB được nối lưới từ góc độ hệ thống. Tùy theo ứng dụng và cấu hình công suất, hệ thống chuyển đổi năng lượng (PCS) có thể bao gồm một hoặc nhiều bộ chuyển đổi (liên kết DC/AC). Để kết nối hệ thống, có thể cần lắp đặt máy biến áp để tích hợp với các cấp điện áp lưới cao hơn.

Việc tích hợp vào lưới giúp cung cấp một số dịch vụ cho lưới điện như tăng độ tin cậy, dịch chuyển phụ tải, điều chỉnh tần số, v.v. Các dịch vụ này được mô tả chi tiết hơn ở phần “Khả năng điều tiết và các dịch vụ hệ thống khác” bên dưới. Giá trị và lợi nhuận được tạo ra bằng cách bán dịch vụ cho các đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (TSO). Dung lượng pin có thể được bán toàn bộ hoặc một phần cho TSO, phần dung lượng còn lại có thể sử dụng cho các mục đích khác như quản lý phụ tải cục bộ, mua bán năng lượng, hoặc cung cấp dịch vụ của đơn vị vận hành hệ thống phân phối (DSO). Việc lựa chọn kích thước phù hợp cho hệ thống pin và chuyển đổi năng lượng đóng vai trò rất quan trọng để tối ưu hóa doanh thu. Các khía cạnh kỹ thuật của hệ thống pin lưu trữ, kết nối hệ thống và tích hợp vào lưới điện được tóm tắt trong Bảng 2, Hình 11 và Hình 13.



Hình 11: Các thành phần và phân loại hệ thống pin lưu trữ năng lượng nối lưới, chẳng hạn như pin Li-ion.

### Đầu vào/đầu ra

Cả đầu vào và đầu ra đều là điện năng nhưng cần được chuyển đổi điện áp và/hoặc từ dòng xoay chiều (AC) sang dòng một chiều (DC) và ngược lại tùy thuộc vào loại lưới điện cục bộ, trong đó phía pin luôn yêu cầu dòng DC. Trong lưới điện AC, việc chuyển đổi được thực hiện thông qua một bộ biến tần có chức năng tạo ra dòng AC với tần số và mức điện áp đã thiết lập. Trong lưới điện DC, bộ chuyển đổi sẽ biến đổi điện áp DC biến thiên ở phía pin thành điện áp DC cố định ở phía lưới điện. Lưới điện có thể yêu cầu dòng AC hoặc DC, nhưng dòng AC phổ biến hơn. Điện năng được lưu trữ trong pin dưới dạng năng lượng điện-hóa trong quá trình sạc và được chuyển hóa trở lại thành điện năng trong quá trình xả. Thông thường, mức tổn thất năng lượng là khoảng 10% do tỏa nhiệt.

### Cân bằng năng lượng

Có thể chia tổn thất năng lượng trong LIB thành tổn thất trong vận hành và tổn thất ở chế độ chờ. Phần này mô tả tổn thất trong quá trình vận hành trước, sau đó là tổn thất ở chế độ chờ, cuối cùng sẽ thảo luận về hiệu suất năng lượng tổng thể.

### Tổn thất trong vận hành

Tổn thất trong vận hành xảy ra khi năng lượng được nạp vào hoặc xả lên lưới, bao gồm tổn thất trong quá trình chuyển đổi ở pin và thiết bị điện tử công suất.

Pin bị tổn thất năng lượng dưới dạng nhiệt trong quá trình sạc và xả, với mức tổn thất thông thường là 1-12% tùy vào dòng điện tiêu thụ, trong đó dòng càng cao thì lượng tổn thất càng lớn. Đối với hệ thống xả/sạc trong hơn một giờ, tổn thất ở pin thường dưới 4% nếu sử dụng các công nghệ hiện đại. Vì giá trị này liên quan đến điện trở trong của pin nên sẽ tăng dần trong suốt vòng đời pin, thường sẽ đạt đến 200% giá trị ban đầu vào cuối vòng đời (EoL). Tuy nhiên, cấu hình sạc và nhiệt độ có thể ảnh hưởng đáng kể đến hiệu suất. Đối với các hệ thống hoạt động ở điều kiện nhiệt độ khắc nghiệt và/hoặc có tỷ lệ công suất/năng lượng cao, hiệu suất có thể mang tính đặc thù theo từng hệ thống và cần được đánh giá độc lập để hiểu chính xác.

Các thiết bị điện tử công suất đóng vai trò chuyển đổi năng lượng lưu trữ trong pin thành dòng AC có thể sử dụng ở tần số và cấp điện áp của lưới. Biến tần được thiết kế để đạt hiệu suất tối ưu ở mức tải nhất định, thường vào khoảng 90 – 95% công suất định mức, do đó là nguồn gây tổn thất chính.

Hiệu suất khử hồi tổng thể được xác định dựa trên tổn thất ở bộ biến tần và pin. Hiệu suất này bao gồm tổn thất năng lượng ở hệ thống AC và DC, cộng thêm tổn thất ở chế độ chờ, giá trị tổng thể thường nằm trong khoảng 80 -90%. Công suất định mức của hệ thống càng cao thì càng cần phải đảm bảo duy trì hiệu suất hệ thống cao nhằm tránh các vấn đề liên quan đến việc xử lý nhiệt thải.

### Tổn thất ở chế độ chờ

Hệ thống lưu trữ điện bằng LIB cần tiêu thụ năng lượng để vận hành các thành phần phụ trợ của hệ thống (BOP), chẳng hạn như các thiết bị giám sát, hệ thống điều khiển và quản lý nhiệt. Ngoài ra, các thành phần công suất như biến tần cũng tiêu thụ năng lượng ngay cả khi đang ở chế độ chờ không tải. Nguồn năng lượng này thường được lấy trực tiếp từ pin.

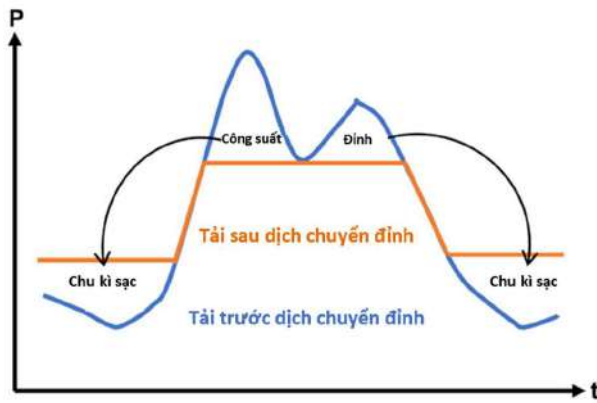
Bên cạnh đó, các tế bào pin cũng tự xả, thường ở mức 0,1%/ngày tùy thuộc vào điều kiện môi trường. Hiện tượng này xảy ra do các phản ứng phụ bên trong tế bào pin, được đẩy nhanh khi nhiệt độ tăng và do đó mức xả sẽ cao hơn trong điều kiện môi trường ấm áp. Tổn thất ở chế độ chờ rất quan trọng đối với các hệ thống lưu trữ trong thời gian dài, vì giá trị này thường không đổi theo thời gian và không phụ thuộc vào số chu kỳ sạc/xả mỗi ngày.

### Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ

Pin Lithium-ion nổi lưới có thể hấp thụ và giải phóng năng lượng điện gần như tức thì. Thời gian đáp ứng của pin Lithium-ion nổi lưới phụ thuộc rất nhiều vào các thành phần điều khiển, EMS, BMS và TMS cũng như PCS. Thời gian đáp ứng nhanh và khả năng hỗ trợ các dịch vụ lưới điện của bộ biến tần giúp hệ thống BESS có thể cung cấp nhiều dịch vụ đa dạng cho lưới điện (Bảng 2 và Hình 12).

*Bảng 2: Các dịch vụ lưới điện liên quan dành cho hệ thống lưới điện.*

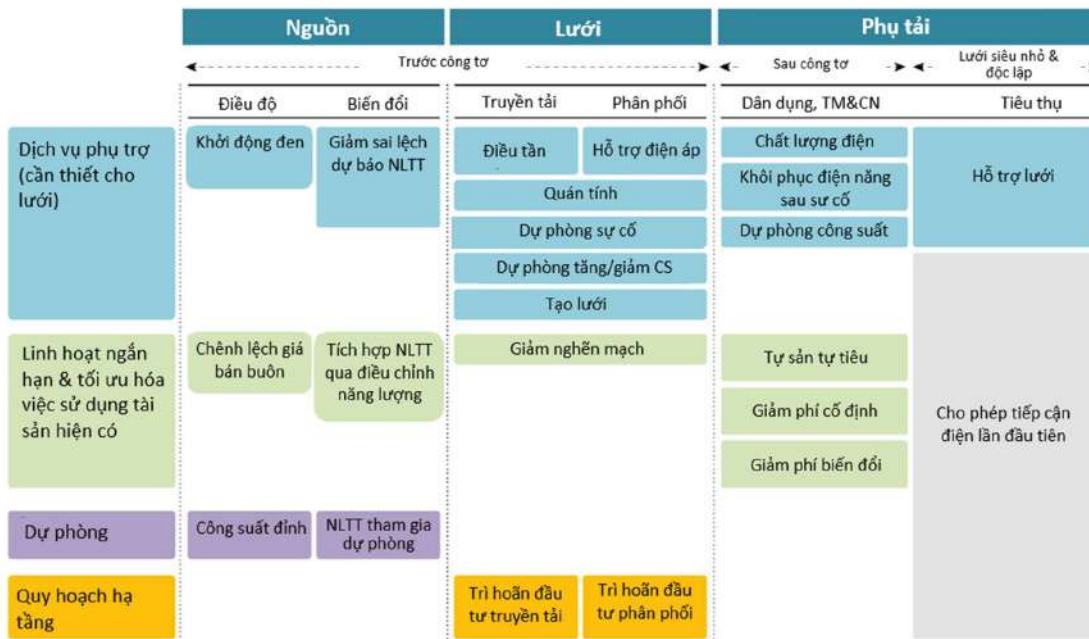
Dịch vụ	Ghi chú
Điều chỉnh tần số	Dịch vụ điều tần được cung cấp trong một khung thời gian cố định, trong đó hệ thống phải phản ứng trước những thay đổi về tần số của lưới điện. Giá dịch vụ dựa trên công suất khả dụng của hệ thống. BESS có thể đáp ứng chính xác và kịp thời trước những thay đổi về điều kiện lưới điện chỉ trong vòng vài mili giây. Hệ thống điều khiển của BESS sẽ nhanh chóng điều chỉnh đầu vào hoặc hấp thụ năng lượng để duy trì hoặc đưa tần số lưới điện về lại giới hạn vận hành an toàn.
Dịch chuyển phụ tải	Việc dịch chuyển phụ tải nhằm giảm thiểu công suất tiêu thụ đỉnh cục bộ hoặc bổ sung công suất trong giờ cao điểm trên quy mô lớn. Khi dịch chuyển phụ tải, BESS có thể giảm nhu cầu phát điện ở giờ cao điểm khi giá điện cao (Hình 6) và tạo điều kiện hoạt động kinh doanh chênh lệch giá điện.
Kinh doanh chênh lệch giá điện bán buôn	Kinh doanh chênh lệch giá điện bán buôn khai thác lợi nhuận từ chênh lệch giá bằng cách mua điện khi giá thấp và bán khi giá cao.
Khởi động đen	Nhờ công nghệ tạo lưới, trong các hệ thống biến tần, BESS có thể khởi động lại lưới điện sau sự cố mất điện (khởi động đen). Tuy nhiên, không phải tất cả các bộ biến tần đều được thiết kế cho ứng dụng khởi động đen.
Hỗ trợ điện áp	Có thể lắp đặt hệ thống BESS nhỏ hơn tại các điểm yếu của lưới để cung cấp hoặc hấp thụ công suất phản kháng nhằm ổn định điện áp cục bộ.
Tăng cường tự sản tự tiêu	Đối với cả sản xuất điện gió hoặc điện mặt trời quy mô lớn và nhỏ, hệ thống BESS có thể được sử dụng để tránh việc phát điện dư lên lưới khi giá thị trường không thuận lợi. Năng lượng này có thể được tiêu thụ tại chỗ hoặc bán lên lưới khi giá cao.



Hình 12: Tiết giảm phụ tải đỉnh/dịch chuyển phụ tải đỉnh bằng BESS

Các dịch vụ lưới điện này thường có những yêu cầu tối thiểu về kích thước, công suất hoặc thời gian đáp ứng, do đó hạn chế khả năng tiếp cận các thị trường khác nhau tùy thuộc vào thông số kỹ thuật của hệ thống. Các yêu cầu của thị trường thường được đáp ứng trong giai đoạn thiết kế các hệ thống tập trung nhằm đến các thị trường cụ thể. Tuy nhiên, sự phát triển của các hệ thống phân tán như tập hợp xe điện (EV) hoặc BESS dân dụng đã cho phép kết hợp các đơn vị nhỏ hơn để đáp ứng nhu cầu thị trường, tương tự như một nhà máy điện ảo. Điểm khác biệt là nhà máy điện ảo thường bao gồm các đơn vị phát điện, như điện mặt trời hoặc điện gió, trong khi hệ thống BESS hoặc xe điện thì không cần. Các hệ thống này khó kiểm soát hơn vì mục đích sử dụng chính của hệ thống sẽ ảnh hưởng đến lượng điện và công suất khả dụng của hệ thống. Do đó, những hệ thống này thường nhắm đến các dịch vụ như kinh doanh chênh lệch giá điện hoặc điều tần. Vì lý do thực tiễn, các hệ thống phi tập trung có thể không phù hợp để cung cấp dịch vụ khởi động đen hoặc ổn định điện áp. Ngoài ra, các hệ thống này cũng khó dự đoán về công suất và năng lượng khả dụng, ví dụ: xe điện có thể bị chủ xe rút khỏi nguồn sạc trong khi đang cung cấp dịch vụ lưới điện. Vì vậy, công nghệ xe đến lưới (vehicle-to-grid, V2G) sẽ đòi hỏi tập hợp một lượng lớn xe điện để đảm bảo dung lượng thống kê ngay cả khi một số xe bị ngắt kết nối.

### Vị trí của pin trong hệ thống điện



TM&CN: Thương mại và công nghiệp

Hình 13: Hệ thống pin lưu trữ có thể cung cấp nhiều dịch vụ đa dạng cho hệ thống điện [9] Minh họa về ứng dụng của hệ thống pin lưu trữ: trực ngang thể hiện vị trí trong hệ thống điện; trực dọc thể hiện loại dịch vụ.

BESS cũng có thể cung cấp quán tính như một nguồn dự phòng quay ảo, từ đó giúp cải thiện khả năng tích hợp năng lượng tái tạo. Chủ sở hữu hệ thống BESS ít khi nghiên cứu dịch vụ này vì thông thường, đây là một tính năng có sẵn của các tổ máy phát điện trong nhà máy điện trung tâm và trừ khi tổ máy ngừng hoạt động, dịch vụ này của hệ thống BESS có thể không cần thiết.

Ngoài ra, BESS có thể giúp bổ sung công suất khi sản lượng điện từ nguồn năng lượng tái tạo bị cắt giảm. Điều này có lợi nếu EVN ký các hợp đồng mua bán điện (HĐMBĐ) theo cơ chế tiếp nhận hoặc trả tiền (take-or-pay), trong đó lượng điện bị cắt giảm đã được thanh toán trước. Tuy nhiên, nếu nhà máy điện phải chịu tổn thất doanh thu từ lượng điện bị cắt giảm, và khi chi phí của năng lượng tái tạo bị cắt giảm cao hơn giá biên của hệ thống, thì việc sử dụng hệ thống BESS để giảm cắt giảm không có lợi cho EVN. BESS có thể cung cấp công suất dự phòng tại các vị trí quan trọng trên hệ thống truyền tải, giúp tối ưu hóa việc sử dụng hạ tầng truyền tải hiện có. Đồng thời, khả năng lưu trữ năng lượng dư thừa một cách nhanh chóng cũng giúp giảm tắc nghẽn.

### **Công suất điển hình**

Phần lớn các hệ thống BESS được thiết kế theo tiêu chuẩn khay (rack) 19 inch hoặc dạng container nhằm thuận tiện cho việc lắp đặt. Các khay chứa nhiều mô-đun mắc nối tiếp và thường có thể đạt được mức điện áp cho toàn hệ thống với một khay duy nhất. Phần này phân tích 3 ví dụ về các hệ thống BESS thương mại, bao gồm 2 hệ thống sử dụng khay của Xolta và TesVolt, và một hệ thống dạng container của BYD, xem Bảng 3. Dựa trên hệ thống hiện có, tất cả đều có công suất sạc và xả cân bằng, tỷ lệ công suất trên năng lượng gần  $1C_1$ . Tất cả các hệ thống đều nằm trong phạm vi  $0.075 - 0.12 \text{ kWh/kg}$  và  $105 - 160 \text{ kWh/m}^2$ , trong đó giải pháp dạng container thường có hiệu suất cao hơn. Tuy nhiên, việc sử dụng khay giúp linh hoạt hơn khi thiết kế quy mô hệ thống vì có thể đặt nhiều khay hoặc container song song để mở rộng quy mô. Giải pháp container 20 ft được sử dụng làm thông tin mặc định trong bảng dữ liệu.

Hiện tại, nguồn thông tin chính thức về các mô hình BESS cụ thể sẽ được sử dụng trong các dự án năng lượng tái tạo tại Việt Nam vẫn rất hạn chế. Các dự án này thường triển khai các mô-đun BESS có công suất khoảng 5–15 MW, sử dụng pin LFP (Lithium Iron Phosphate) do có độ an toàn cao. Các hệ thống BESS thường được lắp đặt dưới dạng container.

Thị trường Việt Nam thường ưu tiên các nhà sản xuất Trung Quốc như CATL, Huawei và BYD vì giá cả cạnh tranh và khả năng triển khai nhanh chóng. Các thương hiệu của Hoa Kỳ và châu Âu như Tesla và Fluence có giá thành cao hơn, thường được cân nhắc cho các dự án đòi hỏi tuân thủ tiêu chuẩn kỹ thuật khắt khe hơn.

Các hệ thống BESS đặc biệt nhạy cảm với điều kiện môi trường và phương thức vận hành. Nhiệt độ môi trường cao có thể làm tăng điện trở trong, đẩy nhanh quá trình giảm hiệu suất pin và khiến dung lượng pin giảm nhanh hơn theo thời gian. Ngược lại, nhiệt độ thấp làm giảm hiệu suất sạc/xả và khả năng cung cấp điện. Độ ẩm cao cũng có thể ảnh hưởng đến độ tin cậy của các thiết bị điện tử công suất và hệ thống làm mát. Ngoài ra, việc sạc và xả thường xuyên ở mức công suất cao gây ra ứng suất nhiệt và cơ, làm giảm tuổi thọ thực tế của hệ thống so với thông số thiết kế. Do đó, khi quy hoạch và vận hành hệ thống BESS quy mô lớn, cần đánh giá thận trọng các điều kiện môi trường tại chỗ và áp dụng các chiến lược vận hành tối ưu để kéo dài tuổi thọ hệ thống và duy trì hiệu quả hoạt động.

### **Thời gian lưu trữ điển hình**

Một số khía cạnh của công nghệ pin Lithium-ion đặt ra giới hạn trên cho thời gian lưu trữ khả thi. Tuổi thọ của pin khiến chi phí cho mỗi chu kỳ sạc/xả tăng lên đáng kể khi lưu trữ trong thời gian dài. Công suất tiêu thụ của BOP ở chế độ chờ làm tăng mức tổn thất năng lượng cho hệ thống, đặt ra yêu cầu về giảm thời gian chờ, đồng nghĩa với thời gian lưu trữ ngắn hơn để đảm bảo đạt đủ số chu kỳ và lợi nhuận dương. Hầu hết các thị trường đều cung cấp điều kiện thuận lợi cho việc sạc và xả trong khoảng thời gian 8 – 12 giờ tương ứng với các thời điểm phụ tải đỉnh thông thường trong ngày hoặc khi sản lượng điện mặt trời đạt đỉnh. Do đó, phần lớn các ứng dụng đều phù hợp với hệ thống có thời gian lưu trữ 2 – 6 giờ theo đặc tính thời gian của thị trường. Điều này không nhất thiết áp dụng cho các dịch vụ tần số với đặc điểm là thời gian ngắn hơn nhiều, thường từ 15 – 60 phút. Mặc dù có thể thiết kế các hệ thống với thời gian lưu trữ dài hơn, nhưng nhìn chung hệ thống này sẽ không cạnh tranh về chi phí do giá thành trên mỗi đơn vị năng lượng cao và số chu kỳ sạc-xả trong suốt vòng đời của hệ thống cũng thấp.

Các dự án điện mặt trời tập trung mới được yêu cầu phải lắp hệ thống pin lưu trữ với dung lượng tối thiểu bằng 10% công suất lắp đặt của dự án, tích trong 2 giờ.

### Ưu/nhược điểm

Ưu điểm chính của hệ thống BESS sử dụng pin Lithium-ion là công nghệ này dùng chung một phần chuỗi cung ứng với ngành công nghiệp ô tô, giúp việc mở rộng quy mô sản xuất diễn ra nhanh hơn nhiều so với phần lớn các công nghệ lưu trữ khác.

Về mặt kỹ thuật, công nghệ này có thời gian đáp ứng rất nhanh và khả năng cung cấp cả công suất cao và lượng năng lượng lớn, nhờ đó có thể hỗ trợ phần lớn các dịch vụ cần thiết trong lưới điện, như đã mô tả ở chương trước. Ngoài ra, chi phí bảo dưỡng dự kiến ở mức thấp, giúp giảm tổng chi phí vận hành hệ thống.

Hệ thống pin được lắp đặt dưới dạng container theo mô-đun nên thuận tiện cho việc mở rộng và lắp đặt tại các trạm biến áp hoặc nhà máy điện hiện hữu.

Nhược điểm chính là nguy cơ cháy nổ các tế bào pin, đặt ra yêu cầu cao về công tác phòng chống cháy nổ. Điều này có thể làm tăng đáng kể diện tích lắp đặt hệ thống do phải có các vùng an toàn xung quanh khay hoặc container.

*Bảng 3: Đặc điểm điển hình của các hệ thống BESS thương mại đến năm 2024.*

Ưu điểm	Nhược điểm
Thời gian đáp ứng nhanh	Nguy cơ cháy nổ
Ứng dụng cho cả quy mô lớn và nhỏ	Rủi ro khi điện áp cao
Hiệu suất năng lượng cao	Chi phí đầu tư lớn
Công nghệ đã được kiểm chứng	
Tuổi thọ dài	
Không cần bảo dưỡng nhiều	
Chi phí thấp trên mỗi kWh/chu kỳ	

### Yêu cầu không gian

Khay và khối pin thường được lắp ráp trong các container và năng lượng trên mỗi container 20 feet (bao gồm hệ thống LIB và không bao gồm hệ thống chuyển đổi năng lượng) là 3-4 MWh đối với pin NMC và LFP. Diện tích đáy của một container 20 feet là 14,86 m<sup>2</sup>, tương đương yêu cầu về không gian sẽ vào khoảng 3,7 - 5 m<sup>2</sup>/MWh.

### Tiêu thụ nước

Các hệ thống năng lượng quy mô lớn sử dụng pin Lithium-ion thường không yêu cầu cung cấp nước từ bên ngoài cho các quy trình điện - hóa. Một số công nghệ làm mát bằng chất lỏng tiên tiến cho BESS hoạt động theo chu trình kín, trong đó nước hoặc chất làm mát khác lưu thông trong một hệ thống kín để tản nhiệt hiệu quả cho các tế bào pin. Phương pháp này giúp tăng hiệu suất và tuổi thọ của hệ thống thông qua duy trì nhiệt độ vận hành tối ưu mà không yêu cầu bổ sung nước liên tục.

### Môi trường

Tương tự như tất cả các công nghệ lưu trữ khác, LIB cũng làm gia tăng phát thải khí nhà kính (KNK) đối với phần điện năng được lưu trữ. Lượng khí thải này đến từ quá trình sản xuất, tái chế và tồn thất trong giai đoạn sử dụng. Tuy nhiên, việc lưu trữ năng lượng bằng BESS sử dụng LIB vẫn có thể giúp giảm lượng phát thải ròng bằng cách thay thế các nguồn năng lượng phát thải cao (như điện than hoặc điện khí) bằng năng lượng lưu trữ sản xuất từ các nguồn phát thải thấp như điện gió hoặc điện mặt trời. Phát thải từ hệ thống BESS được xác định trong đánh giá vòng đời (LCA), thường tính đến tất cả các yếu tố đã đề cập ở trên, tức là phát thải từ quá trình sản xuất và lượng giảm phát thải nhờ tích hợp năng lượng tái tạo (NLTT). Tuy nhiên, rất khó để ước tính tác động của việc tích hợp NLTT vì điều này phụ thuộc rất nhiều vào thực tế sử dụng BESS và hệ thống năng lượng được tích hợp, do đó tác động có thể thay đổi đáng kể theo từng trường hợp cụ thể [9]. Một nghiên cứu điển hình về BESS quy mô lưới điện ở Normandy ước tính rằng với các

chiến lược kiểm soát tối ưu, lợi ích từ BESS có thể bù đắp gấp 3 lần lượng KNK được tạo ra trong giai đoạn sản xuất và tái chế hệ thống [9]. Phân tích LCA cũng chỉ ra rằng việc lựa chọn loại pin có tác động không đáng kể đến tổng lượng phát thải. Yếu tố chính tác động đến lượng phát thải trên mỗi kWh được lưu trữ là mức độ khai thác BESS. Việc tăng số chu kỳ sạc-xả trong một đơn vị thời gian vận hành sẽ làm giảm lượng phát thải tính trên mỗi kWh năng lượng được lưu trữ, mức tối ưu thường khoảng 1 chu kỳ/ngày. Nâng tần suất nhiều hơn 1 chu kỳ/ngày không tạo ra khác biệt đáng kể. Các yếu tố bên ngoài cũng ảnh hưởng đến cường độ phát thải, đặc biệt là cơ cấu lưới điện. So sánh cơ cấu lưới điện của Hoa Kỳ với cơ cấu lưới điện sử dụng hoàn toàn điện mặt trời, cường độ phát thải tương ứng giảm từ 0.55 kg<sub>CO2eq</sub>/kWh xuống 0.1 kg<sub>CO2eq</sub>/kWh [10], [11]. Với các công nghệ LIB phổ biến, dự kiến hệ thống BESS vào năm 2020 có cường độ phát thải là 200 kg<sub>CO2eq</sub>/kWh công suất lắp đặt, tương đương 43 – 84 g<sub>CO2eq</sub>/kWh năng lượng được lưu trữ trong suốt vòng đời hệ thống nếu hệ thống được sử dụng hiệu quả [11].

#### **Các yêu cầu và tiêu chuẩn về phòng cháy chữa cháy [42]**

Các hệ thống pin lithium cần được đảm bảo an toàn thông qua việc áp dụng các nguyên tắc thiết kế, biện pháp an toàn, cơ chế bảo vệ và lựa chọn các thành phần phù hợp. An toàn tổng thể của BESS được xây dựng trên các khái niệm an toàn chức năng và bao gồm nhiều lớp giải pháp, bao gồm nhiều lớp:

- Pin đơn (cell): Lựa chọn loại hóa học của pin và thiết kế pin đơn phù hợp nhất với đặc tính phụ tải và các điều kiện biên của ứng dụng cụ thể. Thiết kế pin đơn bao gồm các biện pháp bảo vệ cơ khí cơ bản, chẳng hạn như đĩa xả áp, cùng các phần tử bảo vệ khác nhằm chống lại các sự cố bên trong pin.
- Mô-đun pin: Cần phù hợp với khái niệm bảo vệ nhiệt và bảo vệ cơ khí của giá pin. Mô-đun cũng tích hợp một lớp của hệ thống quản lý pin, có nhiệm vụ đảm bảo mỗi pin đơn luôn hoạt động trong dải an toàn thông qua việc thu thập các dữ liệu như dòng điện, điện áp của pin đơn và nhiệt độ.
- Giá đỡ pin: Bao gồm hệ thống quản lý pin ở giá đỡ pin, các thiết bị bảo vệ điện như cầu chì và công tắc đóng cắt để chống lại các sự cố bên ngoài, đồng thời tích hợp các biện pháp bảo vệ thụ động trước các tác động cơ khí và các biện pháp bảo vệ chủ động trước các rủi ro về nhiệt.
- Cấp hệ thống: Bao gồm bộ điều khiển hệ thống nhằm điều phối sự phối hợp nội bộ giữa các thành phần và đóng vai trò là giao diện kết nối với môi trường bên ngoài. Trong quá trình vận hành, các cảm biến môi trường liên tục giám sát để phát hiện các điều kiện bất thường xung quanh hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin. Khi phát hiện sự cố, các cảm biến sẽ gửi cảnh báo tới bộ điều khiển nhiệt để thực hiện làm mát hoặc thông gió, đồng thời thông báo cho hệ thống giám sát an toàn. Ngoài ra, hệ thống chữa cháy là một thành phần thiết yếu nhằm ngăn chặn sự phát sinh và lan rộng của hỏa hoạn bên trong hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin.

Nhiều quốc gia đã ban hành các quy định và yêu cầu pháp lý khác nhau về an toàn đối với hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS), đồng thời đưa ra các hướng dẫn nhằm giảm thiểu các nguy cơ tiềm ẩn trong quá trình vận hành. Nhìn chung, có bốn nhóm tiêu chuẩn an toàn chính, bao gồm các tiêu chuẩn của Underwriters Laboratory (UL), Ủy ban Kỹ thuật Điện Quốc tế (IEC), Liên Hợp Quốc (UN) và Hiệp hội Phòng cháy chữa cháy Quốc gia Hoa Kỳ (NFPA).

Các tiêu chuẩn UL: UL là một tổ chức có trụ sở tại Hoa Kỳ, được Cơ quan An toàn và Sức khỏe Nghề nghiệp Hoa Kỳ (OSHA) ủy quyền đầy đủ để xây dựng các tiêu chuẩn an toàn. Một số tiêu chuẩn của UL có vai trò nền tảng đối với BESS và được công nhận rộng rãi trong lĩnh vực này. Các tiêu chuẩn UL 1973, UL 1642 và UL 9540A thường được yêu cầu đối với an toàn ở cấp độ pin. Khác với UL 9540A, cả UL 1973 và UL 1642 đều là các tiêu chuẩn chứng nhận trực tiếp. UL 1973 – Tiêu chuẩn cho pin sử dụng trong các ứng dụng đường sắt điện nhẹ (LER) và các ứng dụng tĩnh – đảm bảo BESS an toàn và đáng tin cậy khi vận hành trong các điều kiện thực tế (ví dụ như tích hợp với điện mặt trời). UL 1642 – Tiêu chuẩn cho pin lithium – bao phủ cả pin lithium không sạc và pin sạc, được sử dụng làm nguồn điện cho sản phẩm, nhằm giảm thiểu rủi ro về an toàn.

UL 9540A được UL phát triển như một phương pháp thử nghiệm tiêu chuẩn để đánh giá sự lan truyền cháy do hiện tượng mất ổn định nhiệt trong BESS. UL 9540A cho phép các nhà sản xuất chứng minh sự tuân thủ các quy định mới. Các thử nghiệm theo UL 9540A có thể được thực hiện ở nhiều cấp độ khác nhau của BESS và cũng bao phủ an toàn ở cấp độ lắp đặt hệ thống. UL 9540A được viện dẫn trong tiêu chuẩn UL 9540, tức Tiêu chuẩn cho hệ thống và thiết bị lưu trữ năng lượng. UL 9540 là tiêu chuẩn tổng thể về tính

tương thích và an toàn, không áp dụng cho từng cấu phần riêng lẻ (ví dụ như pin). Tiêu chuẩn này cung cấp một khung chung nhằm đảm bảo vận hành BESS một cách an toàn và tin cậy.

**Các tiêu chuẩn IEC:** IEC là tổ chức xây dựng tiêu chuẩn có trụ sở tại Thụy Sĩ và có mối liên hệ chặt chẽ với Tổ chức Tiêu chuẩn hóa Quốc tế (ISO). Tiêu chuẩn IEC 62619 (có thể đi kèm với IEC 63056) quy định các yêu cầu và thử nghiệm nhằm đảm bảo vận hành an toàn cho pin lithium-ion sử dụng trong các ứng dụng công nghiệp, bao gồm cả các ứng dụng tĩnh. Ở cấp độ lắp đặt BESS, các tiêu chuẩn IEC 62933-5-1 và IEC 62933-5-2 lần lượt quy định các xem xét về an toàn (ví dụ: nhận diện mối nguy, đánh giá rủi ro, giảm thiểu rủi ro) và các yêu cầu an toàn (ví dụ: an toàn cho con người và, khi phù hợp, các vấn đề an toàn liên quan đến môi trường xung quanh và sinh vật sống) đối với các hệ thống lưu trữ năng lượng điện tích hợp với lưới điện.

**Các tiêu chuẩn UN:** Một khía cạnh quan trọng khác của an toàn pin là tuân thủ tiêu chuẩn vận chuyển do Liên Hợp Quốc ban hành, thường được gọi là UN 38.3. Tiêu chuẩn này cho phép thử nghiệm và chứng nhận pin ở nhiều cấp độ khác nhau, từ cell đến module, qua đó đảm bảo an toàn trong quá trình vận chuyển.

**Các tiêu chuẩn NFPA:** NFPA là tổ chức xây dựng tiêu chuẩn của Hoa Kỳ, tập trung vào phòng ngừa và giảm thiểu rủi ro cháy nổ. Nhiều tiêu chuẩn và quy chuẩn của NFPA đề cập đến các khía cạnh an toàn khác nhau của BESS, như phòng cháy, chữa cháy và ngăn ngừa nổ. Ví dụ, NFPA 855 là tiêu chuẩn về lắp đặt BESS, đưa ra các tiêu chí toàn diện cho công tác bảo vệ phòng cháy và đảm bảo mọi hệ thống được lắp đặt một cách phù hợp.

Việt Nam đã ban hành bộ 15 tiêu chuẩn quốc gia TCVN 14499 về Hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS). Trong đó, nội dung các phần 5-1, 5-2 và 5-3 tập trung vào vấn đề yêu cầu an toàn đối với hệ thống EES tích hợp lưới điện. Các tiêu chuẩn này chủ yếu dựa trên tiêu IEC 62933 đã được công bố trước đây.

### **Các khía cạnh liên quan đến nguyên vật liệu trọng yếu và chiến lược**

Các công nghệ LIB đều sử dụng nguyên vật liệu trọng yếu (CRM). Theo quy định của EU, để được phân loại là CRM, nguyên vật liệu phải vừa có tầm quan trọng về kinh tế đối với EU, vừa tiềm ẩn rủi ro nhất định về nguồn cung. Cụ thể, chỉ số rủi ro nguồn cung phải trên 1 và tầm quan trọng kinh tế phải trên 2,8. Điểm đánh giá của các nguyên vật liệu liên quan được công bố trong Nghiên cứu về các nguyên vật liệu trọng yếu cho EU năm 2023. Trong số 87 mẫu được sàng lọc, 32 mẫu được xác định là CRM, đồng và niken tuy được coi là nguyên vật liệu chiến lược nhưng không đáp ứng tiêu chí CRM. Như được trình bày trong Bảng 4, tất cả các công nghệ LIB đều sử dụng CRM và việc sản xuất CRM thường tập trung ở một số quốc gia, trong đó Trung Quốc, Australia, Nga và Chile đóng vai trò quan trọng trong chuỗi cung ứng toàn cầu. Đối với tất cả CRM, việc tái chế thiết bị cuối vòng đời không thể đáp ứng nhu cầu hiện tại và trong bối cảnh nhu cầu gia tăng, tình trạng này có thể sẽ tiếp diễn trong tương lai. Nhu cầu đến năm 2040 dự kiến sẽ tăng đáng kể và, ngay cả với tỷ lệ tái chế được tối ưu hóa, vẫn sẽ đòi hỏi bổ sung năng lực sản xuất nguyên vật liệu thô, đặc biệt là Niken, Cobalt và Lithium [12]. Về lý thuyết, trên toàn cầu có đủ nguồn CRM để đáp ứng mục tiêu sản xuất LIB hiện tại. Tuy nhiên, hoạt động khai thác và chế biến các nguyên vật liệu này lại gây ra những tác động tiêu cực về sinh thái và kinh tế đối với quá trình chuyển đổi năng lượng toàn cầu cũng như các mục tiêu phát triển bền vững. Do đó, cần đẩy mạnh tái chế vật liệu LIB và nghiên cứu các công nghệ pin thay thế trong thời gian tới.

Giá nguyên vật liệu thô để sản xuất các nguyên vật liệu này có tính biến động cao và có thể thay đổi đáng kể qua các năm. Đặc biệt, giai đoạn năm 2022-2023, giá Lithium đã đạt mức cao kỷ lục là 78 kEUR vào tháng 11/2022, tăng từ mức thấp kỷ lục vào tháng 10/2020 là 5 kEUR. [13] Khi chuyển từ góc độ nguyên vật liệu thô sang chi phí toàn hệ thống, tính biến động giá giảm đi đáng kể. Điều này thể hiện rõ qua việc giá Lithium ở mức đỉnh giảm 35.9% trong khoảng thời gian từ tháng 4/2023 đến tháng 4/2024. Trong khi đó, giá khối pin chỉ giảm 14 % trong cùng kỳ nhờ đổi mới sáng tạo và chi phí/giá cả giảm. Tính biến động giá tiếp tục giảm nhờ các hợp đồng dài hạn xuyên suốt chuỗi giá trị pin. Theo đó, có thể thấy biến động trên thị trường nguyên vật liệu thô không tác động nhiều đến giá khối pin trong ngắn hạn [14].

Việc vận hành BESS không gây ô nhiễm không khí hay tiếng ồn đáng kể lớn, đồng thời cũng không tạo ra nhiều chất thải rắn hoặc lỏng. Theo hợp đồng, các nhà cung cấp pin sẽ phải thu gom, vận chuyển và tái chế pin bị lỗi hoặc pin thải tại các cơ sở phù hợp. Do pin tiềm ẩn nguy cơ cháy nổ trong trường hợp sạc, xả quá mức, dòng điện quá tải hoặc ngắn mạch, nên cần chú ý thiết kế các hệ thống phòng chống cháy nổ hiệu quả ngay từ giai đoạn lập kế hoạch. Để giảm thiểu rủi ro, thiết kế phải tập trung vào khía cạnh an toàn, không chỉ ở cấp độ tế bào pin mà còn ở cấp độ mô-đun, khối pin và thành phẩm. Do đó, điều kiện tiên quyết là thiết kế BESS phải tuân thủ các quy định hiện hành về phòng chống cháy nổ, đồng thời phải có kế hoạch

phòng chống cháy nổ được phê duyệt trước khi triển khai thi công và vận hành hệ thống. Việc thiết kế hệ thống bảo vệ pin là một cách hiệu quả để nâng cao an toàn và giảm thiểu mức độ nghiêm trọng nếu sự cố xảy ra.

*Bảng 4: Tổng quan về nguyên vật liệu chính sử dụng trong các công nghệ lưu trữ khác nhau.*

CRM	Công nghệ	Nhà sản xuất lớn nhất và lớn thứ hai	Rủi ro nguồn cung/ Tác động kinh tế <sup>9</sup>	Tỷ lệ tái chế <sup>10</sup>
<b>Nhôm</b>	LIB (NMC, LFP, LTO), SIB <sup>11</sup>	Australia (28%) Trung Quốc (21%)	1,2(+)/5,8(+)	32%
<b>Cobalt</b>	LIB (NMC, LTO)	Công gô (63%) Nga (7%)	2,8(+)/6,8(+)	22%
<b>Đồng</b>	LIB (NMC, LFP, LTO)	Chile (28%) Peru (12%)	0,1(-)/4,0(-)	55%
<b>Than chì</b>	LIB (NMC, LFP, LTO), VRFB	Trung Quốc (67%) Brazil (8%)	1,8(-)/3,4(+)	3%
<b>Lithium</b>	LIB (NMC, LFP, LTO)	Trung Quốc (56 %) Chile (32%)	1,9(+)/3,9(+)	0%
<b>Mangan</b>	LIB (NMC, LFP, LTO), SIB	Nam Phi (29%) Australia (16%)	1,2(+)/6,9(+)	9%
<b>Niken</b>	LIB (NMC, LTO)	Trung Quốc (33%) Indonesia (12%)	0,5/5,7(+)	16%
<b>Vanadium</b>	VRFB	Trung Quốc (62%) Nga (20%)	2,3(+)/3,9(-)	1%

Việt Nam phụ thuộc tới 80% vào nguồn nhập khẩu lithium và cathode. Mặc dù có trữ lượng quặng lithium tiềm năng tại một số tỉnh miền Trung lên đến hàng triệu tấn, nhưng việc khai thác và chế biến hiện vẫn chưa được triển khai quy mô lớn. Mặc dù vậy, Việt Nam vẫn có tiềm năng đáng kể trong việc từng bước nội địa hóa chuỗi cung ứng pin. Năm 2024, Việt Nam đứng thứ 20/30 trong bảng xếp hạng chuỗi cung ứng pin toàn cầu. Chuỗi cung ứng pin của Việt Nam vẫn đang trong giai đoạn khởi đầu với nhiều thách thức trước mắt. Mục tiêu đến năm 2030 là đáp ứng nhu cầu pin trong nước khoảng 46,9 GWh và hướng tới trở thành trung tâm sản xuất pin trong khu vực. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu này, Việt Nam cần khắc phục một số hạn chế như mức đầu tư cho nghiên cứu và phát triển còn thấp, năng lực tinh chế khoáng sản còn hạn chế, cũng như thiếu các chuỗi giá trị sản xuất hoàn chỉnh. Việc tăng cường đầu tư vào công nghệ chế biến sâu các khoáng sản quan trọng như niken, coban và lithium, đồng thời mở rộng hợp tác quốc tế thông qua các hiệp định thương mại và quan hệ đối tác chiến lược, sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc nâng cao khả năng nội địa hóa và giảm thiểu rủi ro chuỗi cung ứng trong tương lai. Việt Nam cần triển khai các chiến lược phát triển bền vững để tham gia sâu hơn vào chuỗi cung ứng pin toàn cầu. Các chiến lược bao gồm đa dạng hóa nguồn cung nguyên liệu, đầu tư vào công nghệ sản xuất pin tiên tiến, xây dựng cơ sở hạ tầng, thúc đẩy hợp tác quốc tế và bảo đảm tiêu chuẩn môi trường...

### **Nghiên cứu và phát triển**

Hiện tại, hoạt động phát triển đang tập trung giải quyết một số thách thức chính:

- Giảm LCOS
- Phát triển công nghệ pin mới như pin thể rắn và pin có anot bằng kim loại

<sup>9</sup> (+) thể hiện rằng các giá trị đã tăng so với đánh giá năm 2020 và (-) thể hiện các giá trị đã giảm. Không có ký hiệu nào nghĩa là giá trị không đổi trong giai đoạn này.

<sup>10</sup> Tỷ lệ tái chế so với tổng nhu cầu thị trường.

<sup>11</sup> Dựa trên công nghệ Prussian White.

- Nâng cao tính bền vững
- Cải thiện độ an toàn

Việc giảm chi phí lưu trữ quy dẫn (LCOS) được thực hiện bằng cách tăng tuổi thọ pin để phân bổ chi phí đầu tư lớn trên nhiều chu kỳ hơn hoặc trong một khoảng thời gian dài hơn, hoặc bằng cách giảm chi phí đầu tư (CAPEX) thông qua các công nghệ sản xuất được cải tiến, chẳng hạn như phủ khô điện cực, qua đó giảm nhu cầu sấy khô và thu hồi dung môi. Các công nghệ này hiện đang ở gần giai đoạn triển khai ứng dụng với mức độ hoàn thiện cấp 2 [15].

Một số nguyên vật liệu có tiềm năng mang lại dung tích lưu trữ cao hơn đáng kể so với công nghệ hiện tại, đặc biệt là Lithium-lưu huỳnh, Silicon và vật liệu thể rắn. Vật liệu gốc lưu huỳnh và silicon đã được các công ty như Oxis và Amprius thương mại hóa, hứa hẹn khả năng tăng công suất lên đến 500 Wh/kg và 1,300 Wh/L, với thời gian sạc dưới 6 phút. [16], [17] Tuy nhiên, Oxis sau đó đã nộp đơn yêu cầu mở thủ tục phá sản. Các công nghệ pin thể rắn hoặc bán rắn cũng đang bước vào giai đoạn thương mại hóa; một số công ty như 24M công bố có thể sản xuất các khối pin cho phép xe điện di chuyển quãng đường lên đến 1,600 km mỗi lần sạc và giảm chi phí xuống còn 80 US\$/kWh [18]. Công nghệ pin thể rắn cũng giúp giảm thiểu hoặc loại bỏ việc sử dụng chất điện phân dễ cháy, từ đó giảm rủi ro về an toàn khi sử dụng pin. Tuy nhiên, cần nghiên cứu thêm về độ an toàn của các công nghệ pin thể rắn để hiểu rõ những rủi ro liên quan. Mặc dù tất cả các công nghệ này đều đã đạt đến độ hoàn thiện cấp 2 nhưng vẫn chưa đáp ứng được các yêu cầu về giá để cạnh tranh với các công nghệ hiện có.

### Ví dụ về những dự án hiện có

Ví dụ ở Việt Nam:

Ngày 31/8/2023, Đề án triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (Tuyên bố JETP) đã được phê duyệt theo Quyết định số 1009/QĐ-TTg [19]. Theo đó, trong giai đoạn 2024-2029, các dự án đầu tư thí điểm về lưu trữ năng lượng sẽ được triển khai tại Việt Nam, bao gồm:

- Dự án thí điểm pin lưu trữ 50 MW.
- Dự án thí điểm pin lưu trữ 7 MW tích hợp vào trang trại điện mặt trời 50 MW.
- Dự án thí điểm pin lưu trữ 105 MW tích hợp vào trang trại điện mặt trời 400 MW.

Để đáp ứng cơ cấu lưới điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao - đặc biệt là điện gió và điện mặt trời - nhiều dự án BESS quy mô lớn đã được phê duyệt. Thông tin chi tiết được trình bày trong bảng bên dưới.

*Bảng 5: Các dự án BESS đã được phê duyệt phát triển*

STT	Dự án	Công suất (MW)	Giai đoạn vận hành dự kiến
1	Dự án pin lưu trữ 50 MW	50	2025-2030
2	Dự án pin lưu trữ 7 MW tích hợp vào trang trại điện mặt trời 50 MW	7	2025-2030
3	Dự án pin lưu trữ 105 MW tích hợp vào trang trại điện mặt trời 400 MW	105	2025-2030
4	Các dự án pin lưu trữ khác	138	2025-2030
5	Lắp đặt hệ thống BESS tại nhà máy điện mặt trời Krông Pa	7	2025-2030
6	Lắp đặt hệ thống BESS tại nhà máy điện mặt trời Krông Pa 2	7	2025-2030
7	Dự án hệ thống BESS tại nhà máy điện gió Hải Anh	4	2025-2030

Để đáp ứng nhu cầu cao điểm và đảm bảo công suất nguồn điện trong giai đoạn 2026-2030, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đã giao các Tổng công ty điện lực thuộc EVN triển khai đầu tư lắp đặt hệ thống BESS trên lưới điện phân phối với tổng công suất khoảng 1.200 MW (trong đó có 50 MW lắp đặt trên lưới điện phân phối tại Hà Nội). Theo các quy định hiện hành, thời gian lưu trữ tối thiểu là 2 giờ.

Ví dụ trên toàn cầu:

- Trên phạm vi toàn cầu, ba hệ thống lưu trữ bằng LIB ở quy mô lưới điện lớn nhất gồm hệ thống BESS ở Moss Landing do Vistra vận hành, có công suất 750 MW và dung lượng 3,000 MWh, với kế hoạch mở rộng lên 1,500 MW và 6,000 MWh, [21] Trạm biến áp Mira Loma ở California có công suất

20 MW và dung lượng 80 MWh, sử dụng 400 Tesla Powerpack 2 [22], [23] và Trang trại điện gió Hornsdale của Neoen có công suất 100 MW và dung lượng 129 MWh [23], các hệ thống đều có khả năng tiết giảm phụ tải đỉnh.

- Hệ thống lưu trữ bằng LIB ở quy mô lưới điện tại Laurel Mountain, Tây Virginia, Hoa Kỳ có công suất 32 MW và dung lượng 8 MWh [24] được thiết kế để cung cấp dịch vụ điều tần và có tỷ lệ công suất trên năng lượng cao hơn so với các hệ thống lưu trữ bằng LIB quy mô lưới điện của Tesla được thiết kế để tiết giảm phụ tải đỉnh.

## Ước tính số liệu

Dữ liệu từ các nguồn khác nhau trong bảng dưới đây đã được điều chỉnh theo lạm phát từ năm giá gốc về mức USD năm 2025, nhưng chưa áp dụng yếu tố học hỏi công nghệ/tốc độ học hỏi.

Chi phí đầu tư [MUSD2025/MWh]		2020	2025	2030	2040	2050
Cấm nung công nghệ - Việt Nam 2026			0,36	0,24	0,20	0,18
Cấm nung công nghệ – Việt Nam 2023		0,95		0,54		0,25
Cấm nung công nghệ – Indonesia 2023			0,50	0,35		0,24
Cấm nung công nghệ – Đan Mạch 2025*			0,39	0,38	0,40	0,43
NREL ATB			0,33	0,29	0,23	0,18
Lazard, 2025			0,16-0,40			
IRENA, 2025	Trung bình thế giới		0,20			
	Trung Quốc		0,11			
	Mỹ		0,31			
	Châu Âu		0,34			
IEA, 2024 - STEPS				0,20	0,17	0,15
*Cấm nung công nghệ của Đan Mạch giả định rằng tốc độ tăng trưởng sẽ chậm lại trong giai đoạn 2040–2050 do cạnh tranh với các công nghệ pin mới, điều này giải thích cho chi phí đầu tư cao hơn trong các năm dự báo.						

## Dự báo chi phí

### Chi phí đầu tư

Dự báo chi phí vốn cho hệ thống lưu trữ năng lượng pin lithium-ion (LI-BESS) công suất 1 MW và 4 MWh được chia thành các hạng mục sau:

- Các tế bào pin.
- Đóng gói các hệ thống pin thành các tấm quang điện kèm theo Hệ thống Quản lý Pin.
- Mua sắm các hệ thống pin được lắp trong các giá đỡ bên trong container, bao gồm hệ thống quản lý nhiệt và hệ thống chữa cháy.
- Chi phí lao động cho lắp đặt và lắp ráp.
- Hệ thống phụ trợ, bao gồm dây dẫn và thiết bị hỗ trợ điện.
- Bộ chỉnh lưu/ngược lưu, thực hiện chuyển đổi hai chiều giữa dòng điện một chiều (DC) của hệ thống pin và dòng điện xoay chiều (AC) của lưới điện
- Chi phí kết nối hệ thống BESS với lưới điện, bao gồm máy biến áp.
- Chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC), bao gồm công tác thiết kế theo đặc thù địa điểm, mua sắm vật liệu và thiết bị xây dựng, cũng như bố trí, lắp đặt và đưa hệ thống BESS vào vận hành.

Chi phí của tế bào pin và hệ thống pin được dự báo dựa trên đường cong học tập, sử dụng dữ liệu chi phí trung bình ngành gần đây cho bộ pin lithium-ion từ khảo sát giá pin hàng năm của BloombergNEF [43], khảo sát chi phí hệ thống lưu trữ năng lượng hàng năm của BloombergNEF [44] từ năm 2025, và dự báo về công suất bổ sung trong tương lai được lấy từ báo cáo World Energy Outlook 2025 của IEA [45].

Các đường cong học tập sử dụng là: 23% đối với tế bào pin, 24% đối với bộ pin, 12% đối với bộ chỉnh lưu/ngược lưu và 10% đối với hệ thống phụ trợ.

### Quy mô công suất

Cũng như hầu hết các công nghệ dạng mô đun khác, giá thành sẽ thay đổi khi khách hàng mua với khối lượng lớn hơn. Thành phần chi phí liên quan đến công suất giảm 10% khi quy mô hệ thống tăng gấp 10 lần. Các thành phần chi phí liên quan đến năng lượng giảm 5% khi quy mô hệ thống tăng gấp 10 lần [46].

*Bảng 6: Hệ số quy đổi thành phần chi phí công suất và chi phí năng lượng theo quy mô hệ thống pin*

Hệ thống lưu trữ 4 giờ, giá năm 2025	1-10 MW	10-100 MW	100-1000 MW
Thành phần năng lượng	1	0,92	0,88
Thành phần công suất	1	0,89	0,81

### Ví dụ về chi phí

Mục tiêu của cẩm nang công nghệ này là cung cấp cái nhìn tổng quan ngắn gọn về các khía cạnh kỹ thuật, hiện trạng và mức giá dự báo của công nghệ hệ thống pin lithium-ion (LIB BESS). Liên quan đến điều này, và để giúp người đọc có được ước tính chi phí thực tế, chúng tôi đưa ra hai ví dụ tính toán chi phí lắp đặt đơn giản dưới đây: một ví dụ pin điều tần vào năm 2025 và một ví dụ pin tích hợp năng lượng vào năm 2030. Các ví dụ được xây dựng dựa trên dữ liệu trong bảng dữ liệu. Để đơn giản, chi phí vận hành & bảo dưỡng (O&M) cũng như lãi suất không được đưa vào trong các tính toán.

*Ví dụ về pin điều tần năm 2025: Hệ thống BESS 2 MWh, tỷ lệ 4C, Thời gian vận hành: 20 năm*

Các hạng mục chi phí:

- 2 MWh “thành phần năng lượng”, năm 2025: 0,13 triệu USD/MWh
- 2 MWh “chi phí dự án khác”, năm 2025: 0,20 triệu USD/MWh
- 8 MW “thành phần công suất”, năm 2025: 0,12 triệu USD/MW
- Hệ số: 1 cho cả thành phần công suất và năng lượng

Tổng chi phí đầu tư:

$$2 \times (0,13 + 0,20) \text{ triệu USD} + 8 \times 0,12 \text{ triệu USD} = 1,62 \text{ triệu USD}$$

*Ví dụ về pin tích hợp năng lượng năm 2030: Hệ thống BESS 16 MWh, tỷ lệ ¼C, Thời gian vận hành: 25 năm*

Các hạng mục chi phí:

- 16 MWh “thành phần năng lượng”, năm 2030: 0,08 triệu USD/MWh
- 16 MWh “chi phí dự án khác”, năm 2030: 0,16 triệu USD/MWh
- Hệ số cho thành phần năng lượng: 0,92
- 4 MW “thành phần công suất”, năm 2030: 0,09 triệu USD/MW

Tổng chi phí đầu tư:

$$16 \times 0,92 \times (0,16 + 0,08) \text{ triệu USD} + 4 \times 0,09 \text{ triệu USD} = 3,89 \text{ triệu USD}$$

### Tài liệu tham khảo

- [1] ETN, »Vistra hoàn thành giai đoạn III của dự án mở rộng cơ sở lưu trữ năng lượng Moss Landing.« ngày 2/8/2023. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://etn.news/energy-storage/vistra-completes-phase-iii-expansion-of-moss-landing-energy-storage-facility>. [Truy cập ngày 27/8/2024]
- [2] F. E. E. GmbH, »1.« Farasis Energy Europe GmbH, 12/11/2024. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.farasis-energy.com/en/the-worlds-first-ev-powered-by-farasis-energys-sodium-ion-batteries-rolls-off-the-assembly-line/>.
- [3] Shutterstock., »Ảnh chụp pin Tesla 2170,« 2024. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.shutterstock.com/search/tesla-2170-battery-cell>.
- [4] Samsung SDI, »Hệ thống pin thông minh cho dịch vụ lưu trữ năng lượng,« 2016. [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.samsungsdi.com/upload/ess\\_brochure/Samsung%20SDI%20brochure\\_EN.pdf](https://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/Samsung%20SDI%20brochure_EN.pdf). [Truy cập ngày 28/8/2024].
- [5] M. Kane, »Pin của LG Energy Solution đang cung cấp năng lượng cho hơn 1 triệu xe điện chạy bằng pin,« INSIDEEVs, ngày 18/8/2021. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://insideevs.com/news/527006/lges-batteries-powers-million-bevs/>. [Truy cập ngày 28/8/2024].
- [6] J. Tarascon và M. Armand, »Một số vấn đề và thách thức liên quan đến pin Lithium sạc.« Nature, tập 414, trang 359–367, 2001.
- [7] DNV GL, »An toàn, vận hành và hiệu suất của hệ thống lưu trữ năng lượng nói lưới,« 2017.
- [8] Kamarulazam, Fathiah và Bashir, Shahid và Subramaniam, Ramesh và Kasi, Ramesh và Sharma, Sachin Sharma Ashok (2022) Đánh giá chức năng tiết giảm phụ tải đỉnh của hộp điện. Tạp chí Công nghệ năng lượng, 10 (7). ISSN 2194-4288, DOI HYPERLINK "https://doi.org/10.1002/ente.202101055" t "\_blank" <https://doi.org/10.1002/ente.202101055>.

- [9] Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), »Pin và quá trình chuyển đổi năng lượng an toàn«, IEA, Paris, 2024.
- [10] X. Han, Y. : L. Li, X. Huang, Y. Deng, J. Yan, D.-S. Kourkoupas và S. Karellas, »Đánh giá so sánh lượng phát thải khí nhà kính trong suốt vòng đời của các công nghệ pin lưu trữ năng lượng cho ứng dụng của lưới điện«, Tạp chí Hoạt động sản xuất sạch hơn, tập 392, p. 136251, 2023.
- [11] T. L. Varlet, O. Schmidt, A. Gambhir, S. Few và I. Staffell, »So sánh đánh giá vòng đời của các loại pin Lithium-ion dành cho lưu trữ năng lượng dân dụng«, Tạp chí Lưu trữ năng lượng, tập 28, p. 101230, 2020.
- [12] F. Maisel, C. Neef, F. Marscheider-Weidemann và N. F. Nissen, »Dự báo nhu cầu nguyên vật liệu thô trong tương lai và tiềm năng tái chế pin Lithium-ion trong xe điện«, Tạp chí Tài nguyên, bảo tồn và tái chế, tập 192, p. 106920, 2023.
- [13] Trading Economics, 09/12/2024. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://tradingeconomics.com/commodity/lithium>. [Truy cập ngày 09/12/2024].
- [14] CIC Energi Gunc, [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://cicenergigunc.com/en/blog/impact-raw-material-price-decrease-battery-industry>. [Truy cập ngày 09/12/2024].
- [15] S. L. Z. W. V. F. L. Z. Y. Yang Zhang, »Những phát triển về công nghệ gần đây trong chế tạo điện cực không dùng dung môi cho pin Lithium-ion«, Tạp chí Đánh giá năng lượng tái tạo và bền vững, tập 183, 2023.
- [16] Ambrius, »<https://amprius.com/products/>«, Ambrius. [Trực tuyến]. [Truy cập ngày 15/11/2024].
- [17] M. Kane, »<https://insideevs.com/news/509878/oxis-faces-bankruptcy/>«, insideEV. [Trực tuyến]. [Truy cập ngày 15/11/2024].
- [18] 24M, »<https://24-m.com/technology/>«, 24M. [Trực tuyến]. [Truy cập ngày 15/11/2024].
- [19] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 1009/QĐ-TTg Phê duyệt Đề án triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP)", 2023
- [20] Colthorpe, »<https://www.energy-storage.news/moss-landing-worlds-biggest-battery-storage-project-is-now-3gwh-capacity/>«, Energy storage. news. [Trực tuyến]. [Truy cập ngày 15/11/2024].
- [21] DEA, Thử nghiệm tại Copenhagen: Cục Năng lượng Đan Mạch, 2022
- [22] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic và A. Jossen, "Hệ thống lưu trữ sử dụng pin Lithium-ion cho lưới điện - Tổng quan về thiết kế hệ thống pin lưu trữ có định phù hợp với các ứng dụng trong lưới điện hiện đại", Energies, tập 10, số 12, trang 2017, 2017
- [23] Ngân hàng Trung ương châu Âu, »Lạm phát và giá tiêu dùng«, tháng 7/2024. [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.ecb.europa.eu/stats/macroeconomic\\_and\\_sectoral/hicp/html/index.en.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/macroeconomic_and_sectoral/hicp/html/index.en.html). [Truy cập ngày 22/8/2024].
- [24] Ngân hàng Trung ương châu Âu, »Tỷ giá hối đoái tham chiếu cho đồng Euro«, ngày 21/8/2024. [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/euro\\_reference\\_exchange\\_rates/html/index.en.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/index.en.html). [Truy cập ngày 22/8/2024]
- [25] BloombergNEF, »Giá khối pin Lithium-ion đạt mức thấp kỷ lục 139 USD/kWh«, ngày 26/11/2023. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>. [Truy cập ngày 19/8/2024]
- [26] IEA, »Pin và quá trình chuyển đổi năng lượng an toàn«, IEA, Paris, 2024
- [27] IEA, »Triển vọng xe điện toàn cầu năm 2024«, IEA, Paris, 2024
- [28] McKinsey & Company, »Thúc đẩy năng lượng tái tạo bằng hệ thống pin lưu trữ năng lượng«, ngày 2/8/2023. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/enabling-renewable-energy-with-battery-energy-storage-systems>. [Truy cập ngày 19/8/2024]
- [29] Fraunhofer ISI, »Lộ trình phát triển pin Lithium-ion – Triển vọng công nghiệp hóa đến năm 2030«, Viện Nghiên cứu hệ thống và đổi mới Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2023.
- [30] »Báo cáo giám sát hệ thống pin 2022«, Viện Nghiên cứu kỹ thuật sản xuất các bộ phận xe điện (PEM) của Đại học RWTH Aachen / Roland Berger GmbH, Aachen / Stuttgart, 2022
- [31] F. Degen, M. Winter, D. Bendig và J. Tübke, »Mức tiêu thụ năng lượng của quy trình sản xuất các tế bào pin Lithium-ion và pin thể hệ sau Lithium-ion ở hiện tại và trong tương lai«, Tạp chí Nature Energy, tập 8, số 11, trang 1284-1295, 2023
- [32] BloombergNEF, »Lưu trữ năng lượng - cơ hội đầu tư trị giá 620 tỷ USD đến năm 2040«, ngày 6/11/2018. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/>. [Truy cập ngày 20/8/2024]
- [33] V. Ramasamy, J. Zuboy, E. O'Shaughnessy, D. Feldman, J. Desai, M. Woodhouse, P. Basore và R. Margolis, »Tiêu chuẩn chi phí cho hệ thống điện mặt trời và lưu trữ năng lượng tại Hoa Kỳ, kèm phân tích giá tối thiểu bền vững: Q1/2022«, Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (NREL), Golden, Colorado, 2022
- [34] Phòng thí nghiệm Quốc gia Tây Bắc Thái Bình Dương, »Đánh giá chi phí và hiệu suất của công nghệ lưu trữ năng lượng cho lưới điện năm 2022«, Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2022. R. Benato, G. Bruno, F. Palone, R. Polito và M. Rebolini, »Lưu trữ năng lượng điện khí hóa quy mô lớn trong lưới điện cao thế: Tổng quan về kinh nghiệm của Italy«, Energies, tập 10, số 1, trang 108, 2017.
- [35] K. H. A. Tobiah Steckel, »Áp dụng phương pháp tính chi phí lưu trữ bình quân cho hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin Lithium-ion tái chế quy mô lớn«, Tạp chí Năng lượng ứng dụng, tập 300, 2021
- [36] D. M. J. M. H. M. R. F. M. S. H. S. a. N. M. E. Hossain, »Đánh giá toàn diện về pin tái chế: Thực trạng, các yếu tố cần xem xét trong sản xuất, ứng dụng, tác động, rào cản và giải pháp tiềm năng, chiến lược kinh doanh và chính sách«, IEEE Access, tập 7, 2019
- [37] W. Cole và A. Karmakar, »Dự báo chi phí cho hệ thống pin lưu trữ quy mô lớn: Cập nhật năm 2023«, Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ, Golden, Colorado, 2023
- [38] Ngân hàng Trung ương châu Âu, »Tỷ giá hối đoái tham chiếu cho đồng Euro«, ngày 21/8/2024. [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/euro\\_reference\\_exchange\\_rates/html/index.en.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/index.en.html). [Truy cập ngày 22/8/2024]
- [39] W. Cole và A. Karmakar, »Dự báo chi phí cho hệ thống pin lưu trữ quy mô lớn: Cập nhật năm 2023«, Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ, Golden, Colorado, 2023
- [40] LG Chem, »CHUYỂN ĐỔI NĂNG LƯỢNG, KHƠI NHỊP SỐNG XANH«, tháng 8/2018. [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.lgchem.com/upload/file/product/LGChem\\_Catalog\\_Global\\_2018.pdf](https://www.lgchem.com/upload/file/product/LGChem_Catalog_Global_2018.pdf). [Truy cập ngày 28/8/2024]
- [41] Ambrius, »<https://amprius.com/products/>«, Ambrius. [Trực tuyến]. [Truy cập tháng 11/2024].
- [42] Minglong He, Daniel Chartouni, Daniel Landman, Silvio Colombi, Safety Aspects of Stationary Battery Energy Storage Systems, 2024
- [43] BloombergNEF, »2025 Lithium-Ion Battery Price Survey«, 2025 update.
- [44] BloombergNEF, »Energy Storage System Cost Survey 2025«, 2025 update.
- [45] IEA, »World Energy Outlook 2025«, 2025.
- [46] Pacific Northwest National Laboratory, »2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment« U.S. Department of Energy, 2022.

## Bảng số liệu

Các trang dưới đây cung cấp số liệu về công nghệ. Chi phí được thể hiện bằng USD năm 2025.

Pin Lithium-ion (quy mô nhà máy)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Dạng năng lượng lưu trữ		Điện									
Ứng dụng		hệ thống đòi hỏi cao về công suất và năng lượng									
Điện năng tích trữ 1 đơn vị pin	MWh	4	4	4	4	4	4	4	4	A, B, C	
Công suất tích trữ 1 đơn vị pin	MW	1	1	1	1	1	1	1	1	A, B, C	
Công suất đầu vào 1 đơn vị pin	MW	1	1	1	1	1	1	1	1	A, B, C	
Điện năng lưu trữ	MWh	4	4	4	4	4	4	4	4	A, B, C	
Thời gian xả	Giờ	4	4	4	4	4	4	4	4	A, B, C	
Hiệu suất một chu kỳ	%AC	91	92	92	92					D	1, 3, 4, 6
Hiệu suất một chu kỳ	%DC	95	96	96	96					D	1, 3, 4, 6
- hiệu suất nạp	%	98	98,0	98,5	98,5						7
- hiệu suất xả	%	97	97	97,5	97,5						7
Tỉ lệ tự xả	%/ngày	0,1	0,1	0,1	0,1					E	9
Ngừng máy cưỡng bức	%	0,38	0,35	0,30	0,25					F	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	0,38	0,38	0,19	0,19					F	
Vòng đời kỹ thuật	Chu kỳ	5.000	6.000	12.000	20.000						1, 3
Vòng đời kỹ thuật	năm	15	20	30	30					G	1, 3, 10
Thời gian xây dựng	năm	0,25	0,20	0,20	0,20					H	
<b>Khả năng điều tiết</b>											
Thời gian đáp ứng từ trạng thái không tải đến khi xả ở công suất định mức	s	0,08	0,08	0,08	0,08					I	11
Thời gian đáp ứng từ trạng thái sạc ở công suất định mức sang xả	s	0,08	0,08	0,08	0,08					I	11
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>											
Đầu tư danh định	MUSD/MWh	0,36	0,24	0,20	0,18	0,28	0,45	0,14	0,25	J	1, 12, 13, 14, 15
- thành phần năng lượng	MUSD/MWh	0,128	0,07	0,05	0,04	0,10	0,17	0,03	0,07	K	
- thành phần công suất	MUSD/MWh	0,116	0,08	0,07	0,07	0,10	0,14	0,06	0,09	K, L	16
- Chi phí khác	MUSD/MWh	0,203	0,16	0,14	0,13	0,15	0,25	0,09	0,16	K, M	
Chi phí vận hành vào bảo dưỡng cố định	USD/MWh-năm	12,000	9,269	8,035	7,592	10,000	32,000	6,327	20,245	N	1
Chi phí vận hành vào bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	2,0	1,54	1,34	1,27	2,00	2,60	1,27	1,64	O	1, 17
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>											
Chi phí mở rộng điện năng	MUSD/MWh	0,33	0,24	0,20	0,19	0,25	0,38	0,14	0,21	P	
Chi phí mở rộng công suất	MUSD/MWh	0,12	0,09	0,08	0,07	0,10	0,13	0,06	0,08	Q	
Chi phí thay thế	MUSD/MWh	1,44	1,04	0,87	0,81	1,10	1,65	0,62	0,93		
Mật độ năng lượng	kWh/m <sup>3</sup>	100	110	130	150					R	18, 19
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	0	-	-	-	-		

Ghi chú:

- A Một đơn vị được định nghĩa là một container 20 feet bao gồm hệ thống pin lithium-ion (LIB), không bao gồm hệ thống chuyển đổi công suất. Chi phí đầu tư riêng trong phần dữ liệu tài chính là tổng chi phí cho một hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) quy mô 4 MWh / 1 MW, đây là quy mô điển hình của BESS quy mô lưới điện vào năm 2025. (Một số BESS cụ thể có thể có dung lượng năng lượng thấp hơn và công suất cao hơn, hoặc ngược lại.)
- B Pin lưu trữ 4 giờ được lựa chọn làm phương án tham chiếu, do có nhiều dữ liệu hơn cho tỷ lệ công suất–năng lượng này trong các tài liệu tham khảo được liệt kê.
- C Công suất và sản lượng năng lượng có thể được mở rộng tuyến tính bằng cách sử dụng nhiều mô-đun (đã có dự án chứng minh quy mô lên tới 250 MW (<https://www.pv-magazine-australia.com/2023/08/10/battery-capacity-overtakes-pumped-hydrogen-in-nem/>)). Việc mở rộng công suất đầu ra có thể thực hiện thông qua việc lập trình lại bộ quản lý mà không cần bổ sung mô-đun pin mới. Đối với pin quy mô tiện ích, tỷ lệ giữa dung lượng lưu trữ năng lượng và công suất thường nằm trong khoảng từ 1 đến 10 (tương ứng C-rate từ 1/10 đến 1); chỉ trong một số ít trường hợp tỷ lệ này mới nhỏ hơn 1.
- D Sự dịch chuyển dần sang các C-rate thấp hơn, gắn với quá trình chuyển từ cung cấp dịch vụ điều tần sang tích hợp năng lượng tái tạo, thúc đẩy xu hướng C-rate thấp hơn. Do đó, hiệu suất chu trình khép kín DC trung bình được kỳ vọng sẽ tăng nhẹ. Hiệu suất chu trình khép kín AC bao gồm tổn thất trong thiết bị điện tử công suất và thấp hơn hiệu suất chu trình khép kín DC khoảng 2–4%. Hiệu suất chu trình khép kín tổng thể còn bao gồm cả tổn thất ở chế độ chờ, khiến hiệu suất chu trình khép kín tổng thể thường nằm trong khoảng 80–90% [1,8].
- E Tổn thất do tự xả hàng ngày của pin lithium-ion. Ước tính trung tâm về mức tự xả của pin lithium-ion nằm trong khoảng 0,05%–0,20% mỗi ngày vào năm 2025 và được kỳ vọng sẽ duy trì ổn định đến năm 2050.
- F Nguyên nhân chính gây sự cố ngừng hoạt động của các cell pin là do điều kiện nhiệt độ quá cao hoặc quá thấp, vì có thể đẩy pin vượt ra ngoài giới hạn vận hành cho phép. Tuy nhiên, đây được xem là các sự kiện hiếm gặp và đối với nhiều hệ thống có thể sẽ không bao giờ xảy ra. Sự cố ngừng hoạt động cũng có thể phát sinh từ hệ thống điện tử công suất hoặc hệ thống quản lý nhiệt, vốn cần bảo dưỡng định kỳ hằng năm và do đó gây ra các đợt ngừng vận hành có kế hoạch. Tổng thời gian ngừng hoạt động được kỳ vọng sẽ dưới vài ngày mỗi năm và khó có khả năng thay đổi đáng kể theo thời gian.
- G Sách trắng năm 2016 của Samsung SDI về các giải pháp ESS đưa ra tuổi thọ 15 năm cho các mô-đun hiện tại vận hành ở dải C/2 đến 3C. Tuổi thọ pin được kỳ vọng sẽ tiếp tục được cải thiện nhờ vật liệu tốt hơn và hệ thống quản lý pin tiên tiến hơn. Số chu kỳ vận hành có thể là chi tiêu phản ánh tuổi thọ mang ý nghĩa hơn.
- H Thời gian xây dựng một hệ thống BESS khác nhau đáng kể giữa các địa điểm. Riêng việc xây dựng hệ thống BESS có thể chỉ mất vài tháng, tuy nhiên quá trình xin phê duyệt đầu nối lưới điện và khả năng phải nâng cấp lưới có thể làm chậm thời điểm vận hành thương mại lên tới 18 tháng [4]. Tuy vậy, khoảng thời gian này có thể khác biệt đáng kể giữa các quốc gia.
- I Thời gian đáp ứng được xác định từ các thí nghiệm mô phỏng thời gian đáp ứng với phần cứng trong vòng lặp (hardware-in-the-loop) [13].
- J Chi phí đầu tư riêng là tổng chi phí của một hệ thống BESS 4 MWh/1 MW, đây là quy mô pin lưu trữ điển hình ở cấp lưới điện. Tuy nhiên, quy mô và tỷ lệ công suất–năng lượng có thể khác nhau đáng kể giữa các hệ thống và cần được tính toán dựa trên các thông số kỹ thuật dự kiến của từng hệ thống cụ thể.
- K Giá định tỷ lệ học hỏi 17% đối với các thành phần năng lượng và 10% đối với thành phần công suất cũng như các chi phí khác, theo IEA và BNEF.
- L Chi phí chuyển đổi công suất phụ thuộc mạnh vào khả năng mở rộng và mục đích ứng dụng. Chi phí PCS được xây dựng dựa trên các tài liệu tham khảo và phản ánh yêu cầu về hiệu suất công suất cao cũng như việc tuân thủ các quy định đầu nối lưới để cung cấp dịch vụ phụ trợ, khả năng dòng điện hai chiều và chuyển đổi hai cấp, đồng thời xét đến giai đoạn phát triển còn sớm và thực tế là chi có ít nhà sản xuất có thể bảo đảm hệ thống trọn gói (turnkey). Bộ nghịch lưu dự kiến sẽ cần được thay thế sau mỗi 10 năm.
- M Các chi phí khác bao gồm chi phí xây dựng và chi phí của nhà thầu. Những chi phí này phụ thuộc lớn vào vị trí, nền móng và khả năng tiếp cận địa điểm. Chi phí cấp điện đầu nối tới địa điểm và chi phí của nhà thầu cho việc lắp đặt các container cũng được tính trong nhóm chi phí khác. Do đó, các chi phí khác được giả định là – một cách tương đối – có mối tương quan với quy mô hệ thống. Từ năm 2030 trở đi, tự động hóa được kỳ vọng sẽ giúp giảm các chi phí này.
- N Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (Fixed O&M) được giả định là 3 USD/kW-năm vào năm 2025, dựa trên tài liệu [1].
- O Chi phí trên mỗi MWh năng lượng xả từ pin
- P Do các hệ thống pin lithium-ion quy mô nhiều MWh có khả năng mở rộng theo mô-đun, chi phí mở rộng năng lượng lưu trữ được ước tính bằng chi phí thành phần năng lượng cộng thêm 20% của các “chi phí khác” tương ứng.
- Q Do các hệ thống pin lithium-ion quy mô nhiều MW có khả năng mở rộng theo mô-đun, chi phí mở rộng công suất lưu trữ bằng chi phí thành phần công suất cộng thêm 20% của các “chi phí khác” tương ứng.
- R Mật độ năng lượng được báo cáo ở cấp container/vỏ bao che (dung lượng danh định tính bằng kWh chia cho thể tích container dựa trên kích thước bên ngoài). Chi tiêu này bao gồm không gian cho các thiết bị và hệ thống phụ trợ bên trong, và không phải ở cấp cell/-pack/rack.

#### Tài liệu tham khảo

- Lazard, Chi phí lưu trữ điện quy dẫn (Levelized Cost of Storage – LCOS) của Lazard (2025)
- NREL, W. Cole et al., 2025 - Dự báo chi phí cho hệ thống pin lưu trữ: Cập nhật 2025
- TESvolt. Bảng dữ liệu kỹ thuật TPS-E, (2024). [https://www.tesvolt.com/\\_media/05%20SERVICE/03%20Downloads/E-Serie/TPS-E/Datenblatt/RD.TI.094.E.en-US\\_v.B.02.pdf](https://www.tesvolt.com/_media/05%20SERVICE/03%20Downloads/E-Serie/TPS-E/Datenblatt/RD.TI.094.E.en-US_v.B.02.pdf)
- Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (2024) – Danh mục Công nghệ Đan Mạch cho phát điện và sưởi ấm khu vực.
- Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (2025) – Danh mục Công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện.
- IEA, Pin và các chuyển dịch năng lượng an toàn, thuộc Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới 2023, tháng 4 năm 2024.
- Samsung SDI; Pin lưu trữ năng lượng (ESS) của Samsung SDI – Giải pháp hàng đầu về an toàn và độ tin cậy, [http://www.samsungsdi.com/upload/ess\\_brochure/201809\\_SamsungSDI\\_ESS\\_EN.pdf](http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/201809_SamsungSDI_ESS_EN.pdf); Hệ thống pin thông minh, 2016, [https://www.samsungsdi.com/upload/ess\\_brochure/SamsungSDI\\_ESS\\_201609EN.pdf](https://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/SamsungSDI_ESS_201609EN.pdf)
- A.H. Fathima, K. Palanisamy. Hệ thống năng lượng tái tạo và lưu trữ năng lượng cho các hệ thống lai, trong: A. Hina Fathima và cộng sự (chủ biên), Hệ thống năng lượng tái tạo lai trong lưới điện vi mô. Woodhead Publishing (2018), tr. 162. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102493-5.00008-X>
- Fan Xiayue, “Các công nghệ pin cho lưu trữ năng lượng điện quy mô lớn cấp lưới”, Transactions of Tianjin University, Springer, 2020.
- BYD. 20 Ft ESS \_model CS20H-B2982-E-R1M01, (2024). [http://www.bydenergy.com/productDetail?locale=EN&type=CN&name=20ft%20ESS&id=77&pageContentType=PRODUCT\\_CATEGORY\\_ENERGY](http://www.bydenergy.com/productDetail?locale=EN&type=CN&name=20ft%20ESS&id=77&pageContentType=PRODUCT_CATEGORY_ENERGY)
- D.M. Greenwood, K.Y. Lim, C. Patsios, P.F. Lyons, Y.S. Lim, P.C. Taylor, Các dịch vụ đáp ứng tần số được thiết kế cho hệ thống lưu trữ năng lượng, Applied Energy, 203 (2017) 115–127. doi:10.1016/j.apenergy.2017.06.046
- V. Ramasamy, J. Zuboy, E. O’Shaughnessy, D. Feldman, J. Desai, M. Woodhouse, P. Basore và R. Margolis, Chuẩn chi phí hệ thống điện mặt trời quang điện và lưu trữ năng lượng tại Hoa Kỳ, kèm phân tích mức giá bền vững tối thiểu: Quý I năm 2022, Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia (NREL), Golden, Colorado, 2022.
- BloombergNEF, “Giá bộ pin lithium-ion đạt mức thấp kỷ lục 139 USD/kWh,” ngày 26 tháng 11 năm 2023. [Trực tuyến]. Có tại: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>

- 14 BloombergNEF, "Khảo sát giá pin lithium-ion năm 2025 ", cập nhật 2025.
- 15 BloombergNEF, " Khảo sát chi phí hệ thống lưu trữ năng lượng", cập nhật 2025.
- 16 Pacific Northwest National Laboratory, "Đánh giá chi phí và hiệu suất công nghệ lưu trữ năng lượng lưới điện năm 2022," U.S. Department of Energy, 2022.
- 17 B. Zakeri, S. Syri, Hệ thống lưu trữ năng lượng điện: Phân tích so sánh chi phí vòng đời, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 42 (2015) 569–596.
- 18 Sungrow Power Supply Co., Ltd. (2023) – Hệ thống lưu trữ năng lượng làm mát bằng chất lỏng PowerTitan 2.0: ST5015kWh-2500kW-2h / ST5015kWh-1250kW-4h (Phiên bản 3). Trục tuyến: <https://cdn.ensolar.com/z/pp/2024/3/eg31o40cy48s9un7k/ds-20230925-st5015kwh-2500kw-2h-1250kw-4h-v3-en.pdf>
- 19 Sunwoda Energy – Container BESS NoahX | Sunwoda Energy. Trục tuyến: <https://www.sunwodaenergy.com/electric/bess-container-noahx.html>

### 3. PIN DÒNG OXY HÓA KHỬ VANADIUM

#### Mô tả công nghệ

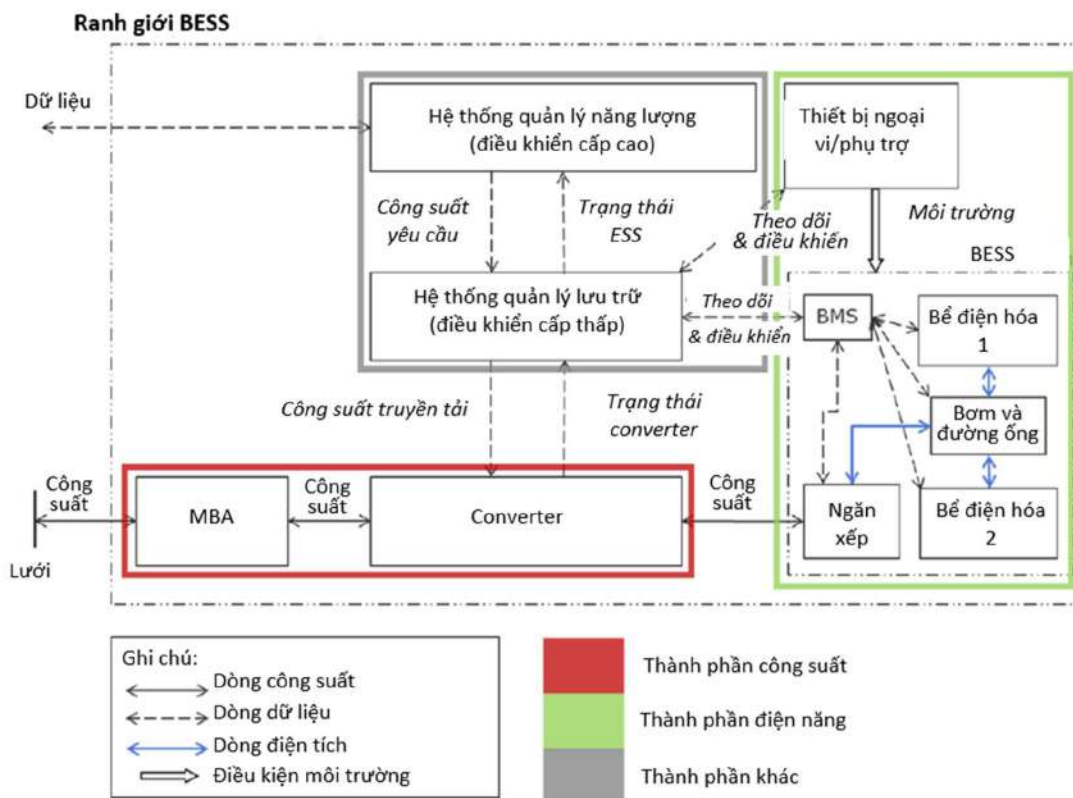
Pin dòng oxy hóa khử (RFB), hay gọi tắt là pin dòng, là một dạng pin thứ cấp (tức là pin sạc lại được) dành cho các hệ thống lưu trữ năng lượng điện. Pin dòng lưu trữ năng lượng điện trong các hợp chất hóa học dưới dạng hòa tan. Hai chất phản ứng này đóng vai trò là chất mang năng lượng và được tuần hoàn trong các mạch riêng biệt, giữa các mạch xảy ra quá trình trao đổi ion thông qua pin galvanic (galvanic cell) gồm hai điện cực và một màng ngăn. Trong các tế bào điện hóa này, các chất phản ứng hòa tan sẽ bị khử hoặc oxy hóa<sup>12</sup> để hấp thụ hoặc giải phóng năng lượng điện dưới dạng các electron. Chất điện phân bị khử tại điện cực âm của tế bào điện hóa (tức anot) được gọi là negolyte hoặc anolyte. Chất điện phân bị oxy hóa tại điện cực dương của tế bào điện hóa (tức catot) được gọi là posolyte hoặc catholyte. Sơ đồ nguyên lý của một pin dòng oxy hóa khử điển hình được trình bày trong hình sau.



Hình 14: Sơ đồ nguyên lý của pin dòng oxy hóa khử.

Dung lượng của pin dòng được quyết định bởi số lượng và kích thước của bình chứa dung dịch điện phân, trong khi công suất của hệ thống phụ thuộc vào số lượng và kích thước của các pin galvanic. Nhờ khả năng mở rộng công suất và dung lượng một cách độc lập, pin dòng hiện nay chủ yếu được sử dụng trong các hệ thống lưu trữ năng lượng điện cố định (EESS) cho lưu trữ ngắn hạn (< 6 giờ) và trung hạn (< 24 giờ). Hình 15 minh họa cấu trúc tổng thể của một hệ thống EESS sử dụng pin dòng, bao gồm: lớp pin, hai bình chứa điện phân, hệ thống đường ống và bơm, cùng với hệ thống quản lý pin (BMS). Các thành phần còn lại của hệ thống này về cơ bản tương tự như trong các hệ thống lưu trữ năng lượng pin khác, chẳng hạn như hệ thống pin Lithium (Lithium-based BESS).

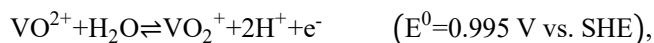
<sup>12</sup> Thuật ngữ *redox* bắt nguồn từ các quá trình điện hóa reduction (khử) và oxidation (oxi hóa).



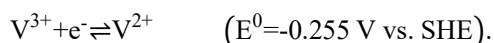
Hình 15: Cấu trúc tổng thể của hệ thống lưu trữ năng lượng sử dụng pin dòng oxy hóa khử (sửa đổi từ [1]).

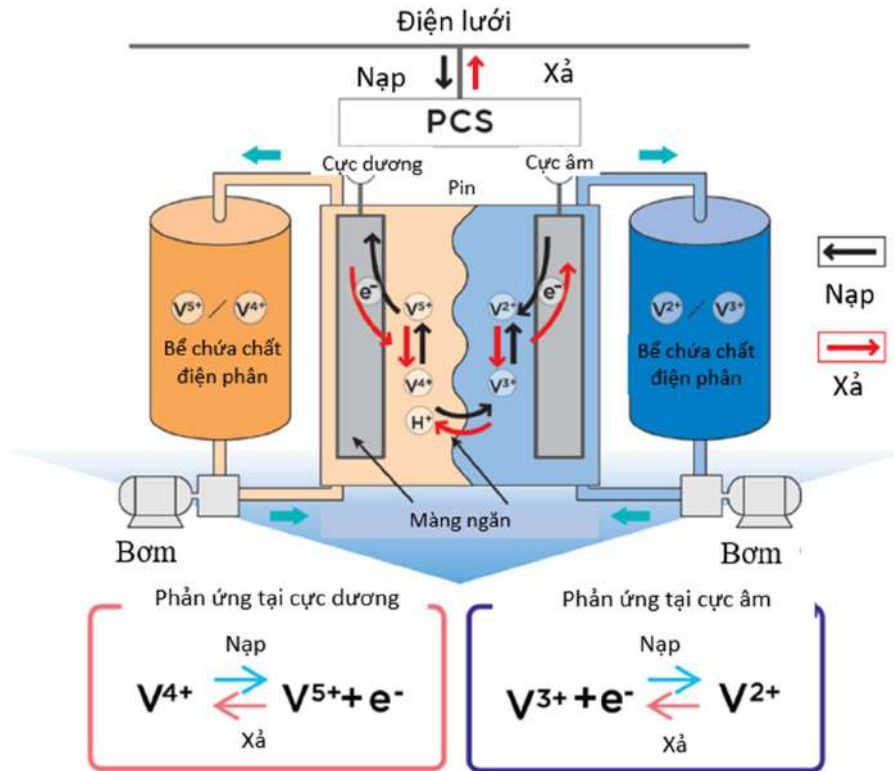
Pin dòng oxy hóa khử vanadium (VRFB), còn được gọi là pin oxy hóa khử (VRB) hoặc pin dòng vanadium (VFB), hiện là dạng pin dòng oxy hóa khử phổ biến và có mức độ hoàn thiện công nghệ cao nhất. VRFB tận dụng khả năng của vanadium tồn tại ở bốn trạng thái oxy hóa khác nhau trong dung dịch. Vì các cặp oxy hóa khử của vanadium có thể được sử dụng cho cả hai dung dịch điện phân, loại pin này chỉ cần một nguyên tố hoạt tính điện hóa duy nhất thay vì hai. Điện cực của VRFB được làm từ carbon và cấu trúc của vật liệu này có ảnh hưởng đáng kể đến đặc tính của pin. Các điện cực và hai bình chứa điện phân được ngăn cách bởi một màng ngăn. Về lý tưởng, màng này chỉ cho phép các ion hydrogen đi qua. Đặc điểm này khiến công nghệ VRFB rất lý tưởng để khai thác các vật liệu, thành phần và quy trình vốn ban đầu được phát triển cho pin nhiên liệu hydrogen, đặc biệt trong lớp pin và các hệ thống con khác. Hình 16 minh họa các phản ứng điện hóa cơ bản xảy ra bên trong một pin dòng oxy hóa khử vanadium.

VRFB sử dụng các cặp oxy hóa khử vanadium ở cả hai lớp pin. Chất điện phân dương (posolyte) chứa vanadyl sunfat (tức vanadium(IV) oxit sunfat,  $VOSO_4$ ), có thể bị oxy hóa thành ion hóa trị V. Phản ứng bán phần tại catot:



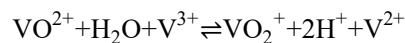
trong đó  $VO^{2+}$  là ion oxovanadi(IV) (vanadyl) và  $VO_2^+$  là pervanadyl, một ion oxy của vanadium(V). Chất điện phân âm (negolyte) chứa vanadium(III) sunfat (tức là  $V_2(SO_4)_3$ ), có thể bị khử thành muối vanadium hóa trị II. Phản ứng bán phần tại anot:





Hình 16: Các phản ứng điện hóa chính trong pin dòng oxy hóa khử vanadium [2].

Do đó, phản ứng trong toàn tế bào pin:

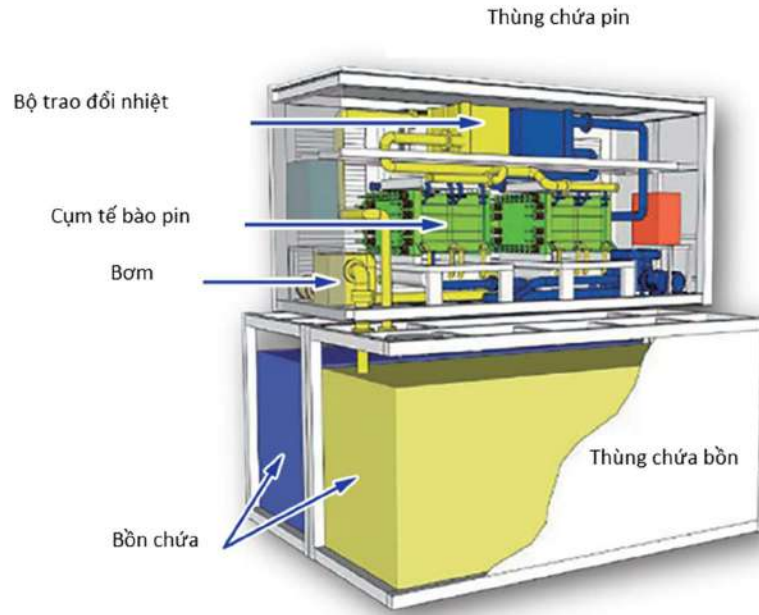


và tạo ra điện áp tế bào là 1.25 V trong điều kiện môi trường tiêu chuẩn. Điện áp nguồn trên mỗi tế bào pin (điện áp không tải) nằm trong khoảng 1.15 V và 1.55 V. Tại 25°C điện áp đạt khoảng 1.41 V. Nhóm chất phản ứng đã được hòa tan trong dung môi với độ đậm đặc 1.5 – 2 M trong dung dịch nước a-xít sulfuric với độ đậm đặc 2 – 5 M [2].

So với pin Lithium-ion, VRFB có mật độ năng lượng thấp hơn, chỉ khoảng 15 Wh/l đến 35 Wh/l trên mỗi lít dung dịch điện phân. Mật độ năng lượng nằm theo khối lượng trong khoảng 20 Wh/kg đến 32 Wh/kg dung dịch điện phân [2].

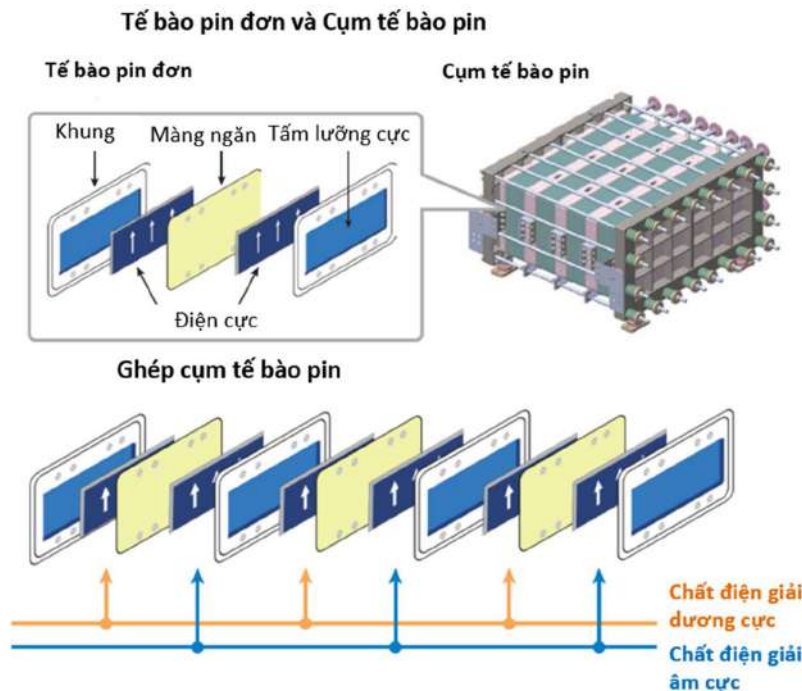
Tương tự các pin dòng khác, một trong những ưu điểm lớn nhất của VRFB là công suất và dung lượng hoàn toàn độc lập với nhau. Công suất chủ yếu được quyết định bởi điện tích bề mặt điện cực, trong khi dung lượng lưu trữ phụ thuộc vào lượng dung dịch điện phân. Việc xả đầy đến 0% trạng thái sạc (SoC) không gây hư hại cho pin. Thiết kế dạng mô-đun và có khả năng mở rộng linh hoạt của hệ thống lưu trữ năng lượng dùng VRFB (VRF-BESS) được minh họa trong Hình 17. Các ưu điểm khác của VRFB còn bao gồm độ ổn định chu kỳ và khả năng “sạc” thông qua trao đổi điện phân. Theo một nghiên cứu năm 2016 [3], loại pin này có thể hoàn thành hơn 200.000 chu kỳ sạc/xả trong vòng ba năm thử nghiệm.

Nhược điểm chính của công nghệ pin dòng oxy hóa khử vanadium, ngoài tỷ lệ lưu trữ năng lượng trên thể tích thấp, là cấu trúc hệ thống phức tạp hơn so với các pin truyền thống, do cần thêm bơm và bình chứa điện phân.



Hình 17: Minh họa thiết kế mô-đun và khả năng mở rộng của pin dòng oxy hóa khử vanadium (©Sumitomo Electric, 2019).

Khi bơm vào buồng phản ứng, các chất điện giải âm và dương được ngăn cách bởi một màng thấm proton (polymer). Hình sau mô tả các hợp phần trong một pin phản ứng và một lớp phản ứng đầy đủ.

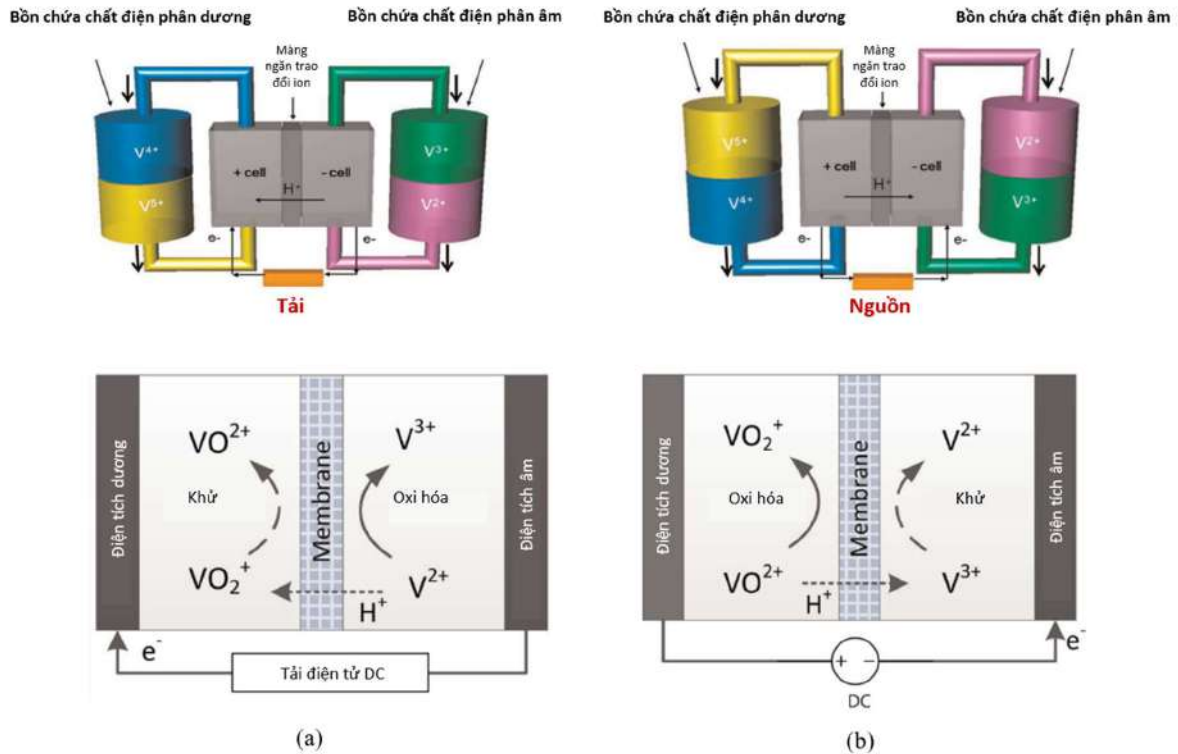


Hình 18: Minh họa một tế bào pin đơn lẻ, một lớp pin và cách xếp lớp pin tương ứng cho một hệ thống VRFB (©Sumitomo Electric, 2019).

### Đầu vào/đầu ra

Tương tự như các hệ thống pin lưu trữ (BESS) khác, đầu vào và đầu ra chính của VRFB là năng lượng điện. Trong quá trình nạp, điện được chuyển sang năng lượng hóa - điện (quá trình sạc) và chuyển lại thành điện

(xả) như mô tả phía trên. Hình sau minh họa quá trình chuyển đổi năng lượng đầu vào và đầu ra trong VRFB.



Hình 19: Minh họa quá trình chuyển đổi năng lượng đầu vào và đầu ra trong VRFB trong hai trạng thái (a) khi xả pin và (b) khi sạc pin.

Các lớp pin của VRFB thường hoạt động với dòng điện một chiều (DC). Nếu hệ thống sử dụng dòng điện xoay chiều (AC) cho đầu vào/đầu ra, thì cần chuyển đổi bằng thiết bị điện tử công suất phù hợp.

Năng lượng nhiệt (đầu vào hoặc đầu ra thứ cấp) thường có thể bỏ qua đối với VRFB. Do nhiệt độ vận hành của pin gần với nhiệt độ môi trường, lượng nhiệt thất của VRFB không có giá trị sử dụng cao. Đồng thời, đa số VRFB không cần hệ thống làm mát phụ cho các lớp pin, vì khối lượng nhiệt lớn của chính dung dịch điện phân đã giúp ổn định nhiệt độ [2].

### Cân bằng năng lượng

Giống như mọi công nghệ chuyển đổi năng lượng khác, VRFB cũng phát sinh các tổn thất trong quá trình hoạt động. Có thể chia tổn thất trong VRFB thành tổn thất trong vận hành và tổn thất ở chế độ chờ. Tổng hiệu suất năng lượng là sự kết hợp của cả hai nhóm tổn thất này.

### Tổn thất trong vận hành

Tổn thất trong vận hành của hệ thống lưu trữ năng lượng dùng VRFB bao gồm mọi tổn thất phát sinh trong quá trình sạc và xả.

Hiệu suất điện áp là tỷ lệ giữa điện áp xả trung bình và điện áp sạc trung bình. Đối với VRFB, hiệu suất điện áp thường nằm trong khoảng 75% đến 90%. Hiệu suất này bị ảnh hưởng bởi điện trở trong của pin và hiện tượng quá thế khi hoạt động. Hiệu suất Coulomb là tỷ lệ giữa tổng điện tích xả ra so với tổng điện tích đã sạc vào ban đầu. VRFB thường có hiệu suất Coulomb rất cao, thường vượt quá 95%, vì các ion vanadium không bị nhiễm chéo giữa hai nửa pin, giúp giảm thiểu các phản ứng phụ. Hiệu suất năng lượng được tính bằng tích của hiệu suất điện áp và hiệu suất Coulomb. Chỉ số này thể hiện mức độ hiệu quả của pin trong việc chuyển đổi điện sạc vào thành năng lượng được lưu trữ, rồi chuyển ngược trở lại thành điện xả ra. Đối với VRFB, hiệu suất năng lượng thường trong khoảng 70% đến 85%.

Trong thực tế, máy bơm điện và van trong hệ thống pin VRF cũng tiêu thụ điện năng dẫn đến các tổn thất bổ sung. Ngoài ra còn có điện năng tiêu thụ cho hệ thống điều khiển, giám sát và các hệ thống con trung tâm khác. Các tổn thất này cộng dồn lại chiếm dưới 2% công suất trong quá trình hoạt động. Bên cạnh đó, các thiết bị điện tử công suất trung tâm của hệ thống thường có hiệu suất định mức khoảng 95%, do đó cũng tạo ra thêm tổn thất cho quá vận hành hệ thống lưu trữ năng lượng dùng VRFB.

Vì vậy, tổng hiệu suất khứ hồi của một hệ thống lưu trữ năng lượng dùng VRFB dự kiến nằm trong khoảng từ 75% đến 90% (chỉ tính riêng phía DC). Phần tổn thất tương ứng 10% đến 25% sẽ thoát ra dưới dạng nhiệt năng.

### Tổn thất ở chế độ chờ

Tổn thất ở chế độ chờ của hệ thống lưu trữ năng lượng dùng VRFB bao gồm tất cả các tổn thất phát sinh trong giai đoạn hệ thống không hoạt động (tức là không sạc và không xả).

Dung dịch điện phân còn lại trong lớp pin sau khi vận hành sẽ tự xả trong thời gian chờ do khuếch tán ion vanadium qua màng ngăn giữa hai nửa pin. Các tổn thất này tương đối nhỏ đối với VRFB, thường chỉ khoảng 1% đến 3% mỗi ngày, và chỉ ảnh hưởng đến lượng dung dịch điện phân nằm trong các lớp pin. Có thể giảm tổn thất này bằng cách giảm thể tích điện phân nằm trong lớp pin, và/hoặc đóng các van gần đầu vào/ra của lớp pin trong thời gian chờ.

Ngoài ra, bất kỳ lượng điện năng tiêu thụ nào của các hệ thống con (ví dụ hệ thống điều khiển và trao đổi thông tin) trong thời gian chờ cũng được tính là tổn thất bổ sung. Tổng các tổn thất thường dưới 1% mỗi ngày.

### Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ

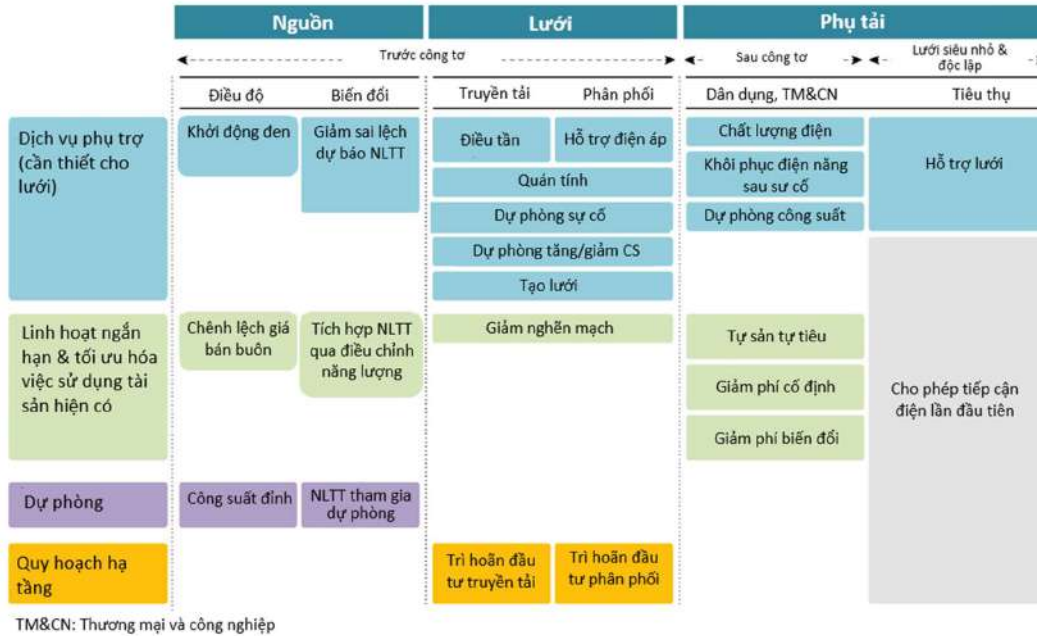
Thời gian đáp ứng là đặc tính quan trọng quyết định tốc độ pin phản ứng với những thay đổi của nhu cầu tải (khi xả) hoặc nguồn vào (khi sạc). VRFB được biết đến với thời gian đáp ứng khá nhanh dưới 100 ms nếu dung dịch điện phân đã sẵn trong lớp pin, dưới 1 s nếu phải bơm dung dịch điện phân vào lớp pin (từ trạng thái chờ), và dưới 1 min nếu toàn bộ hệ thống lưu trữ năng lượng dùng VRFB đang tắt.

Nhờ thời gian đáp ứng nhanh, kết hợp với tỷ lệ tự xả thấp và số lượng chu kỳ vòng đời cao, VRFB phù hợp và hiệu quả cho hầu hết các ứng dụng lưu trữ năng lượng quy mô lưới điện (EESS). Bảng 7 và Hình 15 tổng hợp các ứng dụng tiềm năng cho BESS nối lưới:

Bảng 7: Các ứng dụng tiềm năng của BESS nối lưới.

Dịch vụ	Ghi chú	Vị trí
Điều tần	Dịch vụ được cung cấp trong khung thời gian cố định để phản ứng với các thay đổi tần số lưới. Giá dịch vụ dựa trên công suất khả dụng.	Phía trước đồng hồ đo (FTM)
Tiết giảm phụ tải đỉnh	Giảm thiểu công suất đỉnh do người dùng tiêu thụ hoặc bổ sung công suất trong giờ cao điểm ở quy mô tiện ích.	Trước công tơ (Front-of-the-meter – FTM)
Kinh doanh chênh lệch giá điện	Tận dụng sự chênh lệch giá bằng cách mua điện khi giá thấp và bán khi giá cao.	Trước công tơ (FTM)
Khởi động đen	Nhờ công nghệ tạo lưới trong hệ thống biến tần, BESS có thể được dùng để khởi động lại lưới sau sự cố mất điện toàn hệ thống. Tuy nhiên, không phải bộ biến tần nào cũng hỗ trợ chức năng này	tất cả
Hỗ trợ điện áp	Các hệ thống BESS nhỏ hơn có thể đặt tại các điểm yếu của lưới để cung cấp hoặc hấp thụ công suất phản kháng, nhằm ổn định điện áp địa phương.	Tất cả
Tối ưu hóa tự tiêu thụ	Đối với các nguồn điện gió hoặc mặt trời lớn, BESS giúp tránh việc phát năng lượng dư thừa lên lưới khi giá thị trường không thuận lợi. Năng lượng này có thể dùng tại chỗ hoặc bán lại khi giá cao.	Sau công tơ (Behind-the-meter)

## Vị trí của pin trong hệ thống điện



Hình 20: Minh họa các ứng dụng BESS theo vị trí trong lưới (trục ngang) và loại dịch vụ (trục dọc) (©IEA, 2024).

Hầu hết ứng dụng của BESS đặt ra yêu cầu chủ yếu đối với các thiết bị điện tử công suất trung tâm, vì đây là bộ phận đảm bảo kết nối với lưới điện. Tuy nhiên, hệ thống quản lý pin (BMS) có trách nhiệm đảm bảo hệ thống pin có thể đáp ứng kịp theo các lệnh điều khiển của thiết bị điện tử công suất, điều này thường đã được tính toán ngay từ giai đoạn thiết kế hệ thống BESS. Với BMS phù hợp, VRFB có thể vận hành ở mức công suất cao hơn công suất định mức tới 1,5 lần trong thời gian ngắn (miễn là nhiệt độ màng ngăn trong lớp pin không bị quá nhiệt.)

### Công suất điển hình

Một số ví dụ về công trình VRB quy mô lưới đã được vận hành chạy thử gần đây bằng sau.

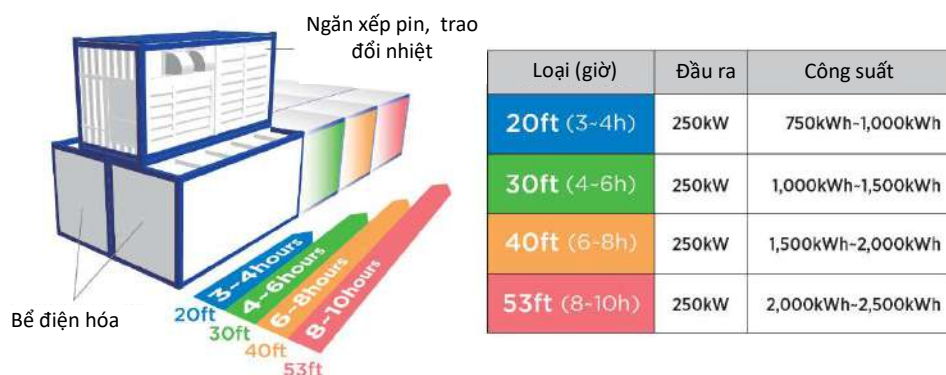
Bảng 8: Danh sách các hệ thống VRF-BESS lớn nhất thế giới.

Tên dự án	Thời điểm vận hành	Năng lượng (MWh)	Công suất (MW)	Thời gian xả (Giờ)	Quốc gia
Trạm biến áp Minami Hayakita	Tháng 12/2015	60	15	4	Nhật Bản
Pfinztal, Baden-Württemberg	Tháng 09/2019	20	2	10	Đức
Woniushi, Liêu Ninh		10	5	2	Trung Quốc
Nhà máy điện gió Tomamae	2005	6	4	1,5	Nhật Bản
Dự án Trương Bắc	2016	8	2	4	Trung Quốc
Dự án SnoPUD MESA 2	Tháng 03/2017	8	2	4	Hoa Kỳ
Trạm biến áp San Miguel	2017	8	2	4	Hoa Kỳ
Pullman Washington	Tháng 04/2015	4	1	4	Hoa Kỳ
Dalian Battery	Tháng 10/2022	400 (800)	100 (200)	4	Trung Quốc

## Thời gian lưu trữ điển hình

Thời gian lưu trữ năng lượng điển hình của BESS mục đích sử dụng, thiết kế và cách vận hành. Về nguyên tắc, thời gian lưu trữ của VRFB không bị giới hạn nhờ cấu trúc mô-đun và khả năng mở rộng giúp triển khai linh hoạt đáp ứng nhiều nhu cầu khác nhau. Thời gian lưu trữ có thể dao động từ vài phút (cho các dịch vụ lưới điện), đến vài tuần (cho lưu trữ năng lượng).

Do tỷ lệ tự xả thấp, mức độ suy giảm công suất ít và chi phí lưu trữ quy dẫn (LCOS) thuận lợi cho các tỷ lệ năng lượng/công suất cao, VRFB-BESS có lợi thế hơn so với pin Lithium-ion (Li-BESS) trong các trường hợp cần thời gian lưu trữ dài. Hình sau minh họa các khoảng thời gian lưu trữ điển hình của VRFB-BESS.



Hình 21: Minh họa thời gian lưu trữ điển hình của hệ thống VRF-BESS (©Sumitomo Electric, 2019).

## Ưu điểm/nhược điểm

Những ưu điểm và nhược điểm chung của VRFB so với các công nghệ EESS khác được liệt kê trong bảng sau.

Bảng 9: Ưu điểm và nhược điểm chung của pin dòng oxy hóa khử vanadium

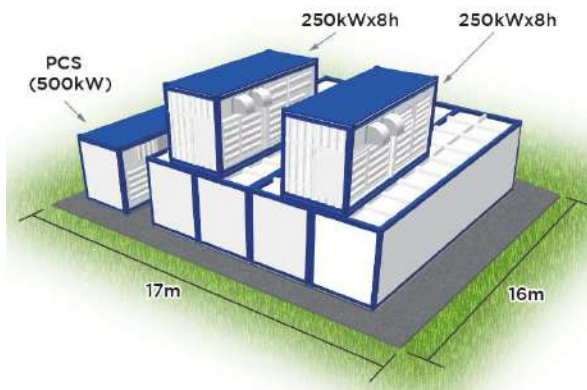
Ưu điểm	Nhược điểm
Dung lượng năng lượng và công suất có thể mở rộng độc lập	Dung dịch điện phân có khối lượng lớn, nặng
Chịu xả sâu rất tốt	Hợp chất vanadium có độc tính
Trộn lẫn hai dung dịch điện phân không gây hỏng pin	Sử dụng các vật liệu quý trong lớp pin
Trạng thái sạc đồng nhất trong toàn bộ điện phân giúp không bị suy giảm dung lượng	Cần thêm các thiết bị phụ như bơm và van
Dung dịch điện phân dạng lỏng không bắt lửa và không gây nổ	Mật độ năng lượng thấp (so với pin Lithium)
Độ ồn và phát thải thấp khi vận hành	Hiệu suất khử hồi tương đối kém (so với pin Lithium)
Có thể nâng cấp công suất/dung lượng trong suốt vòng đời	Dải nhiệt độ vận hành hẹp (~5 °C đến 50 °C)
Có thể làm mát thụ động	
Số chu kỳ vòng đời cao (> 20.000)	
Tuổi thọ dài (> 20 năm)	
Chi phí LCOS thấp (~0,05 €/kWh)	

## Yêu cầu không gian

Do có cấu trúc mô-đun và khả năng mở rộng, yêu cầu về mặt bằng của VRF-BESS phụ thuộc nhiều vào điều kiện và yêu cầu cụ thể của từng dự án. Từ các hệ thống VRF-BESS đang vận hành thực tế, diện tích sử dụng đất được báo cáo trong khoảng 17 m<sup>2</sup>/MWh đến 140 m<sup>2</sup>/MWh [4].

Một giá trị trung bình hợp lý cho yêu cầu mặt bằng của VRF-BESS có thể suy ra từ thiết kế mô-đun sử dụng container tiêu chuẩn ISO (như trong Hình 22). Theo đó, diện tích sử dụng đất nằm trong khoảng 45 m<sup>2</sup>/MWh đến 65 m<sup>2</sup>/MWh, tỷ lệ năng lượng/công suất càng cao thì diện tích trên mỗi MWh càng nhỏ.

Ví dụ về hệ thống 500 kW x 8 giờ (4000 kWh)



Ví dụ

Đầu ra	Công suất	LxW
1MW	4MWh	15m×17m
1MW	6MWh	21m×17m
1MW	8MWh	27m×17m
10MW	40MWh	85m×27m
10MW	60MWh	103m×27m
10MW	80MWh	131m×27m

Hình 22: Minh họa về sử dụng đất điển hình cho hệ thống VRF-BESS (©Sumitomo Electric, 2019).

### Môi trường

Tác động môi trường của VRF-BESS được ước tính nằm trong khoảng từ  $160 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$  đến  $190 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$  (với giá trị trung vị khoảng  $180 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$ ). Nguyên nhân là do quá trình sản xuất  $V_2SO_5$  tiêu tốn nhiều năng lượng và sản lượng hiện còn thấp. Tuy nhiên, tác động này thường sẽ được bù đắp trong quá trình vận hành nhờ tuổi thọ cao và số chu kỳ sạc/xả lớn. Mức tác động môi trường này cao hơn đáng kể so với mức trung bình khoảng  $105 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$  của hệ thống lưu trữ bằng pin Lithium-ion (LIB-BESS), mặc dù phạm vi của LIB-BESS cũng dao động từ  $80 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$  đến  $230 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$ . Đa số các thành phần và vật liệu trong VRF-BESS có thể tái chế, bao gồm cả dung dịch điện phân (electrolyte), vốn thường có thể được tái sử dụng trực tiếp. [8]

Tuy nhiên, các ion vanadium có thể tiềm ẩn những rủi ro môi trường chưa được xác định đầy đủ [2] và thành phần của lớp pin ở cuối vòng đời có thể có thể chứa nhiều axit hoặc kiềm, vì vậy cần được xử lý như chất ăn mòn trong quá trình tái chế và thải bỏ [2].

### Nghiên cứu và phát triển

Lĩnh vực pin dòng oxy hóa khử vanadium nói riêng và pin dòng (RFB) nói chung đang trong giai đoạn phát triển mạnh mẽ. Điều này xuất phát từ nhu cầu lưu trữ điện ngày càng tăng khi tỷ trọng năng lượng tái tạo như gió và mặt trời tăng lên, đòi hỏi phải có giải pháp để tích hợp nguồn điện biến thiên vào lưới điện.

Mục tiêu chính của nghiên cứu và phát triển hiện nay là mở rộng quy mô sản xuất VRFB để giảm chi phí lưu trữ quy dẫn thông qua lợi thế nhờ quy mô, tương tự như những gì đã diễn ra với pin Lithium-ion [5].

Cụ thể, hoạt động R&D đang tập trung vào các hướng sau:

- Sản xuất dung dịch điện phân tốn ít năng lượng hơn (giá rẻ hơn)
- Điện phân truyền được nhiều electron hơn trên mỗi phân tử (mật độ năng lượng cao hơn)
- Điện phân có thể vận hành ổn định trong dải nhiệt độ rộng hơn
- Nghiên cứu dung dịch điện phân phi nước, hữu cơ và/hoặc kim loại
- Tìm kiếm vật liệu thay thế Nafion để làm màng trao đổi proton (rẻ hơn, không chứa PFAS)
- Xúc tác giúp tăng mật độ dòng trao đổi (hiệu suất cao hơn)
- Hệ thống quản lý pin (BMS) để tối ưu hoá quá trình tạo oxy tại điện cực

### Ví dụ về những dự án hiện có

Các hệ thống VRF-BESS quy mô lưới đã được thương mại hóa bởi nhiều công ty và đang vận hành tại nhiều quốc gia. Danh sách (không đầy đủ) các nhà sản xuất VRFB có thể xem trong bảng sau. Thị trường

VRFB có sự khác biệt so với pin Lithium-ion, vì các hệ thống VRF-BESS lớn thường giống như các nhà máy xử lý điện – hoá và do đó được thiết kế và lắp đặt bởi các công ty chuyên biệt.

*Bảng 10: Các nhà sản xuất VRFB tiêu biểu.*

Tên	Xuất xứ	Liên kết
Vflow Tech	Singapore	www.vflowtech.com
VoltStorage	Đức	www.voltstorage.com
VRB Energy	Trung Quốc	www.vrbenergy.com
UniEnergy Technologies	Hoa Kỳ	www.uetchnologies.com
Ashlam Energy	Hoa Kỳ	www.ashlamenergyllc.vom
NEXTracker	Hoa Kỳ	www.nextracker.com
CellCube Energy Storage	Canada	www.cellcube.com
Delectrik Systems	Ấn Độ	www.delectrik.com
V Sun Energy	Australia	www.vsunenergy.com
Rongke Power	Trung Quốc	www.rongkepower.com
VisBlue	Đan Mạch	www.visblue.com
H2 Inc.	Hàn Quốc	www.h2aec.com
Green Energy Storage	Ý	www.greenenergystorage.com
meeco (sun2live)	Thụy Sĩ	www.meeco.net
Sumitomo Electric	Nhật Bản	www.globa-sei.com
redT energy	Ireland	www.redtenergy.com
Solibra energy Storage	Đức	www.vanadiumredoxflow.com

### Ước tính số liệu

Dữ liệu từ các nguồn khác nhau trong bảng dưới đây đã được điều chỉnh theo lạm phát từ năm giá gốc về mức USD năm 2025, nhưng chưa áp dụng yếu tố học hỏi công nghệ/tốc độ học hỏi.

Chi phí đầu tư [MUSD2025/MWh]	2020	2025	2030	2040	2050
Cắm nang công nghệ - Việt Nam 2026		0,72	0,74	0,53	0,43
Cắm nang công nghệ – Việt Nam 2023	0,82		0,56		0,45

### Nhận xét bổ sung

Mặc dù VRFB và các loại pin dòng khác có tiềm năng thương mại lớn, nhưng sự sụt giảm chi phí nhanh chóng của các giải pháp lưu trữ thay thế (ví dụ pin Lithium-ion) có thể làm chậm quá trình thương mại hóa và phát triển công nghệ của pin dòng. Điều này có thể khiến pin VRB và các loại pin dòng khác không phát huy được đầy đủ tiềm năng thương mại.

Mặt khác, cấu trúc mô-đun và khả năng mở rộng của pin dòng khiến công nghệ này trở thành ứng viên rất hứa hẹn cho các hệ thống lưu trữ năng lượng điện (EESS) cố định với thời gian lưu trữ trên 6 giờ, đặc biệt là trong trường hợp sử dụng loại dung dịch điện phân có tác động môi trường thấp trong suốt toàn bộ chuỗi giá trị.

### Tài liệu tham khảo

- [1] DNVGL; An toàn, vận hành và hiệu suất của các hệ thống lưu trữ năng lượng nổi lưới; Thực hành khuyến nghị; DNVGL-RP-0043; Ấn bản tháng 9/2017.
- [2] Maria Skyllas-Kazacos và cộng sự; Pin dòng: Từ cơ sở khoa học đến ứng dụng; 2023; DOI:10.1002/9783527832767
- [3] Maria Skyllas-Kazacos và cộng sự; Mô hình hóa và mô phỏng hành vi nhiệt của pin dòng oxy hóa khử vanadium; 2016; DOI: 10.1016/j.jpowsour.2016.05.011
- [4] Tài liệu của Sumitomo RFB LDES 07/2024; [https://sumitomoelectric.com/sites/default/files/2024-09/download\\_documents/RFB\\_Catalog\\_EN%EF%BC%88A4%EF%BC%89\\_202407.pdf](https://sumitomoelectric.com/sites/default/files/2024-09/download_documents/RFB_Catalog_EN%EF%BC%88A4%EF%BC%89_202407.pdf) [Truy cập: tháng 10/2024]

- [5] IRENA, “Lưu trữ điện và năng lượng tái tạo: Chi phí và thị trường đến năm 2030 - Công cụ chi phí dịch vụ. Phiên bản 1.0,” 2017.
- [6] Cơ sở dữ liệu nội bộ tại Viện Công nghệ Đan Mạch, dựa trên các dự án VRFB đã được thực hiện.
- [7] “Cơ sở dữ liệu lưu trữ năng lượng toàn cầu của Bộ Năng lượng Hoa Kỳ.” [Trực tuyến]. Có sẵn tại: <https://www.energystorageexchange.org/>. [Truy cập ngày: 29/03/2017].
- [8] Michaux, SP (2021): Đánh giá công suất bổ sung cần thiết của các hệ thống điện năng lượng thay thế để thay thế hoàn toàn nhiên liệu hóa thạch, Báo cáo nội bộ GTK, số sê-ri 42/2021, ISBN 978-952-217-414-7, [https://tupa.gtk.fi/raportti/arkisto/42\\_2021.pdf](https://tupa.gtk.fi/raportti/arkisto/42_2021.pdf)
- [9] Vanadium cho một tương lai sạch hơn; Technology Metals Australia Limited; Tháng 2/2023; <https://api.investi.com.au/api/announcements/tmt/68af872f-66b.pdf> [Truy cập: 08/12/2024]
- [10] L. Tang, P. Leung, MR Mohamed, Q. Xu, S. Dai, X. Zhu, C. Flox, AA Shah, Q. Liao, Đánh giá chi phí vốn của các loại pin dòng oxy hóa khử truyền thống và mới nổi cho các ứng dụng lưu trữ lưới điện, *Electrochimica Acta*, Tập 437, 2023, 141460, ISSN 0013-4686, <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2022.141460>.
- [11] K.-P. Kairies, “Cải tiến công nghệ lưu trữ pin và cắt giảm chi phí đến năm 2030: Một phân tích chuyên sâu,” Nghiên cứu của Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA), 2017.
- [12] Nghiên cứu về Tương lai Lưu trữ (Storage Future Study - SFS) của Phòng thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (NREL); <https://www.nrel.gov/analysis/storage-futures.html> [Truy cập: tháng 01/2025]

## Bảng số liệu

Các trang dưới đây cung cấp số liệu về công nghệ. Chi phí được thể hiện bằng USD năm 2025. Mức độ bắt buộc liên quan đến từng tham số cụ thể và không thể đọc theo phương thẳng đứng – tức là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn không nhất thiết có giá thấp hơn, hoặc ngược lại.

Pin dòng oxy hóa khử vanadium											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>											
Dạng năng lượng lưu trữ		Điện									
Ứng dụng		hệ thống đòi hỏi cao về công suất và năng lượng									
Điện năng tích trữ 1 đơn vị pin	MWh	0,5	0,6	0,65	0,75	0,5	0,7	0,7	0,8	A, Q	1,2,3,4
Công suất tích trữ 1 đơn vị pin	MW	0,25	0,5	0,5	0,5	0,4	0,6	0,4	0,6	A, Q	1,2,3,4
Công suất đầu vào 1 đơn vị pin	MW	0,25	0,5	0,5	0,5	0,4	0,6	0,4	0,6	A, Q	1,2,3,4
Hiệu suất một chu kỳ	%DC	78	80	83	85	75	85	80	90	B	1,2,3,4
- hiệu suất nạp	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- hiệu suất xả	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Tổn thất năng lượng trong quá trình lưu trữ	%/ngày	0,25	0,2	0,15	0,1	0,15	0,25	0,05	0,15	C	1,2,3,4
Ngừng máy cưỡng bức	%	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0,4	D, Q	1,2,3,4
Ngừng máy theo kế hoạch	%	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,25	0,05	0,2	D, Q	1,2,3,4
Vòng đời kỹ thuật	năm	25	30	35	40	25	35	30	50		1,2,3,4, 5,6
Thời gian xây dựng	năm	0,5	0,25	0,2	0,15	0,15	0,5	0,1	0,2	E, Q	7
<b>Khả năng điều tiết</b>											
Thời gian đáp ứng từ trạng thái không tải đến khi xả ở công suất định mức	s	0,2	0,1	0,1	0,1	0,05	0,25	0,05	0,2	F, G	8
Thời gian đáp ứng từ trạng thái sạc ở công suất định mức sang xả	s	0,1	0,1	0,1	0,1	0,05	0,2	0,05	0,2	F, G, Q	8
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>											
Đầu tư danh định	MUSD/MWh	0,72	0,74	0,53	0,43	0,63	0,89	0,25	0,52	H	7,8,9, 10,11
- thành phần năng lượng	MUSD/MWh (or %)	0,26	0,19	0,10	0,06	0,15	0,26	0,04	0,09	H, I	7,8,9, 10,11
- thành phần công suất	MUSD/MW (or %)	0,51	0,45	0,34	0,31	0,38	0,51	0,20	0,34	H, J	7,8,9, 10,11
- Chi phí khác	MUSD/MWh (or %)	0,20	0,18	0,17	0,16	0,18	0,19	0,09	0,18	H, K	7,8,9, 10,11
Chi phí vận hành vào bảo dưỡng cố định	USD/MW/năm	5,369	5,521	3,954	3,225	3,133	8,856	1,003	5,234	H, L	7,8,9, 10,11
Chi phí vận hành vào bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	H, M	7,8,9, 10,11
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>											
Chi phí mở rộng điện năng	MUSD/MWh	0,27	0,20	0,11	0,07	0,16	0,27	0,41	0,16	H, N	7,8,9, 10,11
Chi phí mở rộng công suất	MUSD/MW	0,54	0,47	0,36	0,34	0,41	0,54	0,20	0,54	H, O	7,8,9, 10,11
Tuổi thọ tính theo tổng số chu kỳ vận hành		>20.000	>40.000	100.000	>100.000	20.000	40.000	40.000	200.000	P	8
Công suất riêng	W/kg	8,25	16,5	16,5	16,5	8,25	16,5	8,25	16,5	A, Q	8
Mật độ công suất	W/m <sup>3</sup>	3.704	7.407	7.407	7.407	3.704	8.889	3.704	8.889	A, Q	8
Điện năng riêng	Wh/kg	16,5	19,7	23,4	24,6	16,5	24,6	23	26,25	A, Q	8
Mật độ điện năng	Wh/m <sup>3</sup>	7.407	8.880	9.996	11.111	7.407	11.111	10.370	11.852	A, Q	8
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	0	-	-	-	-		

#### Ghi chú:

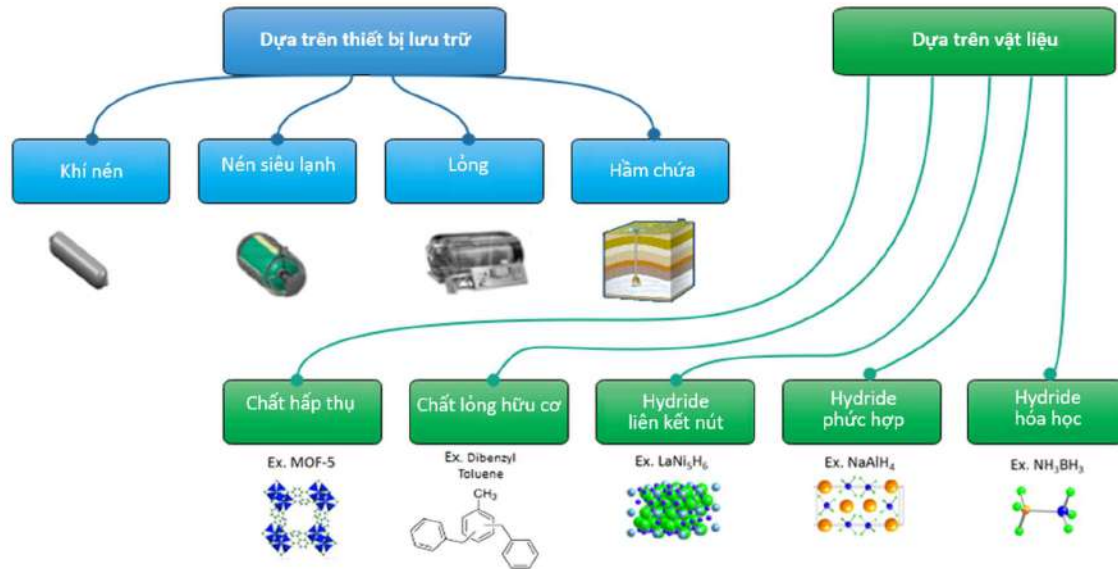
- A Một đơn vị được định nghĩa là một container ISO 40 feet, bao gồm hệ thống pin dòng oxi hóa khử vanadium (VRFB) (các cụm cell, bồn chứa chất điện phân và hệ thống điều khiển), và không bao gồm hệ thống chuyển đổi công suất. Dựa trên dữ liệu từ các hệ thống VRFB hiện có và/hoặc đang sẵn có.
- B Hiệu suất thay đổi đáng kể giữa các hệ thống VRFB khác nhau, phụ thuộc vào hệ thống điều khiển và các kịch bản/ứng dụng sử dụng.
- C Tồn thất năng lượng phụ thuộc vào trạng thái không tải. Nếu các bơm được tắt và chất điện phân không có trong cụm phản ứng thì sẽ không xảy ra tổn thất năng lượng. Điều này làm tăng thời gian đáp ứng (xem bên dưới). Hiện tượng tự phóng điện chỉ xảy ra đối với phần chất điện phân nằm trong cụm phản ứng. Đây là một thể tích tương đối nhỏ và mức tự phóng điện tối đa chỉ khoảng 1% đối với một đơn vị container 40 feet. Các tổn thất liên quan đến tiêu thụ năng lượng ở chế độ chờ của bơm không được tính đến.
- D Một số công ty bảo đảm thời gian sẵn sàng vận hành đạt ít nhất 99,5%.
- E Phụ thuộc rất lớn vào điều kiện lắp đặt.
- F Thời gian đáp ứng nhỏ hơn 100 ms trong trạng thái không tải khi chất điện phân có trong cụm phản ứng và bơm đang hoạt động [4]. Dưới 1 giây nếu cần bơm chất điện phân trước [5]. Dưới 1 phút nếu bơm không hoạt động [5]. Hệ thống chuyển đổi công suất (PCS) có thể là yếu tố giới hạn thời gian đáp ứng.
- G Trong thực tế có thể bị giới hạn bởi hệ thống chuyển đổi công suất (PCS).
- H Áp dụng cho các hệ thống có thời gian xả định mức là 2 giờ. Điều này tương ứng với C-rate bằng 1,0 đối với hệ thống đơn vị container 40 feet (tức là 250 kW với 500 kWh). Diễn biến giá phụ thuộc mạnh vào mức độ cạnh tranh với các công nghệ lưu trữ năng lượng khác, do cần đạt được thị phần lớn để có thể giảm chi phí xuống mức thấp.
- I Bao gồm chất điện phân và hạ tầng bồn chứa, với chi phí cho hệ thống đơn vị vào khoảng 190 EUR/kWh.
- J Bao gồm cụm pin (stack) và các chi phí khác liên quan đến công suất, vào khoảng 870 EUR/kW đối với hệ thống đơn vị container 40 feet.
- K Các chi phí khác bao gồm chi phí xây dựng và chi phí của nhà thầu. Các chi phí này phụ thuộc nhiều vào vị trí, điều kiện nền móng và khả năng tiếp cận khu vực lắp đặt. Chi phí cấp điện đầu nối tới vị trí lắp đặt và chi phí của nhà thầu cho việc lắp đặt các container được tính trong nhóm chi phí khác. Do đó, các chi phí khác được giá định là — một cách tương đối — có tương quan với quy mô hệ thống. Tự động hóa được kỳ vọng sẽ làm giảm các chi phí khác từ sau năm 2030. Các ước tính được tổng hợp từ các tài liệu nghiên cứu.
- L Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định được giá định là không đổi, ở mức khoảng 1% đối với các hệ thống có thời gian lưu trữ từ 2 đến 8 giờ. O&M phụ thuộc vào tỷ lệ năng lượng trên công suất. Phần lớn các nhà cung cấp xác định chi phí O&M ở mức dưới 15% CapEx trong suốt vòng đời trên 20 năm.
- M Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi được giá định bằng 0 EUR/MWh, do giá định có mô hình sử dụng cố định trong suốt vòng đời vận hành theo lịch của hệ thống VRFB, và toàn bộ chi phí thay thế và bảo dưỡng đã được tính trong O&M cố định.
- N Do các hệ thống VRFB quy mô nhiều MWh có tính mô-đun và khả năng mở rộng, chi phí mở rộng dung lượng lưu trữ về cơ bản chỉ bao gồm chi phí chất điện phân và hạ tầng bồn chứa cần thiết.
- O Do các hệ thống VRFB quy mô nhiều MW có tính mô-đun và khả năng mở rộng, chi phí mở rộng công suất bằng chi phí các thành phần của hệ thống cụm pin (stack) cộng với vật tư lắp đặt cần thiết.
- P Tuổi thọ theo chu kỳ lên tới 200.000 chu kỳ đã được chứng minh đối với các hệ thống VRFB, nhưng trong vận hành thực tế vẫn có thể cần phải tân trang/bảo dưỡng lớn.
- Q Các mức độ không chắc chắn được xác định dựa trên ước đoán có cơ sở đối với công nghệ VRFB, dựa trên các nguyên lý khoa học của chúng.

#### Tài liệu tham khảo

- 1 Sumitomo RFB LDES Brochure 07/2024; [https://sumitomoelectric.com/sites/default/files/2024-09/download\\_documents/RFB\\_Catalog\\_EN%EF%BC%88A4%EF%BC%89\\_202407.pdf](https://sumitomoelectric.com/sites/default/files/2024-09/download_documents/RFB_Catalog_EN%EF%BC%88A4%EF%BC%89_202407.pdf) [Accessed: October 2024]
- 2 Invinity VS3-022 VRFB Datasheet 01/2023; [https://invinity.com/wp-content/uploads/2023/03/Invinity-VS3-022-Vanadium-Flow-Battery-Data-Sheet-MAR00016-2023-01.pdf?\\_gl=1\\*6s9c22\\*\\_up\\*MQ.\\*\\_gs\\*MQ..&gclid=Cj0KCQiAr7C6BhDRARIsAOUKifihvGiiyTULQ-gUOYdt\\_TJ75bBrWYg0OeP9Pz-cYuakmLoFT8shogaAit5EALw\\_wcB](https://invinity.com/wp-content/uploads/2023/03/Invinity-VS3-022-Vanadium-Flow-Battery-Data-Sheet-MAR00016-2023-01.pdf?_gl=1*6s9c22*_up*MQ.*_gs*MQ..&gclid=Cj0KCQiAr7C6BhDRARIsAOUKifihvGiiyTULQ-gUOYdt_TJ75bBrWYg0OeP9Pz-cYuakmLoFT8shogaAit5EALw_wcB) [Accessed: October 2024]
- 3 Enerox CellCube Series Release 4.2 Datasheet 06/2023; <https://cellcube.com/wp-content/uploads/Cellcube-Datasheet-ACDC.pdf> [Accessed: October 2024]
- 4 VisBlue VisFlow 60 Datasheet; <https://www.visblue.com/product/visflow60> [Accessed: October 2024]
- 5 IRENA, “Lưu trữ điện và năng lượng tái tạo: Chi phí và thị trường đến năm 2030 – Công cụ chi phí dịch vụ. Phiên bản 1.0,” 2017.
- 6 Sterner, Stadler; Số tay lưu trữ năng lượng; 2019; <https://doi.org/10.1007/978-3-662-55504-0>
- 7 “Cơ sở dữ liệu lưu trữ năng lượng toàn cầu của DOE.” [Trực tuyến]. Có sẵn: <https://www.energystorageexchange.org/>. [Accessed: 29-Mar-2017].
- 8 Maria Skyllas-Kazacos et al.; Pin dòng: Từ các nguyên lý cơ bản đến ứng dụng; 2023; DOI:10.1002/9783527832767
- 9 Cơ sở dữ liệu nội bộ của Viện Công nghệ Đan Mạch, dựa trên các dự án VRFB đã được triển khai thực tế.
- 10 K.-P. Kairies, “Cải tiến công nghệ lưu trữ pin và giảm chi phí đến năm 2030: Phân tích chuyên sâu,” Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, 2017
- 11 Nghiên cứu Tương lai Lưu trữ (SFS) của Phòng thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (NREL); <https://www.nrel.gov/analysis/storage-futures.html> [Accessed: January 2025]

## 4. LƯU TRỮ HYDROGEN

### Mô tả công nghệ



Hình 23: Các loại hình lưu trữ hydrogen (biểu tượng lấy từ Tài liệu tham khảo 6)

Hiện nay hydrogen được dùng trong nhiều ứng dụng, chủ yếu trong công nghiệp hóa chất và lọc dầu. Hiện nay, 95% sản lượng hydrogen toàn cầu (năm 2008 là 96% [1]) được sản xuất từ hydrocarbon và chủ yếu từ methane. Tuy nhiên, kể từ 1920 hydrogen đã được coi như phương tiện lưu trữ các nguồn năng lượng tái tạo dư thừa [2]. Do công nghiệp năng lượng tái tạo phát triển nhanh chóng nên hydrogen thu hút sự quan tâm trên toàn thế giới, nhất là ngành công nghiệp pin hydrogen. Sản xuất hydrogen quy mô lớn từ phần dư thừa năng lượng tái tạo được hi vọng sẽ giúp ngành điện ứng dụng được công nghệ chuyển đổi điện – khí đốt, và điện – nhiên liệu [1]. Ngoài ra, các công nghệ sử dụng hydrogen (ứng dụng trong ngành vận tải, ngành sản xuất năng lượng, v.v.) dự kiến sẽ đóng góp một phần quan trọng vào quá trình chuyển đổi năng lượng xanh.

Hydrogen là nguyên tố sẵn có nhất trong vũ trụ, chiếm tới trên 90% lượng vật chất đã biết. Hydrogen cũng là nguyên tố đơn giản nhất gồm chỉ có một proton và một electron, là nguyên tố nhỏ nhất, nhẹ nhất trong bảng tuần hoàn các nguyên tố. Kích thước nhỏ và các đặc tính của hydrogen làm cho nó rất khó lưu trữ với khối lượng lớn. Thông thường, hydrogen được trữ dưới dạng khí ( $\text{H}_2$ ). Hydrogen cũng là phương tiện lưu trữ năng lượng do mật độ năng lượng / trọng lượng của nó cao, 120 MJ/kg hoặc 33,33 kWh/kg [3]. Hydrogen phù hợp với lưu trữ quy mô lớn, trong khi pin chỉ phù hợp với quy mô nhỏ. Nhưng do nguyên tử hydrogen nhỏ nên mật độ năng lượng xét trên thể tích của hydrogen lại nhỏ, chỉ 2,8-4,7 MJ/L hoặc 0,78-1,31 kWh/L [4] nếu được nén dưới áp suất 350-700 bar. Trong điều kiện áp suất khí quyển, mật độ này chỉ đạt 0,012 MJ/L (0,003 kWh/L), do đó phải nén hydrogen nếu muốn lưu trữ năng lượng. Mật độ năng lượng trên thể tích của hydrogen ở mức thấp buộc ngành công nghiệp phải phát triển các phương thức và công nghệ khác nhau để lưu trữ năng lượng bằng hydrogen với quy mô nhỏ, vừa và lớn như trình bày trong các phần sau đây.

### Lưu trữ hydrogen

Công nghệ tiên tiến để lưu trữ hydrogen với lượng lớn là dùng bể chứa. Ví dụ, hydrogen được dùng chủ yếu trong ngành công nghiệp hóa chất và cụ thể là trong ngành chế tạo thép, trong đó hydrogen dạng nén được chứa trong các bể. Các hầm chứa được dùng để chứa hydrogen trong thời gian dài. Tuy nhiên, hiện nay chỉ có một số ít hầm chứa được dùng để chứa hydrogen.

Các công nghệ và phương pháp quan trọng nhất về lưu trữ hydrogen có thể được chia thành 2 nhóm chính: dựa trên thiết bị lưu trữ và dựa trên vật liệu, mỗi nhóm bao gồm nhiều công nghệ khác nhau như thể hiện trong Hình 1. Một số phương pháp đã được phát triển công nghiệp hóa, có độ tin cậy cao và được kiểm chứng qua thời gian dài, còn một số phương pháp hứa hẹn khác vẫn đang trong quá trình thí nghiệm.

## Lưu trữ hydrogen dựa trên thiết bị

Công nghệ lưu trữ hydrogen dựa trên thiết bị lưu trữ bao gồm các phương pháp nén và làm lạnh hoặc kết hợp cả hai phương pháp và sau đó đưa hydrogen vào lưu trữ trong một số phương tiện [7]. Các phương tiện này có thể là bể chứa khí nén nhân tạo, hầm muối, hay tầng ngậm nước tự nhiên. Nguyên tắc chủ đạo đối với tất cả các dạng lưu trữ này là hydrogen sau khi đã nén hoặc làm lạnh dạng khí hoặc dạng lỏng được lưu trữ trong một phương tiện dạng bể chứa.

Đối với hydrogen thể khí, trước hết hydrogen được nén, sau đó được lưu trữ với áp suất thấp (dưới 45 bar), trung bình (dưới 500 bar) hoặc áp suất cao (dưới 1.000 bar hoặc hơn) trong các bể chứa. Đối với các bể chứa áp suất thấp và trung bình, nhiệt độ trong bể biến thiên dần trong bể do quá trình nén tạo ra nhiệt, do đó phải làm lạnh hydrogen để tránh làm hại vật liệu thành bể. Điều này thể hiện rõ tại các trạm bơm hydrogen phục vụ xe ô-tô chạy hydrogen. Các trạm bơm hydrogen phục vụ xe sử dụng bể chứa áp suất thấp hoạt động trong điều kiện nhiệt độ bình thường. Hydrogen sau đó được nén ở áp suất cao và bơm vào các bể chứa. Hydrogen nén này được cấp làm nhiên liệu ở nhiệt độ thấp hơn để đạt mức áp suất mong muốn [8]. Các bể nén hoặc bình chứa hydrogen thường được làm bằng thép liền mạch hoặc vật liệu tổng hợp được bao quanh bằng ống lót thép hoặc polymer. Vật liệu chế tạo bình chứa hydrogen được chọn tùy thuộc vào mục đích sử dụng, mức độ phức tạp của bình và chi phí. Thông thường, chi phí tăng tỉ lệ thuận với áp suất làm việc liên tục.

Cách lưu trữ hydrogen khác là dùng hầm ngậm, ví dụ hầm muối, mỏ dầu hoặc mỏ khí đốt đã khai thác. Tầng ngậm nước cũng đã được nghiên cứu cho mục đích này nhưng sự không đảm bảo và chi phí làm cho tầng ngậm nước không được ưa chuộng bằng các loại kho ngậm khác. Các loại kho ngậm này đủ lớn để chứa một lượng lớn khí hydrogen và lớp vật liệu tự nhiên lớn có tính ít thấm thấu bọc quanh đó. Hiện nay chỉ có một vài địa điểm tại Mỹ và châu Âu sử dụng loại kho chứa hydrogen này [7].

Đối với hydrogen lỏng hoặc siêu lạnh, trước hết hydrogen được làm lạnh tới  $-253^{\circ}\text{C}$  trong các nhà máy làm lạnh với chi phí lớn. Các bình chứa hydrogen là các bình được bọc cách nhiệt đặc biệt và chủ yếu được sử dụng trong du hành vũ trụ.

Trong số các công nghệ dựa trên thiết bị nêu trên, phần dưới đây sẽ xem xét kỹ hơn phương pháp chứa khí nén trong bình thép.

## Lưu trữ hydrogen dưới lòng đất [40], [41]

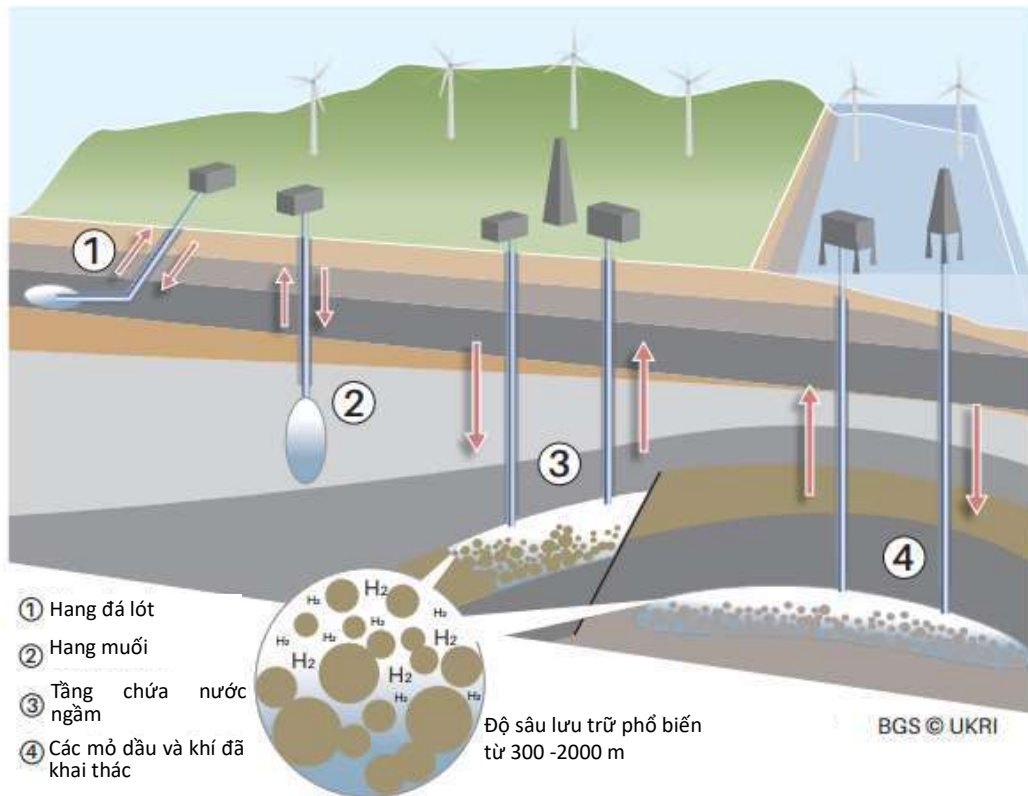
Công nghệ lưu trữ hydrogen dưới lòng đất là giải pháp quan trọng cho các hệ thống năng lượng tương lai, cho phép lưu trữ hydrogen quy mô lớn nhằm cân bằng sự biến động theo mùa hoặc dài hạn của các nguồn năng lượng tái tạo gián đoạn như năng lượng mặt trời và gió.

Đây là phương pháp lưu trữ quy mô công nghiệp, sử dụng các cấu trúc địa chất tự nhiên hoặc nhân tạo ở độ sâu đáng kể. Có bốn phương pháp chính:

- Lưu trữ trong hang đá sót: Hang đá sót là buồng ngầm được khai thác trong các lớp đá cứng và được bịt kín bằng hệ thống lót. LRC có thể được bố trí trong nhiều loại địa chất rộng khắp, mặc dù không gian có thể bị giới hạn. Sự linh hoạt này cho phép lưu trữ ở các khu vực mà các lựa chọn khác bị hạn chế bởi yếu tố địa chất. Dung tích lưu trữ trong một hang đá sót có thể đạt hàng chục GWh.
- Lưu trữ trong hang muối: Lưu trữ hydrogen trong hang muối dựa trên khoang rỗng được tạo trong các lớp muối hoặc vòm muối, nơi điều kiện địa chất đặc biệt cung cấp độ kín tự nhiên, ổn định cơ học và khả năng chống phản ứng hóa học cao. Nhờ độ dày đáng kể của các lớp muối, công nghệ này cho phép xây dựng cơ sở lưu trữ dung lượng lớn với chu kỳ bơm – rút thường xuyên, phù hợp cho ứng dụng giảm tải đỉnh. Việc lựa chọn vị trí phụ thuộc vào hình dạng, độ sâu và thành phần các lớp muối, cũng như rủi ro rò rỉ từ các lớp xen kẽ không phải muối hoặc muối kali–magie dễ hòa tan. Mặc dù cần nguồn nước lớn để rửa và thải nước mặn, chi phí xây dựng tương đối thấp vì tất cả hoạt động được thực hiện từ bề mặt thông qua một giếng duy nhất được trang bị đầy đủ, không cần cơ sở hạ tầng ngầm bổ sung.
- Lưu trữ trong tầng chứa nước ngầm: Lưu trữ hydrogen trong tầng chứa nước sâu dựa trên bơm khí vào các lớp đá xốp và thấm, được bịt kín bởi lớp đá không thấm phía trên, tương tự cấu trúc của mỏ dầu và khí đã khai thác. Để xây dựng cơ sở lưu trữ ngầm, cần hai điều kiện địa chất cơ bản: (i) đá mỏ được chọn phải có đặc tính lưu trữ tốt, và (ii) phải có lớp đá không thấm phía trên để ngăn khí lưu trữ tràn lên. Công nghệ này cần khảo sát địa chất chi tiết và tốn kém để đánh giá độ kín và rủi ro tiềm ẩn như rò

ri, phản ứng sinh hóa, và tương tác giữa hydrogen với khoáng vật mỏ. Mặc dù chi phí thăm dò cao, đây vẫn là lựa chọn tiềm năng tại các khu vực thiếu mỏ khai thác hoặc hang muối, và tương đối an toàn nhờ môi trường lưu trữ không có oxy.

- Lưu trữ trong các mỏ dầu và khí đã khai thác: Lưu trữ hydrogen trong các mỏ khí tự nhiên đã khai thác là loại lưu trữ ngầm phổ biến nhất, tận dụng các bẫy địa chất đã được chứng minh tính toàn vẹn nhờ tồn tại khí tự nhiên hàng triệu năm. Các mỏ này thường đã có giếng và cơ sở hạ tầng bề mặt, giúp giảm đáng kể chi phí chuyển đổi sang lưu trữ hydrogen, mặc dù vẫn cần đánh giá địa chất, kỹ thuật và an toàn toàn diện. Khí còn lại có thể làm khí đệm, và vận hành ở áp suất cao hơn áp suất mỏ ban đầu cho phép lưu trữ nhiều hơn lượng khí tự nhiên ban đầu. Ngược lại, các mỏ dầu đã khai thác ít phù hợp cho lưu trữ hydrogen do khả năng xảy ra phản ứng hóa học giữa hydrogen và dầu còn lại, dẫn đến mất mát không thể hồi phục.



Hình 24: Các loại cấu trúc địa chất được xem xét để lưu trữ hydrogen dưới lòng đất

## Lưu trữ hydrogen trong bình áp lực

### Giới thiệu

Bình chứa hydrogen nén là phương pháp lưu trữ duy nhất hiện đang được sử dụng phổ biến trên thế giới [11]. Công nghệ và vật liệu của các bình chứa hydrogen đã có nhiều cải tiến do nhu cầu về lưu trữ hydrogen tăng lên. Tuy nhiên, lưu trữ trong bình chứa nén chỉ phù hợp với quy mô nhỏ và vừa. Do một số hạn chế về đặc tính vật liệu và chi phí vận hành nên lưu trữ khối lượng lớn trong bình chứa với áp suất trên 200 bar ở nhiệt độ bình thường không thể thực hiện được, vì không thể đạt được mật độ thể tích mong muốn để lưu trữ quy mô lớn [12]. Tuy vậy, hiện nay một số công nghệ đang được phát triển [13] cho phép lưu trữ hydrogen với khối lượng lớn với áp suất lên đến 40 g/L, nhưng đó chỉ là trường hợp ngoại lệ chứ không phải trường hợp điển hình trong ngành, các công nghệ này không được xem xét trong báo cáo này. Đối với lưu trữ hydrogen nén quy mô nhỏ và vừa, hiện có nhiều công nghệ bình chứa nén được sử dụng cho nhiều mục đích và ứng dụng khác nhau. Chương này sẽ mô tả các công nghệ làm bình chứa đó. Công nghệ được mô tả chi tiết trong báo cáo này là công nghệ áp dụng cho quy mô cỡ vừa, cho thời gian ngắn đến trung hạn. Công nghệ này phù hợp với mục đích lưu trữ hydrogen trong ngành năng lượng, tức là ngành sản xuất và lưu trữ hydrogen từ sản xuất năng lượng tái tạo bằng phương pháp điện phân quy mô lớn.

### Mô tả công nghệ

Mục đích của bình chứa hydrogen, dù là áp suất thấp, trung bình hay cao, đều là chứa được càng nhiều hydrogen trong bình càng tốt. Trong quá trình nén và lưu trữ hydrogen trong bình có 3 vấn đề như sau:

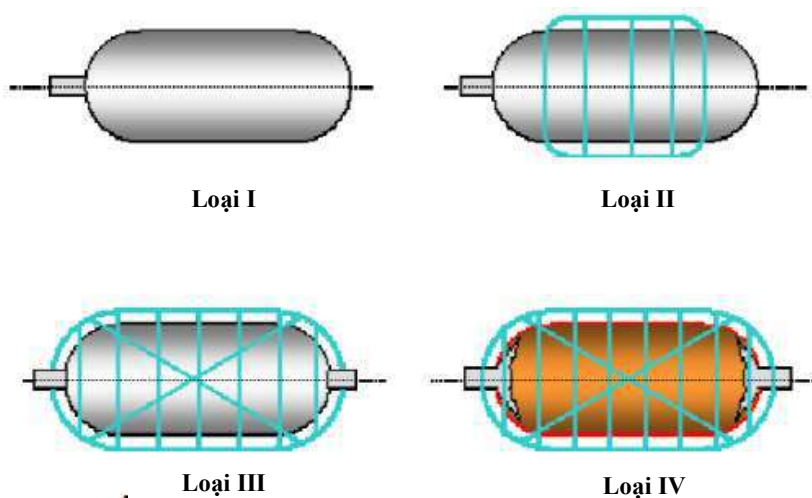
Thứ nhất, vật liệu phải đồng chất do phải chịu áp suất và nhiệt độ cao. Bình chứa phải chịu được áp suất từ 50 bar đến 1.000 bar và sử dụng được nhiều lần nén và xả. Do vậy, nhiều loại vật liệu khác nhau được sử dụng để tạo ra sức bền cơ học cao. Ngoài ra, trong quá trình nén nhiệt độ cũng tăng [14], làm cho bình bị nóng từ trong ra. Nếu nhiệt độ vượt quá một mức nào đó thì bình sẽ hỏng. Do vậy, hydrogen được làm lạnh từ trước trong các hệ thống lưu trữ hydrogen áp suất cao (trong xe hơi hay tại các trạm bơm hydrogen phục vụ xe hơi). Hydrogen được làm lạnh từ trước theo 2 phương pháp: hoặc là nén-lạnh hoặc nén-siêu lạnh. Trong trường hợp nén siêu lạnh, nhiệt độ có thể xuống đến 50 độ K, còn trường hợp nén lạnh thì nhiệt độ có thể xuống đến 288 độ K. Nén lạnh và nén siêu lạnh được áp dụng để nén nhanh, khối lượng lớn cho xe hơi [15]. Do vậy, bình hydrogen tại nhiệt độ bình thường (không làm lạnh hydrogen từ trước) có áp suất tối đa 200 bar.

Thứ hai, hiện tượng giòn hóa vật liệu bởi hydrogen cũng gây ra một số vấn đề. Đây là hiện tượng kim loại, như thép, phản ứng với hydrogen làm cho nó bị giòn và dễ bị vỡ [16]. Hiện tượng này hay xảy ra trong các ống lót kim loại, nhưng ít xảy ra với ống lót bằng polymer. giòn hóa do hydrogen xảy ra sau một thời gian dài và đây là yếu tố xác định tuổi thọ bình chứa.

Thứ ba, hiện tượng thẩm thấu hydrogen. Hiện tượng này xảy ra khi phân tử hydrogen, do kích thước nhỏ của nó, đi xuyên qua vách hay màng ngăn của bình chứa sang đường ống hoặc bề mặt bên ngoài [14]. Nếu hydrogen được chứa trong bình áp suất thì sẽ dẫn đến giảm áp, giảm khối lượng khí trong bình và giảm công suất hydrogen chứa trong bình. Hiện tượng này hay xảy ra với vật liệu polymer, ít xảy ra với thép.

### Các loại bình nén

Để khắc phục các vấn đề đối với lưu trữ hydrogen trong bình chứa nén, các loại vật liệu khác nhau được sử dụng cho các mục đích khác nhau. Xét về vật liệu sử dụng, có 4 loại bình nén hydrogen [17]: Loại I, II, III và IV, như thể hiện trong Hình 25. Cả 4 loại này đều đã qua kiểm nghiệm độ bền, độ an toàn, trong đó gồm: 5.500 kiểm nghiệm chu trình với áp suất bằng 125% áp suất làm việc liên tục, kiểm nghiệm rơi, va đập bề mặt, tiếp xúc với hóa chất, và kiểm nghiệm nổ với áp suất bằng 180% áp suất làm việc liên tục. Kiểm nghiệm thẩm thấu cũng đã thực hiện nhằm đảm bảo rằng bình chứa không vượt giới hạn an toàn trong xe hơi cá nhân [18].



Hình 25: Phác họa các loại bình nén hydrogen [18]. Đường màu xanh dương tượng trưng cho loại sợi sử dụng để bọc ngoài, làm bằng nhiều loại vật liệu khác nhau tùy thuộc vào loại bình chứa. Mô tả chi tiết trong phần dưới.

**Loại I:** Loại bình này được làm bằng thép liền mạch hoặc nhôm, to, nặng, vỏ dày. Bình loại này chịu được áp suất 250 bar, không thấm thấu, nhưng bị làm giòn hydrogen. Bình loại này hay được sử dụng cho các ứng dụng tĩnh, chi phí thấp.

**Loại II:** Loại bình này làm bằng thép liền mạch (nhôm), có sợi quấn bên ngoài trụ kim loại như sợi thủy tinh/aramid hoặc sợi carbon. Loại bình này cũng nặng, được thiết kế để chịu được áp suất 450 – 800 bar, có chi phí cạnh tranh do chỉ cần sử dụng ít sợi bọc bên ngoài.

**Loại III:** Loại bình này được làm bằng thép liền mạch hoặc ống lót nhôm hàn và được bọc hoàn toàn bởi sợi tổng hợp. So với loại I và II thì loại bình này nhẹ hơn, thành bình mỏng hơn, vật liệu ít bị làm giòn hydrogen hơn, được thiết kế để chịu được áp suất 300 – 700 bar, có giá thành cao hơn do sử dụng nhiều sợi quấn hơn.

**Loại IV:** Loại bình này là loại bình chứa hydrogen áp suất cao hiện đại nhất, làm hoàn toàn bằng sợi carbon với lớp lót bằng polymer (nhựa nhiệt dẻo). Lớp sợi carbon quấn bên ngoài giúp bình chịu được áp suất lên đến 1.000 bar, lớp lót bằng nhựa nhiệt dẻo có tác dụng ngăn thấm thấu, nhưng khả năng chống thấm thấu vẫn không bằng bình thép hay nhôm. Bình loại này nhẹ nhất, nhưng đắt nhất hiện nay và được sử dụng (cùng với Loại III) chủ yếu trong ngành công nghiệp xe hơi để lưu trữ trong thời gian ngắn. Tổng quan về các đặc điểm kỹ thuật của mỗi loại bình nén được trình bày trong bảng sau.

*Bảng 11: Đặc điểm kỹ thuật các loại bình nén hydrogen*

Loại	Áp suất làm việc liên tục (bar)	Vật liệu	Ứng dụng	Thấm thấu [mol/s/m/MPa <sup>1/2</sup> ]	Thời gian lưu trữ [tháng]	Chi phí [USD/kgH <sub>2</sub> được lưu trữ]	Ghi chú
Loại I	< 250	Thép liền mạch, nhôm	Ứng dụng tĩnh	2,84×10 <sup>-27</sup>	Nhiều năm	500	[19] [18]
Loại II	450-800	Thép liền mạch/nhôm với sợi quấn thủy tinh, carbon	Ứng dụng tĩnh, vận tải ngắn (xe chở ống đựng hydrogen)	2,84×10 <sup>-27</sup>	Nhiều năm	900	[20] [18]
Loại III	300-700	Thép liền mạch, lót nhôm hàn hoàn toàn được bọc bằng sợi tổng hợp	Ứng dụng tĩnh hoặc xe hơi, trạm cấp hydrogen cho xe hơi	2,84×10 <sup>-27</sup>	Nhiều ngày – nhiều tháng	1.100	[21] [18]
Loại IV	350-1000	Hoàn toàn bằng sợi carbon, lót polymer	Xe hơi hoặc các ứng dụng khác (xe tải, máy bay không người lái, v.v), lưu trữ ngắn – trung hạn (hiện đại)	5,55×10 <sup>-15</sup>	Ngày - tháng	1.200	[21] [18] [19]

### Đầu vào/đầu ra

Tất cả các loại bình nén hydrogen đều có đầu vào và đầu ra là hydrogen và năng lượng cần thiết để nén. Hydrogen được sản xuất bằng điện phân hoặc tách từ các chất hydrogencarbon giàu hydrogen ra (chủ yếu bằng phương pháp Steam Methane Reforming (SMR) và sau đó nén vào bình chứa. Khi cần, hydrogen được lấy ra để sản xuất điện thông qua pin nhiên liệu.

### Các bộ phận trong hệ thống lưu trữ bằng bình nén

Trong phần này hệ thống lưu trữ bằng bình khí nén sẽ được xem xét. Trong công nghiệp, các hệ thống lưu trữ rất khác nhau, tùy thuộc vào ứng dụng. Vì vậy, không dễ tìm ra một loại hệ thống lưu trữ để phân tích đặc điểm của nó, ví dụ loại bình, kích cỡ, nhóm áp suất, kích cỡ máy nén, v.v. vì những đặc điểm này được tùy biến cho từng mục đích sử dụng.

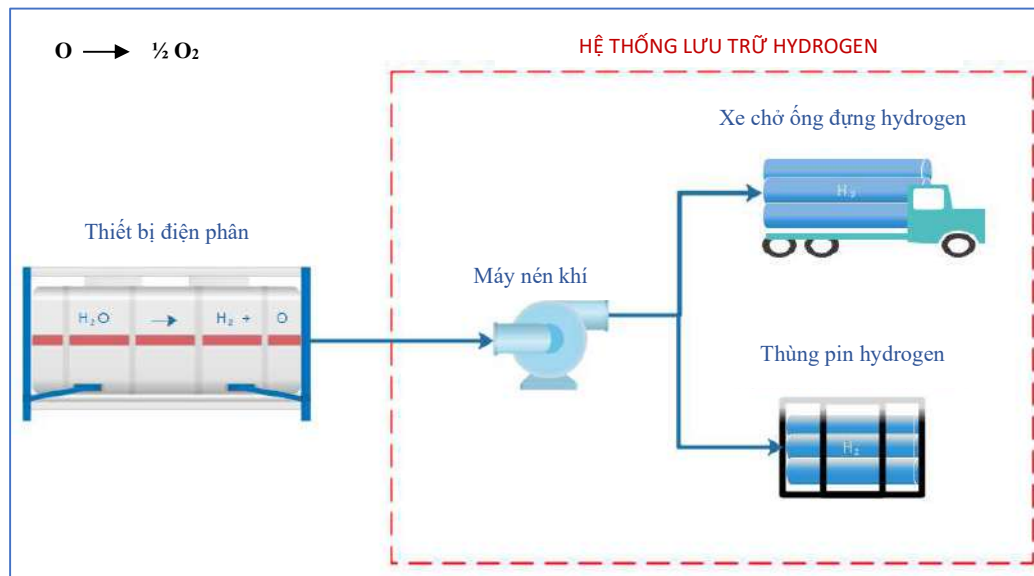
Để mô tả một hệ thống lưu trữ áp suất cao điển hình cho ứng dụng tĩnh, các giả định sau đây được áp dụng:

- Hệ thống tĩnh, tiếp nhận hydrogen áp suất thấp (áp suất khí quyển hoặc đầu ra áp suất thấp, thường gặp trong trường hợp máy điện phân kiềm). Lưu ý rằng lớp màng trao đổi proton (PEM) đã cấp khí H<sub>2</sub> áp suất cao, thường là 30 bar; các hệ thống áp suất cao hơn hiện nay còn đang trong giai đoạn nghiên cứu. Thiết bị AEC áp suất cao dự kiến cũng sắp được tung ra thị trường.

- Hệ thống cần nén hydrogen sao cho hiệu quả nhưng cũng phải kinh tế, dựa trên những hệ thống đã được kiểm nghiệm năm 2019.
- Thời gian lưu trữ trung bình do các bể chứa lớn, áp suất cao hiện nay không phù hợp hoặc bất khả thi.

Dựa vào các giả định trên, tổng quan về một hệ thống lưu trữ bình nén đơn giản được minh họa trong Hình 22.

**Máy nén.** Bộ phận này chịu trách nhiệm làm tăng áp suất từ áp suất không khí, hoặc áp suất thấp (đầu vào) lên áp suất đòi hỏi (đầu ra) trong bình. Có thể dùng một hoặc một loạt máy nén tùy theo áp suất đầu ra đòi hỏi. Kích cỡ và đặc tính máy nén tùy thuộc vào ứng dụng nhưng trên thực tế chỉ có một số loại máy nén có thể dùng để nén hydrogen do phân tử hydrogen nhỏ và nhẹ. Năng lượng dùng cho máy nén chiếm phần đáng kể trong tổng chi phí và hiệu suất hệ thống như sẽ mô tả thêm trong phần “Hiệu suất và thất thoát năng lượng”. Máy nén phân tích trong tờ số liệu là loại 5 công đoạn, 100 kW điển hình; máy có thể nén 1 kg<sub>H2</sub>/phút lên 200 bar và tiêu thụ 4 kWh/kg<sub>H2</sub> nén [19], [22].



Hình 26: Một hệ thống bình chứa áp suất cao điển hình

**Loại bình nén I hoặc II.** Loại bình có thể sử dụng cho hệ thống này là bình loại I bằng thép hoặc loại II bằng thép và được phủ một phần bằng chất liệu tổng hợp. Những bình này, do bền, ít thấm thấu, chi phí thấp, nên phù hợp với lưu trữ hydrogen áp suất thấp, sử dụng tĩnh. Trong công nghiệp cả hai công nghệ này được sử dụng cho các ứng dụng tĩnh, trong đó bình loại II cung cấp áp suất lớn hơn, vì vậy cấp được nhiều hydrogen hơn loại I (loại I ít thép hơn loại II), nhưng chi phí cao hơn. Hình sau minh họa 2 loại bình này.



Hình 27: Bình loại I bằng thép (trái), bình loại II (phải) bằng thép được bọc bằng chất tổng hợp[23]

Các bình này được đặt lên xe tải chở ống hydrogen để vận chuyển hoặc xếp chồng thành pin hydrogen để lưu trữ và sử dụng tĩnh. Hình ảnh của cả hai hệ thống này được minh họa trong Hình 28. Số liệu phân tích hệ thống cụ thể trong bảng số liệu cho thấy 15 bình loại I theo dạng xếp chồng pin hydrogen vận hành ở áp suất 200 bar với tổng công suất lưu trữ là 500 kgH<sub>2</sub>.



Pin hydrogen



Xe chở ống hydrogen

Hình 28: Lưu trữ hydrogen kiểu bình chứa thép loại I (trái); xe chở ống hydrogen với bình chứa thép loại I (phải) [24], [25]

### Cân bằng năng lượng

Bình nén hydrogen có hai loại thất thoát năng lượng: thất thoát hoạt động và thất thoát chờ. Hiệu suất của bình được mô tả trong phần dưới. Không giống như lưu trữ pin mà trong đó lưu trữ và chuyển đổi năng lượng diễn ra trong cùng một môi trường/hệ thống, hệ thống lưu trữ nén hydrogen chỉ lưu trữ năng lượng. Chuyển đổi năng lượng được thực hiện qua quá trình điện phân để sản xuất hydrogen từ điện năng từ các nguồn năng lượng tái tạo như gió, mặt trời và hệ thống pin nhiên liệu có thể được dùng để sản xuất điện sau khi lưu trữ hydrogen. Do vậy Cẩm nang công nghệ này chỉ xem xét hiệu suất lưu trữ hydrogen. Nếu muốn so sánh các công nghệ lưu trữ năng lượng khác nhau, cần xét đến toàn bộ hiệu suất khứ hồi từ điện đến điện, hoặc từ nguồn năng lượng tới người sử dụng cuối cùng.

### Thất thoát hoạt động

Thất thoát hoạt động chủ yếu được gây ra bởi thất thoát trong quá trình nén và thất thoát áp suất tại van và trong ống trong quá trình vào và ra hydrogen. Thất thoát áp suất trong một hệ thống phức tạp như một trạm bơm ga xe hơi vận hành với áp suất 900 bar trở lên ước tính nhỏ hơn 5%, chủ yếu xảy ra tại công đoạn nối xe với trạm [8]. Trên cơ sở đó có thể ước lượng rằng một hệ thống đơn giản như mô tả trong phần “Các bộ phận trong hệ thống lưu trữ bằng bình nén” nêu trên với áp suất dưới 200 bar, không tạo nhiệt, thì thất thoát do van hay trong ống không đáng kể, dưới 1%.

### Thất thoát chờ

Thất thoát chờ xảy ra chủ yếu do thẩm thấu hydrogen. Bình chứa loại I, II và III có vỏ kim loại hoặc lớp lót nên ít thẩm thấu. Bình loại IV có mức thẩm thấu cao hơn do sử dụng lớp lót polymer. Để so sánh, có thể tham chiếu mức thẩm thấu của nhôm là  $2,84 \times 10^{-27}$  mol/giây/m/MPa<sup>1/2</sup> tại nhiệt độ thường, của Noryl™ (chất giống polymer) là  $5,55 \times 10^{-15}$  mol/giây/m/MPa<sup>1/2</sup> tại nhiệt độ thường, tức là cao hơn 12 bậc [18]. Trong hệ thống đang xem xét thì thất thoát chờ là không đáng kể khi sử dụng bình thép loại I.

### Hiệu suất năng lượng

Hiệu suất khứ hồi hệ thống lưu trữ hydrogen tính theo công thức (1).

$$\eta_{(\text{khứ hồi})} = \frac{E_{(\text{hydrogen đầu ra})}}{E_{(\text{hydrogen đầu vào})} + E_{(\text{nén})} + E_{(\text{thẩm thấu hydrogen})}} \times 100\% \quad (1)$$

Phép tính hiệu suất khứ hồi của hệ thống dựa trên giả định rằng điện sử dụng trong máy nén được chuyển đổi sang hàm lượng năng lượng trong hydrogen theo tỉ lệ 1:1.

Trong một hệ thống như vậy  $E_{(\text{hydrogen đầu ra})}$  bằng công suất 500 kg nhân với 33,33 kWh/kg, tương đương với giá trị  $E_{(\text{hydrogen đầu vào})}$ . Lượng năng lượng do máy nén tiêu thụ để nén 1kg không khí lên 200 bar bằng khoảng

4 kWh/kg [19], [22]. Năng lượng thất thoát do thẩm thấu và mất áp suất không đáng kể. Tuy nhiên, trong phép tính này, mức thất thoát được giả định là 1% để thể hiện giới hạn sai sót và mức độ không chắc chắn. Theo đó, công thức (1) sẽ được tính như sau:

$$\eta_{(\text{khử\ h\oai})} = \frac{16,67\text{MWh}}{16,67\text{MWh}+2\text{MWh}+\sim 0+\sim 0} \times 100\% = 89\%-1\%_{(\text{th\am\ th\au\ \&\ m\at\ \acute{a}\ p\ su\at})} = 88\%$$

### Công suất điển hình

Bình áp suất có kích cỡ khác nhau, tùy thuộc mục đích sử dụng. Bảng sau tóm tắt các đặc tính và công suất điển hình của một số loại bình.

*Bảng 12: Đặc tính một số loại bình nén hydrogen*

Hãng sản xuất	Loại	Đường kính (cm)	Dài (cm)	Trọng lượng (kg)	Thể tích nước (L)	Áp suất làm việc liên tục (bar)	Công suất hydrogen (kg)	Mục đích sử dụng
Doosan mobility [26]	IV	22,5	56,5	4,3	10,8	350	0,28	Pin nhiên liệu máy bay không người lái
Hexagon [27]	IV	44,0	105,0	59	76	700	3,1	Xe hơi
Mahytec [28]	IV	49,0	307	260	300	500	9,5	Trạm cấp hydrogen cho xe hơi, vận tải
Hexagon	IV	65,3	441,9	267	1.170	250	21	Trạm cấp hydrogen cho xe hơi
SteelHead [29]	III	43,5	261,6	178	270	350	6,2	Xe hơi
FIBAtch [30]	II	55,9	290	1.082	213	930	10	Trạm cấp hydrogen cho xe hơi
FIBAtch [31]	I	55,9	1.100	2.740	2.254	200	33	Trạm cấp hydrogen cho xe hơi, vận tải

### Thời gian lưu trữ điển hình

Trên thực tế có thể lưu trữ hydrogen trong bình áp suất vô thời hạn [19]. Thời gian lưu trữ cụ thể phụ thuộc vào vật liệu làm bình và mức độ bị giòn hóa bởi hydrogen, mức thẩm thấu của nó. Tuổi thọ bình nén hydrogen do nhà sản xuất quy định. Khi hết hạn sử dụng phải đổi bình vì không thể đảm bảo lưu trữ được an toàn và không bị thẩm thấu sau thời gian đó.

Ví dụ, kết quả trong phòng thí nghiệm cho thấy sau 3 năm để nguyên trong trạng thái cũ không nhận thấy áp suất bị tụt trong bình thép (nếu có sẽ nhận thấy dấu hiệu rò rỉ). Cần lưu ý là bình nén thời gian dài luôn hoạt động trong điều kiện nhiệt độ bình thường. Nếu nén khí với nhiệt độ thấp, và sau đó để trong điều kiện nhiệt độ bình thường thì sẽ nhận thấy áp suất giảm và mật độ tính theo thể tích giảm. Hydrogen thể khí, nếu không sử dụng trong môi trường phòng thí nghiệm, thường nhanh chóng được sử dụng sau khi sản xuất. Ví dụ, các trạm tiếp nhiên liệu hydrogen lấy nhiên liệu bằng cách điện phân tại chỗ hoặc do xe tải vận chuyển đến bằng ống đựng hydrogen. Hydrogen cung cấp theo khối lượng lớn như vậy được lưu trữ ở nhiệt độ bình thường, và áp suất lên tới 200 bar với thời gian kéo dài hàng tháng hoặc hàng năm. Mỗi năm phải kiểm tra bình nén một lần nhằm đảm bảo an toàn khi sử dụng.

### Ưu điểm, nhược điểm

Lưu trữ hydrogen trong bình nén có một số ưu, nhược điểm như sau:

#### Ưu điểm

- Lưu trữ dài hạn: tùy theo vật liệu sản xuất bình, có thể lưu trữ hydrogen với thời gian khá dài mà không bị thất thoát, xem phần “Thời gian lưu trữ điển hình”.

- Công nghệ phổ biến và đã qua kiểm nghiệm: như đã nêu, đây là công nghệ duy nhất được sử dụng phổ biến từ trước đến nay [11].
- So với các phương pháp lưu trữ quy mô công nghiệp khác đây là phương pháp tiết kiệm: vật liệu sản xuất bình (không kể vật liệu tổng hợp dùng để bọc bình loại I và II) thuộc loại rẻ nhất và kéo chi phí lưu trữ giảm xuống.

#### Nhược điểm

- Không dễ vận chuyển với khối lượng lớn, phải sử dụng xe tải chở ống đựng hydrogen. Phương pháp này chỉ có thể chở được khối lượng nhỏ mỗi lần, nên muốn vận tải khối lượng lớn hydrogen đến khoảng cách xa vẫn là vấn đề chưa giải quyết được.
- Chi phí vật liệu và nén khí. Ngay cả khi vật liệu được dùng là loại rẻ nhất, thì vật liệu dùng để sản xuất bình nén áp suất cao và năng lượng đầu vào sử dụng trong quá trình nén khí cũng vẫn còn là con số lớn.
- Vấn đề an toàn. Hydrogen là khí dễ nổ khi tiếp xúc với không khí với mật độ lớn (giới hạn cháy nổ dưới là 4% và giới hạn cháy nổ trên là 59%). Do vậy, cần hết sức thận trọng khi làm việc với các hệ thống lưu trữ hydrogen áp suất cao.

#### Yêu cầu không gian

Một hệ thống lưu trữ hydrogen áp suất thấp điển hình có các thông số về kích thước như tóm tắt trong bảng sau:

Bảng 13: Yêu cầu mặt bằng hệ thống lưu trữ hydrogen

Các bộ phận trong hệ thống	Dài [m]	Rộng [m]	Cao [m]	Khối lượng H <sub>2</sub> [kg]	Mặt bằng [m <sup>2</sup> ]	Ghi chú số
Máy nén	3,5	2	2,5	-	7	[19], [32]
Pin hydrogen	12,3	2,4	~ 2	500	29,5	[33]
Toàn bộ hệ thống	15,8	4,4	2,5	500	~ 40 - 50 (kể cả ống dẫn, thiết bị điện tử)	

#### Tiêu thụ nước

Khác với các công nghệ lưu trữ năng lượng khác, hệ thống lưu trữ hydrogen có mối liên hệ tương đối đơn giản với việc tiêu thụ nước. Nước chủ yếu được sử dụng trong quá trình sản xuất hydrogen, đặc biệt là trong các quá trình điện phân, nơi nước được tách thành hydrogen và oxy. Tuy nhiên, xét riêng trong bối cảnh lưu trữ hydrogen, mức tiêu thụ nước là không đáng kể.

Tương tự như pin dòng oxy hóa khử vanadium, tổn thất nước trong các hệ thống lưu trữ hydrogen chủ yếu liên quan đến các tác động thứ cấp như tạo ẩm môi trường lưu trữ, hệ thống làm mát và các hoạt động bảo dưỡng. Những tổn thất này thường nhỏ và có thể được kiểm soát thông qua thiết kế và vận hành hệ thống hiệu quả.

Cần lưu ý rằng mức tiêu thụ nước liên quan đến sản xuất hydrogen có thể thay đổi đáng kể tùy theo phương pháp sản xuất, trong đó điện phân là một trong những phương pháp tiêu tốn nhiều nước nhất. Tuy nhiên, sau khi hydrogen được sản xuất, quá trình lưu trữ và sử dụng hydrogen có dấu chân nước tương đối thấp. Do đó, các hệ thống lưu trữ hydrogen có thể được xem là một lựa chọn lưu trữ năng lượng hiệu quả về mặt sử dụng nước, đặc biệt khi so sánh với các công nghệ khác như thủy điện tích năng, vốn đòi hỏi lượng nước lớn cho các hồ chứa, hoặc các nhà máy nhiệt điện, thường phụ thuộc vào hệ thống làm mát bằng nước. Ngược lại, lưu trữ hydrogen mang lại cách tiếp cận tiết kiệm nước hơn, khiến công nghệ này trở nên hấp dẫn đối với các khu vực đang đối mặt với tình trạng khan hiếm nước.

#### Môi trường

Bản thân hydrogen không gây hại môi trường do mức độ sử dụng quy mô lớn hiện vẫn chưa phát triển. Nếu hydrogen thể khí được sử dụng nhiều thì khi đó lượng hydrogen rò rỉ vào bầu khí quyển có thể đẩy nhanh quá trình phá hủy tầng ozon hơn bất kỳ chất ô nhiễm thông thường nào khác. Các nhà khoa học cho rằng

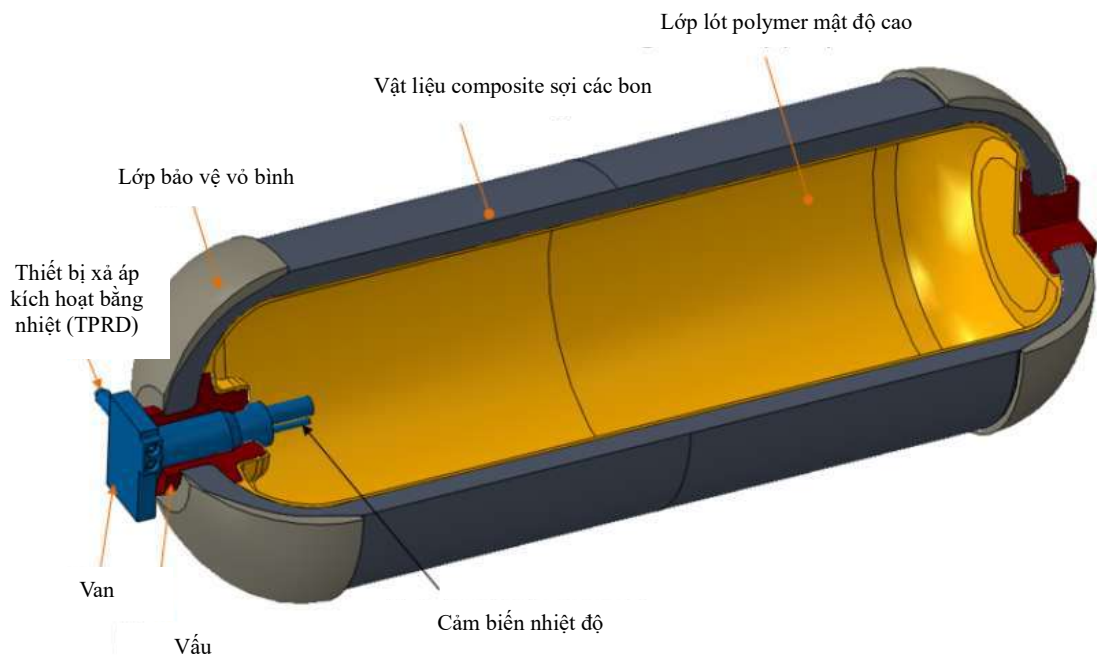
tác động môi trường của việc sử dụng rộng rãi hydrogen làm nhiên liệu vẫn phụ thuộc vào yếu tố con người [34].

### An toàn

Hydrogen dễ bắt lửa, dễ nổ nếu trộn lẫn với không khí theo một tỉ lệ nhất định, giống như các nhiên liệu đốt trong khác. Tỉ lệ hỗn hợp bắt lửa của hydrogen trong không khí là 4% - 75%. Điều kiện bắt lửa là hydrogen trộn lẫn với không khí, nhưng điều kiện này không tồn tại trong quá trình vận hành do hệ thống bị đóng kín. Một rủi ro nữa liên quan áp suất cao. Hệ thống có thể bị nổ nếu một bộ phận nào đó bị hỏng. Cần có một số thiết bị an toàn để ngắt hệ thống nếu phát hiện hydrogen bị rò rỉ. Các bồn chứa hydrogen phải được kiểm nghiệm về tuổi thọ, áp suất quá cao, bị rơi, bị va đập nhằm đảm bảo sử dụng an toàn trong khi xe chạy hoặc điều kiện tĩnh tại trạm bơm. Nói chung, bồn chứa hydrogen được để ngoài trời, nếu hydrogen bị rò rỉ thì nó chỉ trở nên nguy hiểm khi gặp tia lửa, nếu không thì chỉ bị mất hydrogen vào bầu khí quyển mà thôi. Ngay cả khi bắt lửa thì cũng chỉ xuất hiện ngọn lửa bốc thẳng lên do hydrogen nhẹ hơn không khí. Trường hợp xấu nhất xảy ra khi hydrogen bắt lửa dẫn đến nổ hoặc hỏa hoạn, ví dụ tai họa xảy ra tại trạm bơm hydrogen tại Kjørbo (Na-uy) năm 2019. Một hỏng hóc xảy ra khi lắp đặt ổ cắm tại địa điểm lưu trữ hydrogen áp suất cao. Hỏng hóc đó dẫn đến rò rỉ hydrogen vào không khí và gây hiện tượng đánh lửa. Thêm vào đó, hydrogen bị rò rỉ với khối lượng lớn do van an toàn trước đó không hoạt động như mong muốn [35].

### Nghiên cứu và phát triển

Bình loại IV là công nghệ hiện đại, có ảnh hưởng lớn trong lĩnh vực lưu trữ hydrogen áp suất trung bình – cao và thời gian lưu trữ ngắn – trung hạn. Vật liệu và công nghệ của loại bình này là chủ đề cho nghiên cứu và phát triển trong ngành do đây là công nghệ triển vọng nhất cho các ứng dụng về lưu trữ hydrogen di động (phục vụ ngành công nghiệp xe hơi). Sơ đồ các bộ phận của bình loại IV được minh họa trong Hình 29.



TPRD = Thiết bị xả áp kích hoạt bằng nhiệt

Tác giả: Nhóm Mô hình hóa quy trình, Phòng Kỹ thuật hạt nhân, Trung tâm Thí nghiệm quốc gia Argonne

Hình 29: Các bộ phận trong bình nén hydrogen loại IV [36]

Các bộ phận trong bình loại IV gồm:

- Lớp lót bằng sợi carbon tổng hợp: lớp vỏ bình có đủ sức bền cơ học để chịu được áp suất cao của hydrogen nén.
- Lớp lót polymer mật độ cao: tạo rào chắn ngăn khuếch tán khí và ngăn thấm thấu hydrogen.
- Lớp bảo vệ: thường làm bằng vật liệu xốp để chống va đập, thường được sử dụng trong ngành công nghiệp ô-tô; một số bình loại IV không có lớp phủ này;
- Cảm biến nhiệt: đặt gần van vào nhằm theo dõi nhiệt độ trong quá trình bơm và xả hydrogen;
- Van và vấu (phần nhô lên): có chức năng bơm và xả hydrogen từ bình chứa;
- Thiết bị xả áp: được kích hoạt bằng nhiệt nhằm kiểm soát và giới hạn áp suất của bình.

Các công nghệ khác, ví dụ bồn chứa tĩnh nhiều lớp đa công dụng, cũng đang được nghiên cứu nhằm tìm ra biện pháp lưu trữ hydrogen tối ưu với chi phí thấp nhất [37].




Các công ty sản xuất bình nén đang tìm cách cải tiến sản phẩm nhằm đưa ra giải pháp vận tải hydrogen khối lượng lớn, áp suất cao, trọng lượng thấp. Hướng đi chính là tăng cường độ bền các bộ phận tiếp xúc với hydrogen, đồng thời đảm bảo an toàn khi vận hành. Do phương pháp này phụ thuộc nhiều vào vật liệu sử dụng, mà từ lâu rồi chưa có đột phá về vật liệu nên trong thời gian tới có lẽ cũng không xuất hiện giải pháp đột phá công nghệ trong lĩnh vực này.

Hiện nay các chuyên gia cũng đang nghiên cứu phương pháp sản xuất máy nén hydrogen chuyên dụng nhằm cải thiện một số thông số nén và tăng cường lượng bơm hydrogen [38]. Máy nén hydrogen chuyên dụng hiện vẫn chưa phổ biến. Công ty Linde gần đây đã phát triển một máy nén ion lỏng phục vụ các trạm bơm hydrogen [39]. Tuy nhiên, vẫn phải sử dụng các máy nén piston đắt tiền thì mới đạt được áp suất cần thiết tại các trạm bơm.

### Ví dụ về những dự án hiện có

Có rất nhiều loại bình nén được sử dụng để lưu trữ hydrogen trong ngành công nghiệp khí, tùy thuộc vào mục đích sử dụng hydrogen. Bảng 14 liệt kê một số loại bình chứa hydrogen đang sử dụng và ứng dụng của chúng.

Bảng 14: Ví dụ về công nghệ tiêu chuẩn thị trường và các ứng dụng

Ảnh	Địa điểm	Mục đích sử dụng	Năm	Đặc tính kỹ thuật	Nhà cung cấp giải pháp công nghệ	TL tham khảo
	Elancourt, Pháp	Lưu trữ năng lượng tĩnh, phục vụ ngành viễn thông	2016	3x850L@30 bar, loại IV, 7 kgH <sub>2</sub>	MAHYTEC	[40]
	HyBalance Hobro, Đan Mạch	Lưu trữ hydrogen tĩnh và sẵn sàng vận chuyển, sản xuất bằng điện phân	2018	18 bình Loại IV @450 bar, 500 kgH <sub>2</sub>	Air Liquide	[41]
	Denver, Hoa Kỳ	Lưu trữ tĩnh tại trạm bơm nhiên liệu hydrogen, phục vụ mục đích nghiên cứu	2016	Nhiều bình Loại I @ 200 bar + Loại II @850 bar, 310 kgH <sub>2</sub>	Air Products	[42]

## Ước tính số liệu

Chi phí sản xuất bình phụ thuộc nhiều vào tiến bộ trong ngành công nghiệp này. Đối với bình loại I chỉ có thông số duy nhất về lượng thép sử dụng và giá thép trong các năm tới. Dự báo giá thép sẽ giảm xuống còn ½ mức hiện nay vào năm 2050 [19]. Chi phí các loại bình khác cũng sẽ theo xu thế tương tự, nhưng bình loại IV sẽ rẻ hơn nhiều do nhu cầu trong ngành sản xuất xe hơi tăng mạnh. Bảng 15 cho thấy số liệu dự báo của Bộ Năng lượng Hoa Kỳ về chi phí bình loại IV.

Máy nén dự kiến sẽ cải thiện nhiều về công suất, thậm chí công nghệ hiện tại có thể cũng bị thay đổi. Dự kiến công nghệ nén sẽ tăng 20% công suất trong vòng 30 năm tới. Nhưng chi phí máy nén còn phụ thuộc vào sự phát triển của ngành, có thể giảm xuống còn ½, thậm chí ¼ mức hiện nay.

*Bảng 15: Các mục tiêu hệ thống kỹ thuật: Tích hợp lưu trữ hydrogen trong các phương tiện dùng pin nhiên liệu hạng nhẹ, theo Bộ Năng lượng Hoa Kỳ [43]*

Thông số về khả năng lưu trữ	Đơn vị	2020	2025	Cuối cùng
Năng lượng riêng, có thể sử dụng từ H <sub>2</sub> (Năng lượng có ích/tổng hệ thống)	kWh/kg (kg H <sub>2</sub> /kg hệ thống)	1,5 (0,045)	1,8 (0,055)	2,2 (0,065)
Mật độ năng lượng có thể sử dụng từ H <sub>2</sub> (năng lượng có ích thực/tổng thể tích)	kWh/L (kg H <sub>2</sub> /L hệ thống)	1,0 (0,030)	1,3 (0,040)	1,7 (0,050)
Chi phí hệ thống lưu trữ	USD/kWh thực (USD/kg H <sub>2</sub> )	10 (333)	9 (300)	8 (266)

Số liệu về chi phí hệ thống lưu trữ mô tả trong “Các bộ phận trong hệ thống lưu trữ bình chứa nén khí” lấy từ nguồn nhà sản xuất hoặc các công ty đang vận hành các hệ thống tương tự. Chi phí trung bình của từng bộ phận được mô tả trong bảng sau.

*Bảng 16: Chi phí các bộ phận trong hệ thống lưu trữ hydrogen*

Bộ phận	Chi phí trung bình [EUR/đơn vị]	Chi phí vận hành trung bình [EUR/năm]	Tuổi thọ [năm]	TL tham khảo
Máy nén	500.000	6.000	25	[19], [32]
Pin hydrogen	600 EUR/kg	1,250	25	[33]
Đường ống, thiết bị điện tử, nhân công theo giờ	~150.000/hệ thống	~1.000/hệ thống	25	[19]
Chi phí hệ thống 500kgH <sub>2</sub>	950.000	8.250	25	

## Tài liệu tham khảo

Nội dung chương này phần lớn dựa trên Cẩm nang Công nghệ Đan mạch “Cẩm nang số liệu công nghệ về Lưu trữ Năng lượng”.

- [1] M. Kraglund, “Điện phân nước màng kiềm với chất xúc tác non-noble catalyst,” Đại học kỹ thuật Đan Mạch, 2017.
- [2] J. Jonas, “Lịch sử hydrogen”.
- [3] N. T. Stetson, S. McWhorter, và C. C. Ahn, *Nhập môn lưu trữ hydrogen*, tập 2006. Elsevier Ltd., 2015.
- [4] M. van der Hoeven, *Lộ trình công nghệ hydrogen và pin nhiên liệu*. Cơ quan Năng lượng Quốc tế, 2015.
- [5] HydrogenEurope, “Lưu trữ hydrogen.” <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-storage>.
- [6] HydrogenEurope, “Lưu trữ hydrogen.”
- [7] C. G. Chochlidakis, “Phương pháp cấp nhiên liệu hydrogen”, Đại học kỹ thuật Đan Mạch, 2018.
- [8] M. Niermann, S. Drünert, M. Kaltschmitt, và K. Bonhoff, “Vận chuyển hydrogen hữu cơ lỏng (LOHCs)-phân tích kinh tế-kỹ thuật LOHC trong quy trình quy định.” *Tạp chí Môi trường Năng lượng*, Tập 12, Số 1, tr. 290–307, 2019.
- [9] “Tương lai hydrogen,” *Tạp chí Tương lai hydrogen*, Số tháng 6/2019.
- [10] B. D. James và C. Houchins, “Tổng kết Chương trình hydrogen và pin nhiên liệu Bộ Năng lượng Hoa Kỳ 2017,” *Hội thảo tổng kết hàng năm*, số tháng 6/2017.
- [11] J. Andersson và S. Grönkvist, “Lưu trữ hydrogen khối lượng lớn,” *Tạp chí Năng lượng hydrogen quốc tế*, Tập 44, Số 23, tr. 11901–11919, 2019.
- [12] J. Zheng, X. Liu, P. Xu, P. Liu, Y. Zhao, và J. Yang, “Sự phát triển công nghệ lưu trữ hydrogen áp suất cao,” *Tạp chí năng lượng hydrogen quốc tế*, Tập 37, Số 1, tr. 1048–1057, 2012.
- [13] E. D. Rothuizen, “Trạm bơm hydrogen: Phân tích nhiệt động học thiết bị bơm phục vụ xe hơi cá nhân,” Đại học kỹ thuật Đan Mạch, 2013.
- [14] “Đánh giá kỹ thuật hệ thống lưu trữ hydrogen siêu lạnh trong ứng dụng xe hơi chuyên ngành kỹ thuật hạt nhân.”
- [15] A. Léon, *Công nghệ hydrogen*, Tập 53, Số 9, 2013.
- [16] H. Dagdougui, R. Sacile, C. Bersani, và A. Ouammi, “Lưu trữ và phân phối hydrogen: Thực trạng”, trong *Hạ tầng hydrogen trong ứng dụng năng lượng*, Số Atex 137, 2018, tr. 37–52.

- [17] S. Tretsiakova-McNally, “BÀI GIẢNG – An toàn trọng lưu trữ hydrogen,” *Tap chí HyResponse*, 2016.
- [18] “Trao đổi qua điện thoại với Nel Hydrogen- Joshua Adams.” *Heming*, 15/7/2019.
- [19] C. Red, “Bê chứa áp suất cao các nhiên liệu thay thế khác, 2014-2023.” <https://www.compositesworld.com/articles/pressure-vessels-for-alternative-fuels-2014-2023>.
- [20] Trao đổi qua điện thoại với nhà nghiên cứu tại DTU- E.Rothuizen, 15/7/2019.
- [21] H. Barthélémy, “Lưu trữ hydrogen – những tiến bộ gần đây và viễn cảnh phát triển quy mô công nghiệp.”
- [22] NelHydrogen, “Lưu trữ cung ứng hydrogen.” <https://nelhydrogen.com/product/hydrogen-supply-storage-ss001/>.
- [23] CMW, “Thông số kỹ thuật xe tải chở ống của Công ty City Machine & Welding” <https://cmwelding.com/configuration/hydrogen-h2-tube-trailer-9-tubes-dot-3aax-2400psi-40-ft>.
- [24] Doosan, “Đặc tính sản phẩm” <https://store.doosanmobility.com/innovationoffice/app/goods/detailGoods/412/action.do>.
- [25] Hexagon, “Ấn phẩm giới thiệu lưu trữ và vận chuyển hydrogen của Hexagon”, tr. 2, 2019.
- [26] Mahytec, “Lưu trữ hydrogen áp suất cao.” <http://www.mahytec.com/en/products/compressed-hydrogen-storage/>.
- [27] SteelHead, “Đặc tính kỹ thuật bình nén loại 3.” <https://steelheadcomposites.com/h2-specifications/?iframe=true>.
- [28] FIBAttech, “Đặc tính kỹ thuật bình nén loại II.” <https://www.fibatech.com/wp-content/uploads/2018/02/Type-2-Vessel.pdf>.
- [29] Trao đổi qua điện thoại với Dự án HyBalance, Hobro, 2019.
- [30] D. Jovana và S. Svetlana, “Hydrogen nên là nguồn năng lượng tái tạo hiện nay,” *Univers. J. Manag.*, Quyển 5, Số 7, tr. 313–319, 2017.
- [31] N. Asa, G. Vislie, V. P. Consulting, và J. Andr, “Nel ASA : Cập nhật hiện trạng # 5 về sự cố tại Kjørbo,” tr. 1–2, 2019.
- [32] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, “Lưu trữ hydrogen.” <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/physical-hydrogen-storage>.
- [33] J. Zheng, X. Liu, P. Xu, P. Liu, Y. Zhao, và J. Yang, “Sự phát triển công nghệ lưu trữ hydrogen áp suất cao,” *Tap chí năng lượng hydrogen quốc tế*, Tập 37, Số 1, tr. 1048–1057, 2012.
- [34] NelHydrogen, “Thông cáo báo chí: Nel được trao dự án 2 triệu USD phát triển bom hydrogen cho xe tải hạng nặng,” 2019.
- [35] “Máy nén ion Linde.” <https://whyhydrogen.linde.com/lindes-ionic-compressor/>.
- [36] Mahytec, “Giải pháp lưu trữ khối lượng lớn Mahytec.” <http://www.mahytec.com/en/large-volume-hydrogen-storage-solution-mahytec/>.
- [37] HyBalance, “HyBalance Homepage.” <http://hybalance.eu>.
- [38] K. H. Pi, J. Martin, M. Peters, O. Smith, và D. Terlip, “Tổng quan cơ sở nghiên cứu tích hợp dự án hạ tầng hydrogen,” 2016.
- [39] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, “Báo cáo của Bộ Năng lượng Hoa Kỳ về sử dụng lưu trữ hydrogen cho xe tải hạng nặng.” <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doi-technical-targets-onboard-hydrogen-storage-light-duty-vehicles>.
- [40] Radoslaw Tarkowski, “Lưu trữ hydrogen dưới lòng đất: Đặc điểm và triển vọng”, 2019.
- [41] British Geological Survey, “Lưu trữ hydrogen dưới lòng đất: Nhận định và các hành động hỗ trợ chuyển dịch năng lượng”, 2025.
- [42] Naef A. A. Qasem, Gubran A. Q. Abdulrahman, “Tổng quan toàn diện về pin nhiên liệu gần đây: Lịch sử, các loại và ứng dụng”, 2024.
- [43] Heth Sethia, Abhishek Priyam, “Đánh giá về pin nhiên liệu hydrogen như một nhiên liệu thay thế”, 2025.
- [44] Gong A. and Verstraete D., “Hệ thống đẩy bằng pin nhiên liệu trên máy bay không người lái cánh cố định nhỏ: Tình hình hiện tại và nhu cầu nghiên cứu”, *Tap chí Năng lượng Hydrogen Quốc tế*, 2017.
- [45] Scofield M. E., Liu H., and Wong S. S., “Hướng dẫn ngắn gọn về PEMFC bền vững: những tiến bộ gần đây trong cải thiện cả xúc tác khử oxy và màng trao đổi proton”, *Tap chí Đánh giá của Hiệp hội Hóa học*, 2015.
- [46] F. Liu, M. Shafique, X. Luo, “Phát thải theo vòng đời động của xe điện và xe sử dụng pin nhiên liệu hydrogen trong góc nhìn đa vùng”, 2025.
- [47] Xue Wang, Li-Wei Fan, Hongyan Zhang, Peng Zhou, “Quy đạo chi phí của công nghệ pin nhiên liệu hydrogen tại Trung Quốc”, 2025.

## Bảng số liệu

Trang dưới đây cung cấp số liệu về công nghệ. Chi phí được thể hiện bằng USD năm 2025. Yếu tố *không chắc chắn* ở đây là các thông số cụ thể và không có quan hệ tuyến tính, tức là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn không có nghĩa là có giá thấp hơn và ngược lại.

Hệ thống lưu trữ hydrogen áp suất cao (Máy nén & bình nén loại I @ 200bar)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TLTK
		Thấp		Cao		Thấp		Cao			
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>											
Công suất lưu trữ năng lượng của một tổ máy	MWh	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7		1
Công suất đầu ra của một tổ máy	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	A	
Công suất đầu vào của một tổ máy	MW	0,095	0,09	0,08	0,08	0,1	0,99	0,085	0,08	B	1,2
Hiệu suất khử hồi của pin (%)	%	88	89	90	90	88	88	90	90	C	1
- Hiệu suất sạc	%	88	89	90	90	88	88	90	90	D	
- Hiệu suất xả	%	~100	~100	~100	~100	~100	~100	~100	~100	E	
Thất thoát năng lượng trong quá trình lưu trữ	%/đợt	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	F	
Tiêu thụ điện phụ trợ – chỉ tính nhiệt và lưu trữ khí	% đầu ra	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	J	
Ngừng máy cưỡng bức	%	0	0	0	0	0	0	0	0	I	
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm	3	2	1,5	1	3	3	1,5	0,5	G	3
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	25	30	30	30	25	25	30	30		
Thời gian xây dựng	năm	0,5	0,4	0,4	0,3	0,5	0,5	0,3	0,2		3
<b>Khả năng điều tiết (chỉ tính cho lưu trữ điện)</b>											
Điều tần sơ cấp	% trên mỗi 30 giây	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	H	3
Điều tần sơ cấp	% / phút	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	H	3
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>											
Đầu tư riêng	tr.USD/MWh	0,085	0,067	0,040	0,031	0,085	0,085	0,053	0,031		1
Bộ phận nén	tr.USD/MWh	0,045	0,034	0,017	0,011	0,045	0,045	0,022	0,011		1
Bình nén loại I	tr.USD/MWh	0,027	0,022	0,015	0,013	0,027	0,027	0,020	0,013		1
Lắp đặt, thiết bị, nhân công theo giờ	tr.USD/MWh	0,013	0,011	0,009	0,007	0,013	0,013	0,010	0,007		1
Chi phí vận hành & bảo dưỡng cố định	USD /MW/năm	895	746	746	597	895	895	672	448		1
Chi phí vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Số liệu riêng của công nghệ</b>											
Mật độ năng lượng trọng lượng	kWh/kg	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3		
Mật độ năng lượng thể tích @0°C và áp suất 1atm	kWh/m <sup>3</sup>	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09		
Độ thâm thấu bình loại I	mol/giây/m/MPa <sup>1/2</sup>	2,84×10 <sup>-27</sup>	2,84×10 <sup>-27</sup>	2,84×10 <sup>-27</sup>	2,84×10 <sup>-27</sup>	2,84×10 <sup>-27</sup>	2,84×10 <sup>-27</sup>	2,84×10 <sup>-27</sup>	2,84×10 <sup>-27</sup>		4
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	0	-	-	-	-		

### Ghi chú:

- Không thể xác định được vị không chuyển đổi hydrogen về điện theo hình thức pin nhiên liệu trong hệ thống.
- Đầu vào dùng điện duy nhất là nguồn cấp cho máy nén, nhưng không tính nguồn cung cấp cho quá trình điện phân dùng để sản xuất hydrogen. Đòi hỏi về điện của máy nén giảm 5% sau mỗi chu kỳ 10 năm.
- Tính toán trọng chương "Hiệu suất năng lượng". Hiệu suất máy nén tăng tuyến tính 20% đến năm 2050.
- Hiệu suất sạc chính là hiệu suất quay vòng vì trên thực tế không có thất thoát nào khác trong quá trình xả (xem ghi chú E).
- Hầu như không có thất thoát nào trong quá trình xả vì đây là quá trình xả vật lý bằng van từ bình khí nén.
- Bình loại I thâm thấu không đáng kể, xem Số liệu kỹ thuật.
- Bảo dưỡng và vận hành hệ thống bao gồm bảo dưỡng máy nén, kiểm tra thường kỳ độ an toàn của bình.
- Điều tần sơ cấp:** tham gia điều chỉnh tần số sơ cấp, đảm bảo khôi phục sự cân bằng giữa nguồn và tải trong trường hợp có sai lệch tần số. Thời gian đáp ứng cho quy định chính là 15-30 giây. Nó còn được gọi là Dự phòng điều chỉnh tần số (FCR).  
**Điều tần thứ cấp:** tham gia vào việc điều chỉnh tần số thứ cấp, đảm bảo tần số được đưa về giá trị danh định sau khi xảy ra nhiễu loạn lớn trong hệ thống. Thời gian đáp ứng của quy định thứ cấp là 15 phút. Nó còn được gọi là Dự trữ phục hồi tần số tự động (aFRR).
- Cho đến nay chưa có hệ thống lưu trữ hydrogen nào bị mất điện cưỡng bức.
- Tiêu thụ điện của máy nén không được coi là phụ trợ. Các hình thức thất thoát còn lại được coi như thất thoát năng lượng, vì vậy tiêu thụ điện năng bổ sung không đáng kể.

### Tài liệu tham khảo

- M. Kraglund, Điện phân nước bằng màng kiểm với xúc tác không kim loại quý, Đại học Kỹ thuật Đan Mạch, 2017.
- J. Jonas, Lịch sử của hydro "The History of Hydrogen".
- N. T. Stetson, S. McWhorter và C. C. Ahn, Giới thiệu về lưu trữ hydro, Elsevier Ltd., 2015.

## 5. LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG KHÍ NÉN

### Mô tả công nghệ

#### Nén/nở

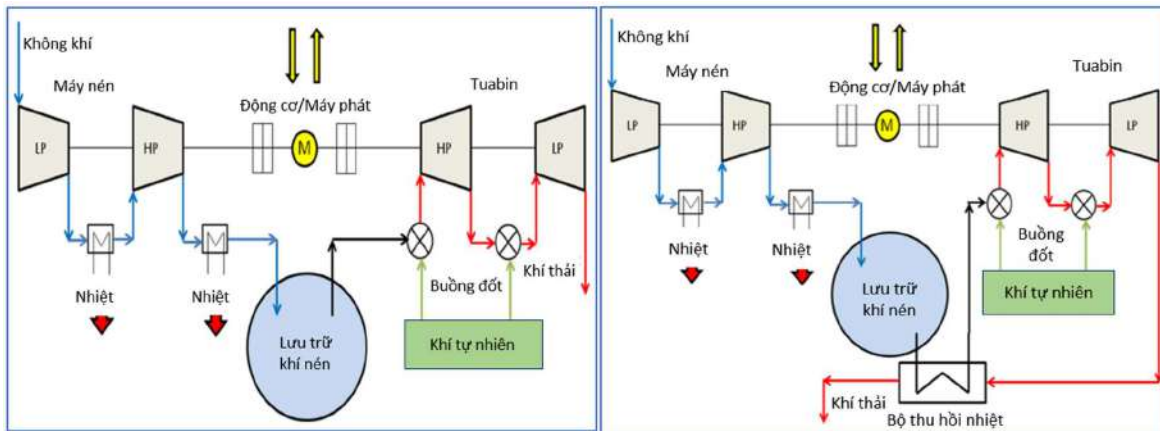
Lưu trữ năng lượng khí nén (Compressed Air Energy Storage, CAES) là phương pháp lưu trữ điện năng cơ học, trong đó dùng đầu vào là điện năng tạo ra lực ép. Hình thức cơ bản nhất là nén khí vào trong các thùng chứa với áp suất cao hoặc với khối lượng lớn dưới lòng đất nếu có thể. Khi cần, khí nén được xả làm quay tua bin để tạo ra điện. Khi không khí nở ra sẽ kéo theo sự giảm nhiệt độ.

Khi khí bị nén sẽ tạo nhiệt; nhiệt này tỏa môi trường ra làm mất năng lượng. Tuy nhiên, nếu có thể lưu trữ nhiệt lượng này ngay lập tức, ví dụ nếu dùng chất liệu gốm để thu lại nhiệt, thì lại có thể đưa lượng nhiệt này trở lại trong quá trình giãn nở, qua đó năng lượng không bị thất thoát ra môi trường. Điều đó ảnh hưởng lên hiệu suất chung (chuyển từ điện sang điện). Hình thức này thường gọi là Lưu trữ năng lượng khí nén vi đoạn nhiệt (Adiabatic CAES, A-CAES) hoặc đôi khi gọi là Lưu trữ năng lượng khí nén vi đoạn nhiệt tiên tiến (Advanced Adiabatic CAES, AA-CAES) do không có sự trao đổi nhiệt giữa hệ thống lưu trữ và môi trường bên ngoài. Các hình thức CAES khác, ví dụ CAES đẳng nhiệt cũng đã được đề xuất. Các hình thức bổ sung này hiện nay không có hoạt động thương mại, vì vậy tài liệu này chỉ xem xét CAES và AA-CAES.

Công nghệ CAES hiện nay được sử dụng kết hợp với tua bin khí đốt nhằm bù vào lượng nhiệt thất thoát. Do vậy, trong các hệ thống CAES truyền thống có phát thải CO<sub>2</sub>.

Tuy công nghệ CAES được cho là phù hợp với mục đích lưu trữ năng lượng biến đổi tái tạo từ nhiều năm nhưng cho đến nay mới chỉ có hai nhà máy được xây dựng. Nhà máy thứ nhất được xây dựng ở Huntorf (Đức) năm 1978 và nhà máy thứ hai tại McIntosh, Alabama (Mỹ) năm 1991. Đáng chú ý là nhà máy tại Huntorf được xây dựng nhằm cân đối điện hạt nhân, tức là giúp nhà máy điện hạt nhân vận hành tối ưu, nhà máy CAES có chức năng cấp bù phần chênh lệch điện giữa sản xuất và tiêu thụ. Cả hai nhà máy đều không xây dựng theo hình thức A-CAES, mà chỉ theo CAES, hay nói cách khác hiệu suất khứ hồi khá thấp. Cả hai nhà máy đều dùng khí đốt để bù vào lượng nhiệt mất đi.

Trong một vài tài liệu kỹ thuật còn mô tả đầy đủ hơn công nghệ CAES và A-CAES. Hình sau minh họa sơ đồ hai nhà máy CAES khác nhau.



Hình 30: Nguyên tắc vận hành nhà máy loại CAES tại Huntorf (trái) và tại McIntosh (phải) [1]

Bảng 17 cung cấp số liệu về 2 nhà máy. Nhà máy tại Huntorf sử dụng 0,8 kWh điện và 1,6 kWh khí đốt để sản xuất 1 kWh điện. Khi đưa vào chạy thử năm 1978 đây là nhà máy CAES đầu tiên trên thế giới [2]. Nhà máy tại McIntosh mới hơn và có một bộ phận thu hồi nhằm thu gom nhiệt thất thoát khi xả khí. Nhà máy này sử dụng 0,69 kWh điện và cần 1,17 kWh khí đốt để sản xuất ra 1 kWh điện [2].

Hiện nay công nghệ A-CAES chưa được ứng dụng trong thực tế. Theo công nghệ này thì nhiệt tỏa ra sẽ được dùng để làm nóng chất liệu gốm, ví dụ đá hay gạch, lên tới 600°C.

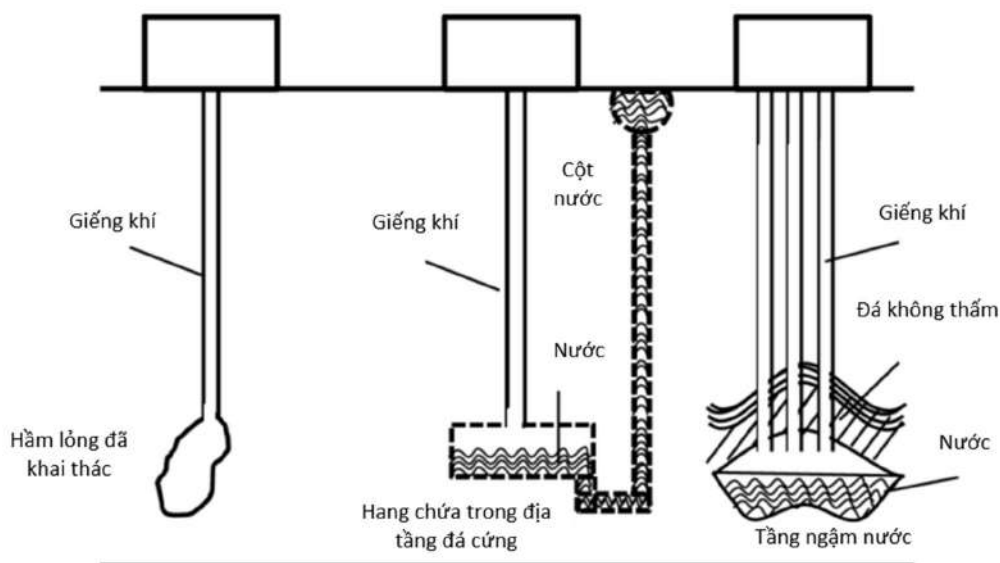
Hiện nay cũng không rõ sẽ có bao nhiêu nhà máy CAES kiểu truyền thống sẽ được xây dựng trong tương lai. Trong 25 năm qua nhiều nghiên cứu khá lạc quan đã được thực hiện, nhất là tại Mỹ, nhưng thực tế là đến nay vẫn chưa có nhà máy nào được xây dựng.

Bảng 17: Số liệu về nhà máy kiểu CAES truyền thống tại Huntorf và McIntosh [3].

Loại	Quy trình CAES đơn giản, buồng đốt khí tự nhiên 2 giai đoạn	Công nghệ CAES thế hệ 2, có bộ phận thu hồi, buồng đốt khí tự nhiên 2 giai đoạn
Địa điểm	Huntorf, Đức	McIntosh, Mỹ
Chạy thử	1978	1991
Công suất tua bin	320 MW <sub>el</sub>	110 MW <sub>el</sub>
Công suất phát	~ 1 GWh	2,6 GWh
Hiệu suất khử hồi nhiệt	~ 42%	~ 52%
Chi phí riêng	320 DM/kW <sub>el</sub>	591 USD/kW <sub>el</sub>
Thời gian khởi động tua bin	> 9 phút	14 phút

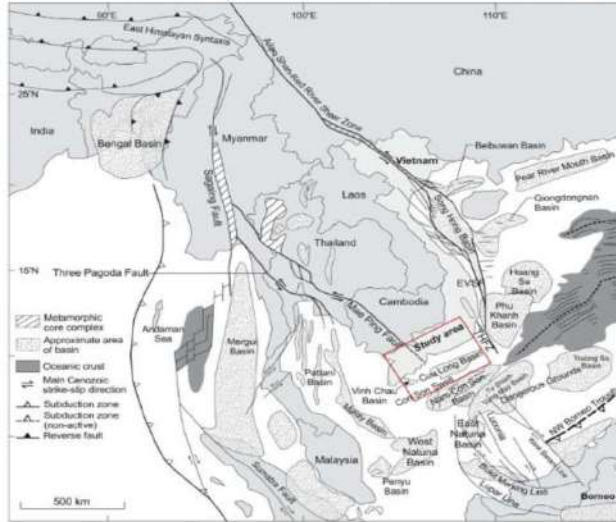
### Dung tích lưu trữ không khí

CAES hoàn toàn phụ thuộc vào thể tích lưu trữ. Các tổ máy nhỏ có thể sử dụng bình nén khí áp suất cao (trên mặt đất) nhưng nếu muốn lưu trữ nhiều năng lượng (hàng trăm MWh) thì phải sử dụng các địa tầng ngầm để chứa một khối lượng lớn khí nén. Có thể sử dụng các túi dầu, khí đã khai thác, mỏ nước, mỏ đá, các hang đá hoặc mỏ đã khai thác. [4]. Dưới đây là hình minh họa một số nguyên tắc mỏ lưu trữ, Hình 31.



Hình 31: Một số loại địa tầng địa chất ngầm được sử dụng [5]

Hai nhà máy CAES được kết nối với khoang trống tại mỏ muối. Xây dựng những hang trống này tương đối đơn giản, chi phí thấp, và các mỏ muối phù hợp có thể tìm thấy nhiều nơi trên thế giới. Tuy nhiên, việc sử dụng các mỏ muối này lại có thể phải tuân thủ các quy định về bảo vệ môi trường và có thể bị phản đối vì lí do chính trị. Nhóm tác giả đã thực hiện nghiên cứu tại lưu vực sông Cửu Long phục vụ đánh giá khả năng lưu trữ ngầm tại Việt Nam (Hình 32) [24]. Kết quả nghiên cứu cho thấy có hai địa tầng có thể sử dụng được tại Đồng Nai và Biên Hòa. Đây là 2 khối trầm tích gồm các lớp sa thạch có thể sử dụng tốt cho mục đích lưu trữ [24].



Hình 32: Các đặc điểm kết cấu chính của khu vực Trung-Ấn mở rộng, bao gồm cả khu vực nghiên cứu [24].

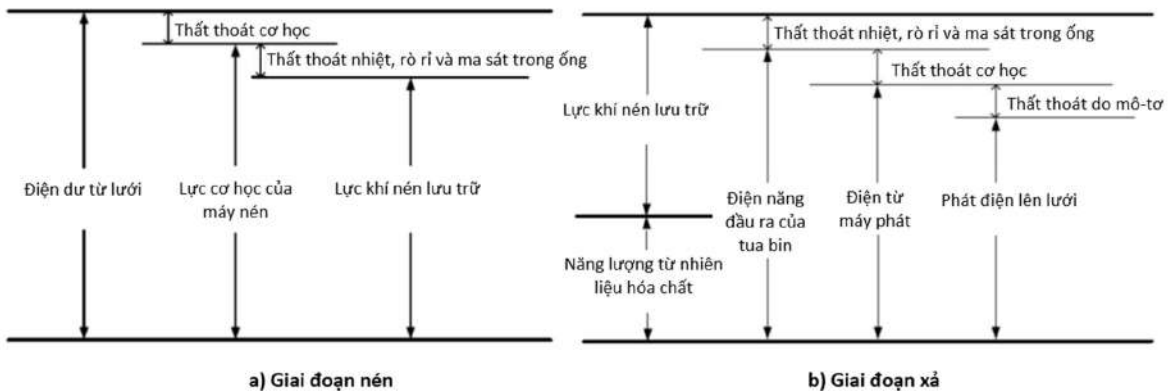
**Đầu vào/Đầu ra**

Hệ thống CAES sử dụng đầu vào là điện. Hệ thống CAES truyền thống còn đòi hỏi một chút nhiên liệu (thường là khí tự nhiên) trong giai đoạn phát điện. A-CAES không đòi hỏi nhiên liệu, xem phía dưới. Đầu ra của CAES là điện. Hệ thống CAES truyền thống cũng tạo nhiệt trong quy trình nén trong khi hệ thống A-CAES thì lưu trữ lượng nhiệt này và vì vậy không phát nhiệt ra môi trường bên ngoài.

**Cân bằng năng lượng**

Hình 33 minh họa chi tiết năng lượng thất thoát khi sử dụng CAES trong quy trình nén và xả. Các con số tính toán cho thấy hiệu suất sạc đạt khoảng 80%, hiệu suất xả đạt 70%, vì vậy hiệu suất chu kỳ vào khoảng 55% (điện – điện). Nếu đưa thêm nhiên liệu hóa chất vào sẽ làm công thức tính toán thêm phức tạp vì khi đó sẽ phải trừ đi lượng điện đáng kể đã được sản xuất bằng nhiên liệu. Nếu gán giá trị hiệu suất sản xuất điện của nhiên liệu hóa chất là 35% thì hiệu suất đầu ra trong Hình 33 sẽ là 44%, và khi đó hiệu suất chu kỳ sẽ là 44%.

**Chuyển đổi năng lượng trong các nhà máy CAES:**



Hình 33: Chuyển đổi năng lượng trong một nhà máy CAES truyền thống [7]. Tài liệu nguồn không nêu con số, chỉ cung cấp hình ảnh.



### Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ

Theo tài liệu về CAES, thời gian khởi động cần 10 phút [8]. Như vậy cho phép sử dụng một số dịch vụ phụ trợ, cụ thể như khởi động đen, dự trữ thứ cấp và dịch vụ công suất phản kháng. Ngoài ra, công nghệ này cũng rất phù hợp với dịch chuyển tải (mục tiêu ban đầu của nhà máy Huntorf) trong giới hạn lưu trữ và công suất có sẵn.

### Công suất điển hình

Như đã nêu ở trên, cho đến nay mới chỉ có hai nhà máy CAES được đưa vào hoạt động nên không thể khẳng định các đặc tính và công suất điển hình của loại nhà máy này. Các đặc tính của hai nhà máy hiện đang hoạt động được nêu trong bảng sau.

Bảng 18: Số liệu mô tả nhà máy Huntorf và McIntosh. Công suất nhiệt (nhiệt đầu vào tạo ra điện đầu ra) được tính toán là 1,96 kWh/kWh đối với nhà máy Huntorf và 1,20 kWh/kWh đối với nhà máy McIntosh [9].

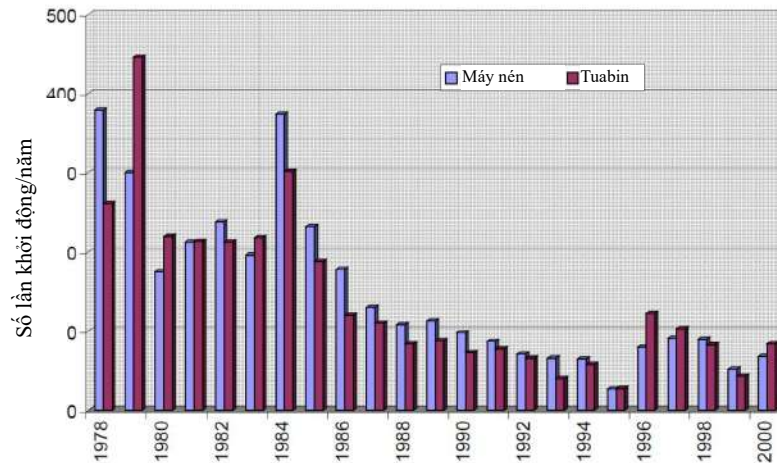
	Huntorf 1978, Đức	McIntosh 1991, Mỹ
		
Công suất tuabin / Thời gian xả	Cũ 290 MW / 2h Mới 320 MW / 3h	110 MW / 24h
Công suất nén / Thời gian sạc	60 MW / 8h	50 MW / 38h
Tỉ lệ công	0,19	0,45
Tỉ lệ thời gian sạc/xả	2,7	1,6
Áp suất hầm chứa	46 – 72 para	45 – 74 para
Công suất nhiệt	42% 6700 BTU/kWh (không thu nhiệt)	54% 4100 BTU/kWh (có thu nhiệt)
Thời gian hoạt động	> 90%	> 90%
Độ tin cậy	> 97%	> 97%
Độ tin cậy khi khởi động	> 95%	> 95%
Hầm chứa	2 x 150.000 m <sup>3</sup> (hang muối)	538.000 m <sup>3</sup> (hang muối)

Số liệu cho thấy các nhà máy này được xây dựng với công suất sạc 50-60 MW và công suất xả 100-300 MW.

Theo bảng trên thì công suất lưu trữ năng lượng nhà máy Huntorf là 480 MWh và nhà máy McIntosh là 1.900 MWh.

Mật độ năng lượng của khí nén tất nhiên là phụ thuộc vào chênh lệch áp suất giữa mức trên và mức dưới. Mật độ năng lượng nhà máy Huntorf vào khoảng 0,3 kWh/m<sup>3</sup>. Nhà máy McIntosh cũng tương tự. Tuy nhiên mật độ năng lượng (kWh/m<sup>3</sup> và kWh/kg) trong công nghệ CAES không phải là thông số phù hợp do đây là công nghệ tĩnh. Cả hai nhà máy đều sử dụng hang muối vòm để trữ khí nén. Các nhà máy đề xuất khác sử dụng hầm mỏ, tầng ngầm nước nhưng chưa được xây dựng.

## Thời gian lưu trữ điển hình



Hình 34: Số lần máy nén khởi động (sọc) và số lần tuabin khởi động (xả) tại nhà máy Hunterf trong giai đoạn 1978-2000 [10].

Thời gian lưu trữ thực tế của CAES có thể ước tính dựa trên Hình trên, trong đó có thể thấy số lần khởi động hàng năm tại nhà máy Hunterf trong giai đoạn 1978-2000. Con số này dao động trong khoảng 50-200 lần, với ngoại lệ lên đến 400 hoặc xuống tới 25 lần. Nó cho thấy số lần sử dụng biến thiên tùy theo giờ, theo ngày. Nhưng đây chỉ là con số sử dụng thực tế chứ không phải công suất lí thuyết. Do không khí được lưu trữ trong các hang dưới lòng đất trong các vòm muối là không gian rất kín (so với sử dụng hang muối để lưu trữ khí tự nhiên) nên có thể lưu trữ được rất lâu, nếu cần. Chi phí lưu trữ năng lượng quy dẫn sẽ tăng lên nếu áp dụng khoảng thời gian dài hơn, nhưng có thể dễ dàng thực hiện.

## Ưu điểm/nhược điểm

### Ưu điểm:

Các ưu điểm theo tài liệu tham khảo [8]:

- Nhà máy CAES có thể cung cấp năng lực dự trữ lớn lên đến hàng nghìn MWh với chi phí khá thấp, khoảng 400 USD/kW<sub>ac</sub> – 500 USD/kW<sub>ac</sub> tính theo giá USD năm 2003. Nhà máy giúp quản lý tải với mức độ linh hoạt hầu như không hạn chế từ quy mô nhà máy đến quy mô vùng.
- Các loại thiết bị xả thuộc nhiều kích cỡ có thể được sử dụng. Các tổ máy thương mại có công suất từ 10-20 MW<sub>ac</sub> (Rolls Royce-Allison) đến 135 MW<sub>ac</sub> (Dresser-Rand) đến 300-400 MW<sub>ac</sub> (Alstom).
- Công nghệ CAES có thể được tối ưu hóa tùy theo điều kiện và bài toán kinh tế cụ thể.
- Nhà máy CAES có khả năng khởi động đen. Cả hai nhà máy Hunterf và McIntosh đều có khả năng khởi động đen và đôi khi cũng đã thực hiện như vậy.
- Nhà máy CAES có thời gian khởi động nhanh. Nếu một nhà máy CAES được vận hành với chức năng dự trữ quay nóng thì nó có thể đạt công suất cực đại trong vòng vài phút. Thời gian khởi động khẩn cấp từ điều kiện lạnh tại nhà máy Hunterf và McIntosh là khoảng 5 phút, thời gian khởi động bình thường là 10-12 phút.
- Nhà máy CAES có tốc độ điều chỉnh công suất khoảng 30% công suất cực đại / phút.
- Nhà máy CAES có thể (và trên thực tế đã) hoạt động như một tụ đồng bộ nếu cả hai bộ li hợp đều mở (ngắt động cơ phát ra khỏi bộ phận nén và bộ phận xả) và động cơ được đồng bộ hóa với mạng. Công suất phản kháng có thể được bù vào hoặc lấy ra khỏi mạng bằng cách điều chỉnh điện áp máy kích. Cả hai nhà máy Hunterf và McIntosh đều được sử dụng theo cách này. Do cách vận hành này không đòi hỏi phải có khí nén nên người điều hành có thể vận hành hình thức này bao lâu cũng được.

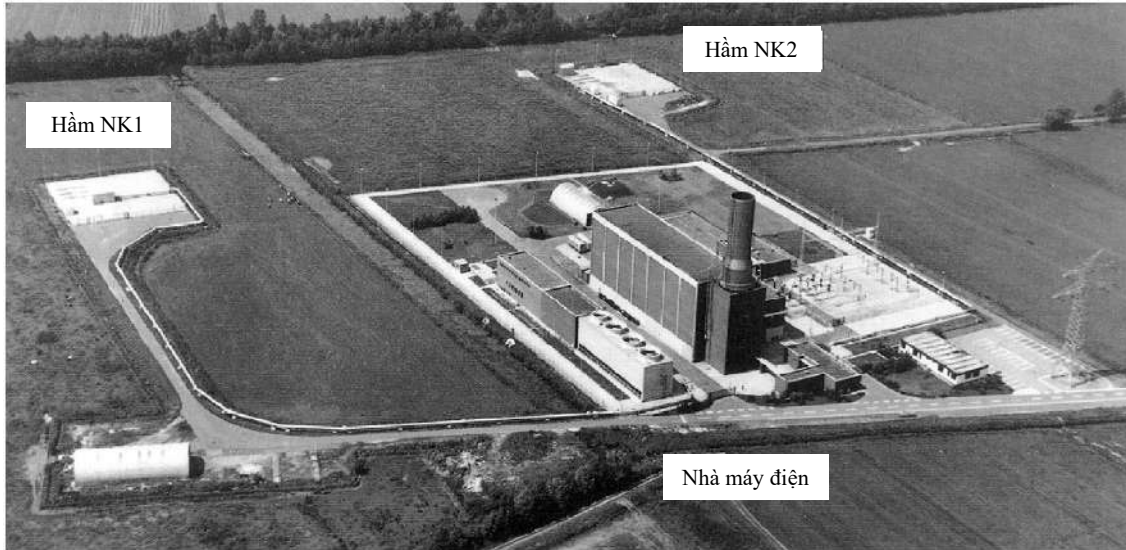
### Nhược điểm:

- Nhà máy CAES kiểu truyền thống vẫn sử dụng khí đốt nên vẫn gây phát thải CO<sub>2</sub>, nhưng nhà máy A-CAES không gây phát thải hay xả hóa chất ra môi trường.

- Vị trí nhà máy phụ thuộc vào nơi nào có đủ hầm chứa khí với áp suất cao. Tuy có một số địa tầng ngầm phù hợp nhưng còn phải xét đến nơi nào có thể xây dựng được nhà máy CAES.
- Với một nhà máy đơn giản, không lưu nhiệt, thì hệ số chuyển đổi điện sang điện tương đối thấp, khoảng 45%.

### **Yêu cầu không gian**

Yêu cầu về mặt bằng đối với một nhà máy CAES có thể tham khảo trong Hình 35 - thể hiện mặt bằng nhà máy CAES tại Huntorf [11]. Theo đó, diện tích yêu cầu khoảng 200x200 m (40.000 m<sup>2</sup>) cho một nhà máy công suất 320 MW<sub>el</sub>. Tuy nhiên, theo Tài liệu tham khảo [8] cần 1 acre tương ứng với khoảng 4.000 m<sup>2</sup> (63x63 m) cho mỗi 100 MW công suất đầu ra.



*Hình 35: Nhà máy Huntorf [12].*

Địa điểm xây dựng nhà máy CAES hoàn toàn phụ thuộc vào vị trí có thể lưu trữ khí nén với khối lượng lớn. Do năng lực lưu trữ dưới hang ngầm phụ thuộc vào địa tầng nên không thể đưa ra con số theo m<sup>2</sup>/MWh. Như đã nêu, hai nhà máy hiện có sử dụng hang muối vòm. Tuy có thể sử dụng các cấu trúc khác nhưng nhà đầu tư không thể xây dựng tại bất cứ nơi nào mong muốn và diện tích mặt bằng 200x200 m (cho nhà máy công suất 320 MW) cũng không phải là yêu cầu duy nhất.

### **Tiêu thụ nước**

Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng khí nén (CAES) có mức tiêu thụ nước tương đối thấp so với các công nghệ lưu trữ năng lượng khác. Nước không tham gia trực tiếp vào các quá trình nén và giãn nở không khí, vốn là các quá trình chính trong hệ thống CAES. Tuy nhiên, nước có thể được sử dụng trong các hệ thống phụ trợ như làm mát và tạo ẩm.

Mức tiêu thụ nước liên quan đến hệ thống CAES chủ yếu gắn với việc làm mát khí nén, có thể được thực hiện thông qua nhiều phương pháp khác nhau, bao gồm hệ thống làm mát bằng không khí hoặc bằng nước. Trong trường hợp sử dụng hệ thống làm mát bằng nước, lượng nước tiêu thụ thường không lớn và có thể được kiểm soát thông qua thiết kế và vận hành hệ thống hiệu quả.

### **Môi trường**

Tác động môi trường chủ yếu, không kể đến thực tế là chiếm dụng mặt bằng trên mặt đất, là có sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong giai đoạn xả [13]. Có thể khắc phục vấn đề này bằng cách xây dựng nhà máy kiểu A-CAES (Adiabatic CAES), tức là lưu nhiệt trong quy trình nén và cấp lại nhiệt đó trong quy trình xả.

Tuy nhiên, tác động môi trường còn liên quan trực tiếp tới quy mô và phương pháp xây dựng hầm ngầm [14]. Trong trường hợp sử dụng hầm muối lỏng đã khai thác, lượng muối đã hòa tan có thể chứa kim loại nặng, chưa đạt tiêu chuẩn bị xả vào sông, hồ, biển.

### Nghiên cứu và phát triển

Hướng nghiên cứu là tìm cách nâng cao hiệu suất chu kỳ bằng cách lưu nhiệt ngay trong quy trình nén và sử dụng lại lượng nhiệt đó trong quy trình xả (ACAES) [15]. Hình 36 minh họa phác thảo bộ phận thu nhiệt trong nhà máy CAES của công ty RWE (Đức). Có thể lưu nhiệt tới 600°C hoặc cao hơn trong đá cứng hoặc chất liệu gốm. Công nghệ này đang được phát triển cho nhiều loại ứng dụng từ nhiều năm nay. Do vậy, có thể dự đoán công nghệ này sẽ được thương mại hóa trong vòng 10-15 năm tới. Nếu thành công nó sẽ giúp nâng cao hiệu suất chuyển đổi điện – điện lên 70% và làm cho công nghệ A-CAES đứng vào nhóm hiệu suất cao.



Hình 36: Phác thảo nhà máy ACAES của RWE [15].

### Ví dụ về những dự án hiện có

Như đã nêu, hiện tại có 2 nhà máy CAES hoạt động thương mại trên thế giới, một tại Đức và một tại Mỹ.

Các nhà máy trình diễn và dự án thí điểm thì có khắp nơi trên thế giới, ví dụ cơ sở Hydrogenstor A-CAES tại Canada, dự án trình diễn LAES tại Vermont. Hydrogenstor chạy thử nhà máy A-CAES đầu tiên có công suất 2,2 MW/ 10 MWh tại Ontario, Canada. Đây là hệ thống A-CAES không phát thải, bù nước. Áp suất khí luôn được giữ ổn định nhờ sử dụng nước [23].

Nhà máy trình diễn tại Vermont dự kiến sẽ có công suất lưu trữ hơn 8 giờ và cung cấp dịch vụ tri hoãn nâng cấp mạng truyền tải [23].

### Ước tính số liệu

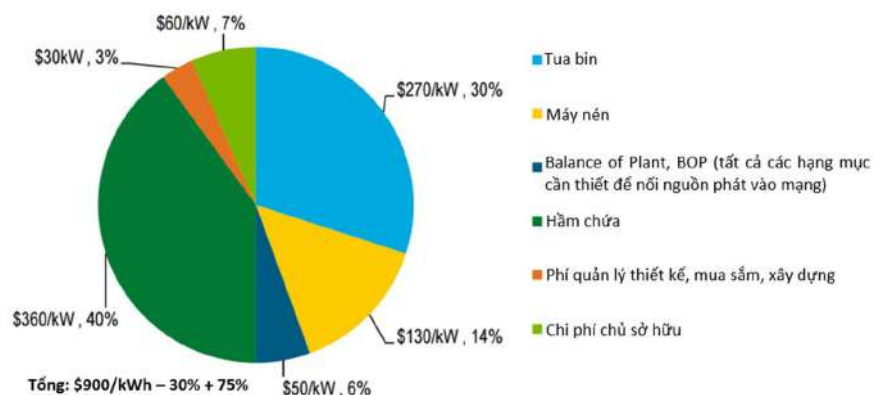
Bộ Năng lượng Hoa Kỳ đã nghiên cứu và đưa ra số liệu ước tính chi phí công nghệ lưu trữ năng lượng đến năm 2030 [16]. Số liệu về chi phí đầu tư cuối cùng của các dự án nhà máy CAES qua các tài liệu tham khảo được thu thập và tổng hợp trong 16 [16]. Chi phí trung bình được tính căn cứ vào tài liệu nghiên cứu, nhưng không bao gồm các công nghệ cụ thể. Tổng chi phí, không kể trạm hạ thế/biến thế và đường dây trong phạm vi 5 km, vào khoảng 1.153 USD<sub>2020</sub>/kW [16]. Chi phí đầu tư trong tương quan với mở rộng công suất phát cũng được tính toán dựa trên giả định rằng chi phí hệ thống sẽ giảm 8% nếu công suất phát tăng 10 lần [16]. Con số này được tính toán dựa trên điều chỉnh giá trị ước tính khi mở rộng thủy điện tích năng (giảm 16% mỗi khi công suất phát tăng 10 lần), và lấy nửa giá trị này, do thủy điện tích năng có lợi nhiều hơn khi mở rộng công suất vì yêu cầu mở rộng nhà máy điện ngầm và đặc điểm khai thác [16].

Bảng 19: Chi phí đầu tư cơ bản công nghệ CAES [16]

Năm nghiên cứu	Địa điểm/hệ thống	MW	Thời gian (giờ)	Chi phí đầu tư USD/kW (Giá trị USD năm nghiên cứu)	Tài liệu tham khảo
1991	Nhà máy McIntosh	110	26	1068	[17]
1991	Nhà máy McIntosh	110	26	1198	[18]
2012		136	26	1042	
2012	Dresser-Rand SMARTCAES	135	8-24	1204	
2012	Dresser-Rand SMARTCAES	405	8-16	983	
2012	CAES nhiên liệu thấp	369	8-16	1311	
2014	ADELE – Nghiên cứu CAES đoạn nhiệt phục vụ cấp điện, Đức	90		712	[19]
2014		300-500	10	1758	[20]
2020	Siemens	400-600		9500	
2020		160	10-30	1381	

Trong quá trình đánh giá dự án CAES cũng cần xem xét chi phí hầm chứa. Hầm muối vòm là lựa chọn kinh tế nhất vì chúng rộng và sâu. Nếu làm nền hầm thì chi phí sẽ tăng lên do bề sâu của hầm bị giảm. Chi phí hầm tại nhà máy công suất 110 MW vào khoảng 4,3 USD/kWh [18]; số liệu của Siemens là 3,4-4 USD/kWh [16]. Nhìn chung, chi phí hầm muối vòm vào khoảng 2-4 USD/kWh, nếu hầm có nền thì chi phí lớn hơn 10 USD/kWh [16]. Chi phí trung bình là 3,66 USD/kWh.

Hình 37 minh họa cơ cấu chi phí một nhà máy CAES trong đó có chi phí liên quan đến xây dựng hầm muối. Phần này chiếm khoảng 40% chi phí. Tuabin cũng là một hạng mục tốn kém khác của hệ thống, chiếm khoảng 30% chi phí. Đây là số liệu lấy từ báo cáo năm 2012, trong đó chi phí đầu tư vào khoảng 900 USD/kWh. Dự kiến mức chi phí này sẽ ổn định đến năm 2050.



Hình 37: Cơ cấu chi phí đầu tư cơ bản một nhà máy CAES, giả định công suất thực khoảng 262 MW, lưu trữ 15 giờ, dùng hầm muối vòm làm kho chứa khí nén [21].

### Tài liệu tham khảo

Nội dung chương này chủ yếu dựa vào Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “Cẩm nang số liệu công nghệ về Lưu trữ Năng lượng”. Các nguồn sau đây được sử dụng:

- [1] S. Karellas và N. Tzouganatos, “So sánh công suất khí nén và hydrogen”, Tập 29, 2014
- [2] E. Barbour, "http://energystoragesense.com/compressed-air-energy-storage/",
- [3] S. Zunft, S. Freund và E. M. Schlichtenmayer, "Lưu trữ điện năng quy mô lớn bằng công nghệ A-CAES," Paris, 11/2014.
- [4] "Hầm chứa địa chất lại Bắc Ai-len," Khảo sát địa chất tại Bắc Ai-len.
- [5] P. Johnson, "ĐÁNH GIÁ HỆ THỐNG LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG KHÍ NÉN (CAES)," Luận văn nộp cho Đại học Tennessee, Đại học Tennessee tại Chattanooga, Chattanooga, Tennessee, Hoa Kỳ, 2014.

- [6] R. W. S. Saccar, "Lưu trữ năng lượng khí nén: Lí thuyết, nguồn lực, ứng dụng trong điện gió," Nhóm phân tích hệ thống năng lượng, Viện Môi trường Princeton, Đại học Princeton, 4/2008.
- [7] J. W. X. Luo, "Tổng quan tình hình phát triển Lưu trữ năng lượng khí nén hiện nay, Báo cáo kỹ thuật EERA – CAES.," Đại học Kỹ thuật Warwick. Xem tại <http://integratedenergystorage.org/>. Truy cập tháng 2/2017, 12/2013.
- [8] Gyuk và S. Eckroad, "Số tay EPRI-DOE về Lưu trữ năng lượng phục vụ ứng dụng truyền tải và phân phối, 1001834, Báo cáo kết thúc," EPRI và DOE, 12/2003.
- [9] Nakhamkin và Brotel, "Lưu trữ năng lượng khí nén thế hệ thứ hai," tại Diễn đàn Lưu trữ năng lượng châu Âu, Rome, 2012.
- [10] F. Crotogino, K.-U. Mohmeyer và R. Scharf, "Huntorf CAES / Sau 20 năm hoạt động hiệu quả," Orlando, 4/2001.
- [11] "<https://dddusmma.wordpress.com/2014/05/30/storage-is-essential-for-wind-and-solar/>," Bộ Năng lượng, Hoa Kỳ. [Truy cập năm 2017].
- [12] "<https://dddusmma.wordpress.com/2015/03/17/the-quest-for-storing-electricity/>," 17/3/2015. [Truy cập 2017].
- [13] Wänn, P. Leahy, M. Reidy, S. Doyle, H. Dalton và P. Barr, "Thành tích môi trường các dự án lưu trữ năng lượng hiện nay. Kết quả D.3.1. xem [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu). Accessed February 2017," Dự án store, 2012.
- [14] E. Bouman, M. M. Øberg và E. G. Hertwich, "Đánh giá vòng đời nhà máy lưu trữ năng lượng khí nén (CAES)," Gothenburg, 2013.
- [15] "ADELE – LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG KHÍ NÉN ĐOẠN NHIỆT TRONG CẤP ĐIỆN. Số tay RWE," RWE Power AG, Cologne, 2010.
- [16] Mongird, K., et al., "2020 Chi phí công nghệ lưu trữ năng lượng và đánh giá kết quả", Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2020.
- [17] Aquino, T., Zuelch, C., & Koss, C. "Đánh giá lưu trữ năng lượng", 2017.
- [18] Wright, S. "Lưu trữ năng lượng khí nén: Kết quả tiết kiệm chi phí nhà máy CAES tại Mỹ và Tiết kiệm chi phí thực hiện, thiết kế quản lý dự án", Viện Nghiên cứu điện, 2012.
- [19] HDR Inc., "Cập nhật nghiên cứu rà soát lưu trữ năng lượng phục vụ tích hợp nguồn năng lượng biến thiên trong hệ thống PacifiCorp", 2014.
- [20] Bailie, R., "Lưu trữ năng lượng khí nén (CAES)", Siemens Energy, 2020.
- [21] Black & Veatch, "Số liệu về chi phí kết quả thực hiện các công nghệ phát điện", phục vụ NREL, 2012.
- [22] K. Mongird và các tác giả, "Báo cáo công nghệ lưu trữ năng lượng và chi phí", HydrogenWIREs Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2019.
- [23] NREL, "Báo cáo của USAID về Lót công nghệ lưu trữ năng lượng quy mô lưới", tháng 7/2021.
- [24] Jieu, D. T., Giao, P. H., Dung, B. V., Doan, H. H., Ngoc, P. Q. và Hieu, V. D. "Đánh giá sơ bộ tiềm năng lưu trữ năng lượng ngầm phục vụ phát triển năng lượng tái tạo vùng đồng bằng sông Cửu Long, Việt Nam", Trình bày tại Hội thảo lần 2 về tiến bộ kỹ thuật ngoài khơi, 2021.

## Bảng số liệu

Các trang dưới đây cung cấp số liệu về công nghệ. Chi phí được thể hiện bằng USD năm 2025. Yếu tố *không chắc chắn* ở đây là các thông số cụ thể và không có quan hệ tuyến tính, tức là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn không có nghĩa là có giá thấp hơn và ngược lại.

Lưu trữ năng lượng khí nén										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	Tài liệu tham khảo
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu Năng lượng/Kỹ thuật</b>										
Công suất lưu trữ năng lượng của một tổ máy	MWh	3000	3000	3000	-	-	3000	10000	A,	
Công suất đầu ra của một tổ máy*	MW	300	300	300	-	-	300	500	A,	
Công suất đầu vào của một tổ máy*	MW	60	60	60	-	-	60	80	A,	
Hiệu suất khử hồi	%	60	70	72	55	55	64	72	A, B, C	
- Hiệu suất sac	%	80	84	85	80	80	80	85	A	
- Hiệu suất xả	%	80	84	85	69	69	80	85	A	
Thất thoát năng lượng trong quá trình lưu trữ	%/giai đoạn	0	0	0	0	0	0	0	A	
Tiêu thụ điện phụ trợ	% đầu ra	-	-	-						
Ngừng máy cưỡng bức	%	5	4	4	-	-	2	4	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm	5	4	3	-	-	2	3	A, B	
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	40	40	40	35	45	35	45	A, B	
Thời gian xây dựng	năm	< 3	< 3	< 3	2	3	2	3	A	
<b>Khả năng điều tiết</b>										
Thời gian phản ứng từ trạng thái nghỉ tới xả toàn bộ công suất định mức	giây	700	1000	1000	500	1000	800	1200	A, D, E	
Thời gian phản ứng từ sạc đầy công suất định mức tới xả toàn bộ công suất định mức	giây	-	-	-					F	
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>										
Đầu tư riêng	triệu USD/MWh	0,13	0,13	0,11					A	1, 2, 3
- Hạng mục năng lượng	%	40	40	40					G	2
- Hạng mục công suất	%	50	50	50						2
- Các chi phí dự án khác	%	10	10	10						2
Chi phí vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MW/năm	18,4	18,4	18,4						1, 2, 3
Chi phí vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD năm 2025/MWh	1,7	1,7	1,7						1, 2, 3
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>										
Chi phí tăng công suất lưu trữ năng lượng	triệu USD/MWh	0,065	0,065	0,055					H	
Chi phí tăng công suất đầu ra	triệu USD/MW	0,065	0,065	0,055					H	

### Ghi chú

- Giá trị ban đầu lấy từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch, hiệu chỉnh theo ghi chú (nếu có ghi trong cột).
- Về hiệu suất, giả định rằng nhà máy CAES mới được xây dựng với mức tiết kiệm chi phí tối thiểu như nhà máy McIntosh.
- Việc sử dụng khí đốt trong nhà máy CAES giả định cũng có hiệu suất như hiệu suất trung bình khi sử dụng nhiên liệu hóa chất trong hệ thống điện của Đan Mạch, cụ thể là 35% vào năm 2014.
- Tốc độ điều chỉnh điện áp dự kiến sẽ giảm sau khi sử dụng phương pháp lưu trữ năng lượng nhiệt vì trước hết nhiệt phải được cấp cho vật liệu lưu trữ và đây là quy trình không thể kiểm soát độc lập.
- Nếu một nhà máy CAES được vận hành như một nguồn dự trữ nóng quay thì có thể đạt công suất cực đại sau vài phút. Thời gian khởi động khẩn cấp từ điều kiện lạnh tại Huntorf và McIntosh khoảng 5 phút. Thời gian khởi động trung bình từ 10-12 phút.
- Không phù hợp với CAES. Không có số liệu.
- Ở đây hạng mục năng lượng áp dụng cho đào hầm chứa.
- Hệ thống lưu trữ năng lượng khí nén được coi là hệ thống vô hướng và do đó các chi phí gia tăng công suất đầu ra và năng lượng được ước tính bằng với các hạng mục công suất đầu ra và năng lượng cộng thêm "các chi phí khác".

### Tài liệu tham khảo

- IEA, Lộ trình công nghệ lưu trữ năng lượng, Phụ lục công nghệ, tr. 5, tháng 3 năm 2014.
- "InflationData.com," InflationData, 2017. [Trực tuyến].
- E. Drury, P. Denholm và R. Sioshansi, Giá trị của lưu trữ năng lượng bằng khí nén trong thị trường năng lượng và thị trường dự phòng, Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia (NREL), Hoa Kỳ, 2009.

## 6. BÁNH ĐÀ

### Mô tả tóm tắt công nghệ

Bánh đà lưu trữ năng lượng dưới dạng động năng bằng cách làm cho một khối lượng quay quanh một trục. Theo cơ học cổ điển thì động năng của một khối lượng  $m$  quay quanh một trục với khoảng cách  $r$  tính từ tâm được tính theo công thức sau:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2$$

trong đó  $I$  là quán tính – bằng  $m \cdot r^2$ , và  $\omega$  là vận tốc góc (radians trên giây).

Theo công thức trên thì động năng của một bánh đà đang quay biến thiên tỉ lệ với khối lượng và khoảng cách bình phương. Động năng cũng biến thiên tỉ lệ thuận với vận tốc góc bình phương.

Nhằm tăng tối đa năng lượng lưu trữ của một khối lượng quay với một tốc độ nhất định thì cần đưa khối lượng ra càng xa tâm quay càng tốt. Cũng có thể tính lực li tâm tác động lên vật như sau:

$$F_c = m \cdot r \cdot \omega^2$$

tức là lực cần để giữ khối lượng với tâm quay tăng tỉ lệ thuận với khoảng cách. Đó chính là yếu tố quy định khoảng cách tối đa đối với sức bền của từng loại vật liệu sử dụng.

Trước đây bánh đà thường được làm bằng kim loại, ngày nay bánh đà thường được, hoặc ít nhất là phần nào được làm bằng polymer/sợi tổng hợp. Bánh đà phù hợp với các ứng dụng cần năng lượng lưu trữ nhanh như tiết giảm phụ tải đỉnh hoặc cần thời gian lưu trữ dài. Vật liệu tổng hợp phù hợp với chế tạo bánh đà lớn do tốc độ lớn và chúng có tỉ lệ sức bền-khối lượng lớn. Các rô-to kim loại chủ yếu được sử dụng cho các hệ thống lưu trữ điện đơn giản, chỉ sử dụng từ vài giây đến vài phút, ví dụ bộ lưu điện UPS. Amber Kinetics dùng thép làm vật liệu chế tạo rô-to.



Hình 38: Bánh đà WattsUp Power và Amber Kinetics. Thiết bị Amber Kinetics cho phép nhìn thấy rô-to bằng thép phía trong còn WattsUp Power thì dùng vật liệu tổng hợp [1].

Bánh đà đã được biết đến và sử dụng từ hàng thế kỉ trong máy hơi nước và động cơ đốt trong nhưng thiết bị lưu trữ điện năng sử dụng bánh đà mới được phát triển từ thập kỉ 1960 [2]. Theo ghi chú [3] thì bánh đà lớn nhất thế giới đi vào hoạt động từ năm 1985. Nó bao gồm 16 đĩa với đường kính 6,6 m, dày 0,4 m và nặng 107 tấn. Hệ thống có thể cung cấp 160 MW trong vòng 30 s và hoạt động với độ tin cậy cao, nhất là xét về kết cấu cơ học. Một hệ thống khác, ROTES (ROTary Energy Storage) do Công ty điện lực Okinawa và Toshiba đưa vào hoạt động từ năm 1996 [4]. Hai ví dụ trên cho thấy bánh đà hoạt động với độ tin cậy cao. Điều này được chứng minh bởi số liệu do Beacon Power cung cấp gần đây. Theo đó bánh đà có thể hoạt động 150.000 chu trình sạc/xả với công suất tối đa [5]. Hình sau mô tả một hệ thống bánh đà, và một xe nâng đang chở một bánh đà bằng sợi tổng hợp.



Hình 39: Ảnh bánh đà của Beacon Power [6]. Một bánh đà bằng sợi tổng hợp khác do xe nâng đang vận chuyển phía phải. Mỗi bánh đà có công suất 100 kW. Ảnh chụp tại kho của nhà sản xuất.

Dưới đây là mặt cắt hệ thống bánh đà và cách thức lắp đặt vào hệ thống xung quanh, minh họa trong hình sau.



Hình 40: Mặt cắt bánh đà và mô tả cách lắp đặt từng mô-đun trong hệ thống bánh đà Beacon [6]

### Đầu vào

Đầu vào của bánh đà là điện năng.

### Đầu ra

Đầu ra từ bánh đà là điện năng.

Về nguyên tắc, bánh đà cũng có thể được sạc và xả bằng phương pháp cơ học nhưng trên thực tế, để áp dụng vào lưới điện thì đầu vào và đầu ra sẽ là dòng điện.

### Cân bằng năng lượng

Các bánh đà hiện đại hoạt động trong môi trường chân không để triệt tiêu hoặc triệt tiêu đáng kể lực cản khí động học. Tương tự, các vòng bi cũng là vòng bi từ không tiếp xúc nhằm giảm tối đa thất thoát năng lượng cơ học trong chu trình lưu điện. Công nghệ bánh đà không gây thất thoát nhiều năng lượng trong thời gian dài, nhưng thiết bị điện tử dùng để chuyển dòng điện sơ cấp sang dòng phù hợp với bánh đà và ngược

lại (gồm có bộ chỉnh lưu, đường truyền, biến tần và bộ chuyển đổi) gây thất thoát trong quá trình sử dụng bánh đà. Các khoản thất thoát tự nhiên này liên quan tới quá trình khởi động và sử dụng bánh đà và một mặt nào đó phụ thuộc vào cách thức sử dụng nó. Năm 2018 WattsUp Power công bố kết quả cho biết ngày nay thất thoát năng lượng bánh đà trong chế độ chờ là 5% và hiệu suất khứ hồi là 98% đối với bánh đà.

Tuy nhiên, Beacon Power năm 2009 lại cho kết quả thất thoát năng lượng là 15% đối với một chu trình sạc/xả đo tại trạm biến thế và thất thoát trong quá trình điều tiết tần số điện hình là 6-7% [5].

Tùy theo thiết kế cơ học và nguyên tắc hoạt động, bánh đà có thể bảo toàn toàn bộ khả năng lưu điện theo thời gian. Điều này không phụ thuộc vào cách thức hoạt động của hệ thống và đặc biệt không phụ thuộc vào độ sâu của sạc và xả, một đặc điểm khác biệt so với các hệ thống lưu điện bằng pin.

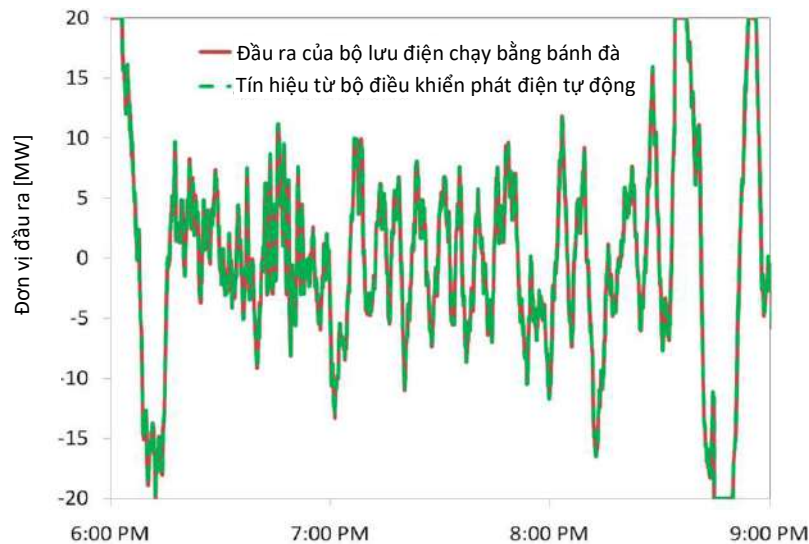
### Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ

Bánh đà có thể thu nhận và sản xuất năng lượng điện-cơ cực kì nhanh. Thời gian phản ứng nhanh gấp khoảng 10 lần so với lưu điện bằng pin, tức là bánh đà có thể phản ứng theo tín hiệu cung cấp gần như tức thì. Tính chất này rất hấp dẫn đối với các dịch vụ phụ trợ mạng lưới điện và làm cho bánh đà rất phù hợp với điều tiết tần số.

Do có thời gian phản ứng nhanh nên bánh đà có thể cung cấp dịch vụ phụ trợ mạng cực kì nhanh, với thời gian xuống tới 3 ms. Bánh đà hoàn toàn có thể cung cấp nguồn dự phòng sơ cấp – và kể cả quán tính tổng hợp – và qua đó duy trì tần số ổn định. Đôi khi bánh đà có ưu điểm vượt trội hơn pin trong một số ứng dụng vì nó có tốc độ điều chỉnh công suất nhanh. Nhờ tốc độ điều chỉnh tăng giảm nhanh và công suất lưu trữ lớn nên bánh đà phù hợp với [2]:

- Điều chỉnh (tốc độ tăng giảm phụ tải)
- Tiết giảm phụ tải đỉnh
- Dịch chuyển thời gian (năng lượng được sản xuất tại một thời điểm và được lưu trữ để sử dụng vào thời điểm khác khi cần thiết)
- Điều tiết biến tần
- Nâng cao chất lượng điện (nhất là điện áp – Các mạng lưới phân phối điện luôn phấn đấu đạt hệ số công suất càng gần 1 càng tốt. Nhờ sử dụng bánh đà các mạng điện có thể điều chỉnh lượng điện chủ động và bị động để đạt hệ số tốt nhất.

Hình sau thể hiện thời gian phản ứng của một hệ thống bánh đà.



Hình 41: Phản ứng của một bánh đà (MW đầu vào/đầu ra) khi nhận được tín hiệu từ bộ điều khiển phát điện tự động, AGC. Có thể thấy rằng (chú ý thang chia giá trị trên biểu đồ) bánh đà phản ứng rất kịp thời các tín hiệu nhận được. Nguồn: Beacon Power.

## Công suất điển hình

### Mật độ lưu trữ

Mật độ lưu trữ năng lượng – tính theo thể tích hoặc khối lượng – đối với bánh đà (khoảng 0,05 kWh/kg) tương đương với các loại pin hiện đại và thấp hơn khoảng 1-2 bậc so với các phương pháp lưu trữ điện hóa học (cũng giống như các chất lưu trữ năng lượng tự nhiên như dầu hoặc khí đốt. Nhưng trái lại, bánh đà lại có mật độ công suất điện cao, khoảng 1 kW/kg [7], theo số liệu của WattsUp Power công bố tháng 2/2018.

### Quy mô nhà máy điện bánh đà

Nhà máy lưu trữ điện sử dụng bánh đà được sản xuất và vận hành theo nhiều quy mô khác nhau, từ quy mô nhiều MW tới quy mô nhỏ (vài kW và kWh) được lắp đặt trong xe hơi và xe buýt. Cho đến gần đây Beacon Power vẫn là nhà sản xuất hàng đầu bánh đà cỡ lớn. Đó là các mô-đun (một bánh đà) cỡ 100 kW và 25 kWh, một tổ máy gồm 10 mô-đun và mỗi nhà máy có thể gồm nhiều tổ máy. Mỗi mô-đun có công suất tối đa 1 MW và 250 kWh. Hình sau mô tả một hệ thống cung cấp dịch vụ điều tiết tần số công suất 20 MW.



Hình 42: Ảnh nhà máy bánh đà hoạt động thương mại tại PJM, Hazle, Pennsylvania. Nhà máy có 200 mô-đun bánh đà chôn dưới đất phía hai cạnh bên container. Nhà máy cung cấp dịch vụ điều tiết tần số công suất 20 MW cho PJM, đi vào hoạt động đầy đủ công suất tháng 7/2014 [6].

### Thời gian lưu trữ điển hình

Có thể chế tạo các bánh đà phục vụ lưu trữ năng lượng từ vài giây đến hàng năm, nhưng thông thường thời gian này chỉ tính bằng ngày. Bánh đà làm thất thoát ít năng lượng và vì vậy được chế tạo tùy theo từng mục đích sử dụng khác nhau. Hiện nay mục đích lưu trữ điện 10 giây thường do UPS (bộ lưu điện) thực hiện phục vụ bệnh viện hoặc các trung tâm máy chủ. Đối với các mục đích ít gặp hơn như tiết giảm phụ tải đỉnh các bánh đà được thiết kế để lưu điện cho vài ngày; trong trường hợp cực đoan như phục vụ thiết bị không gian của NASA bánh đà được thiết kế để lưu điện cho thời gian 3 năm.

### Ưu điểm/nhược điểm

Bánh đà phản ứng nhanh, độ tin cậy cao, hiệu suất cao, sạch sẽ xét về sử dụng tài nguyên và chất thải.

Bảng sau liệt kê một số ưu, nhược điểm.

Bảng 20: Ưu, nhược điểm của lưu trữ năng lượng bằng bánh đà so với các công nghệ lưu trữ năng lượng khác, 2003 [8]. Lưu ý rằng đây là kết quả dựa trên số liệu năm 2003, từ lúc đó đến nay công nghệ có thể đã cải tiến hơn. Ví dụ, WattsUp hiện nay đang sử dụng tốc độ đầu là 875 m/giây.

Ưu điểm	Nhược điểm
Dòng điện và năng lượng hầu như độc lập với nhau	Chế tạo vòng bi có tuổi thọ cao và không làm thất thoát năng lượng rất phức tạp
Tốc độ phản ứng nhanh	Giới hạn ứng suất cơ học và bền môi
Có khả năng tạo năng lượng riêng cao	Giới hạn vật liệu tại tốc độ đầu 700 m/sec

Ưu điểm	Nhược điểm
Tuổi thọ vòng đời và tuổi thọ thời gian cao	Khả năng hỏng hóc cao
Hiệu suất hai chiều tương đối cao	Tổn thất kí sinh và tổn thất nội tại khá cao
Thời gian sạc lại nhanh	Thời gian xả ngắn

Một ví dụ về khả năng hỏng hóc là 2 bánh đà Beacon Power bị vỡ năm 2011. Sự cố được người phát ngôn của Beacon Power mô tả như sau:

*“Bánh đà bị hỏng do sai sót trong sợi carbon dùng để sản xuất bánh đà. Bánh đà bị lỗi mất cân bằng và chạm vào buồng máy làm cho bánh đà hoạt động như một máy mài làm cho sợi carbon nóng chảy ra. Các thiết bị an toàn trong buồng máy phát hiện nhiệt độ cao nên đã xả nước làm lạnh làm cho nước bốc hơi làm tăng áp suất và gây ra vụ nổ” [9].*

### **Yêu cầu không gian**

Đòi hỏi về mặt bằng phụ thuộc vào công suất thiết bị. Hình 42 cho thấy đòi hỏi về mặt bằng. Theo Beacon Power thì thiết bị 20 MW cần 1 acre (khoảng 4.000 m<sup>2</sup>).

### **Môi trường**

Bánh đà không gây hại cho môi trường. Vật liệu và phương pháp chế tạo cũng tạo ra lượng phát thải như khi gia công các vật liệu kim loại và polymer khác.

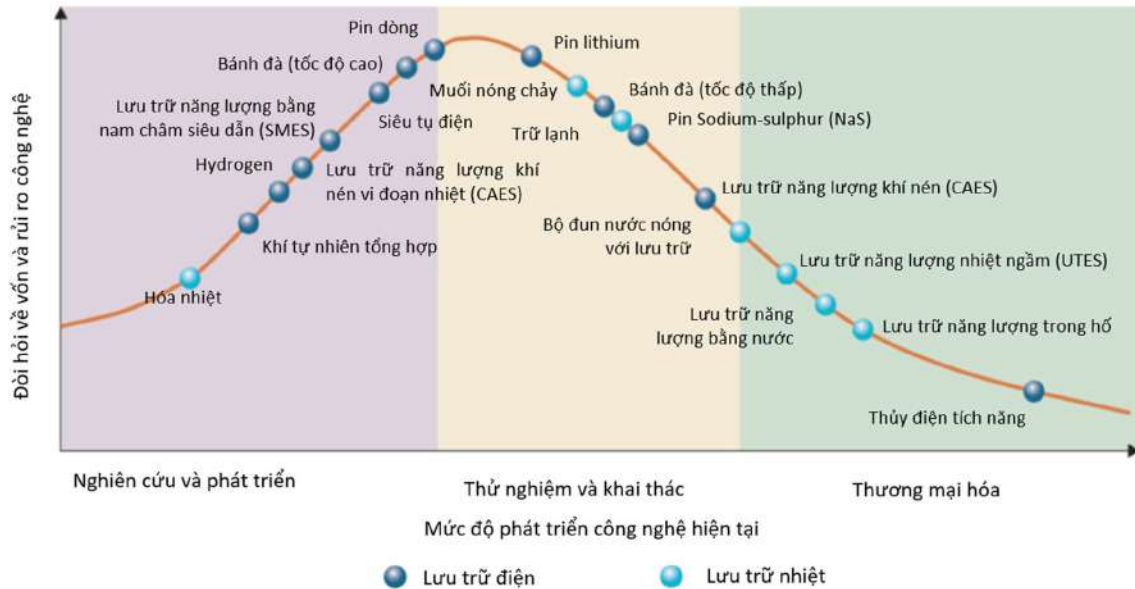
Trong khi vận hành thiết bị không đòi hỏi phải sử dụng nước, hóa chất độc hại hay gây nguy hiểm khác.

Bánh đà, khi phục vụ lưới điện, sẽ giúp giảm phát thải CO<sub>2</sub> tương đương với mức độ nó giúp cải thiện khả năng sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo biến động.

### **Nghiên cứu và phát triển**

Năm 2013 Hiệp hội Lưu Điện Châu Âu (EASE) liệt kê những lĩnh vực cần tiếp tục nghiên cứu về bánh đà như sau [10]:

1. Đĩa bánh đà: Nghiên cứu tìm ra vật liệu tốt hơn cho bánh đà sợi tổng hợp (mật độ cao) nhằm giảm tổng chi phí.
2. Máy điện: Cần chế tạo máy điện công suất cao lắp đặt trong các thiết bị này, và tuy nam châm vĩnh cửu là lựa chọn tốt nhất nhưng giá thành quá cao nên phải chuyển hướng tìm kiếm các loại máy khác sử dụng ít nam châm hơn.
3. Vòng bi: Hiện đang nghiên cứu các hệ thống điều khiển nhằm tăng cường mức độ phản ứng của vòng bi và các bộ truyền động hiệu suất hơn được sử dụng nhằm nâng công suất toàn hệ thống.
4. Mạch điện tử: Nâng cao giá trị gia tăng mạch điện tử nhằm đảm bảo hệ thống hoạt động mạnh, đáng tin cậy.
5. Điều khiển số và trao đổi tín hiệu: Cải thiện trao đổi tín hiệu giúp kiểm soát hệ thống tốt hơn, phân tích được nhiều thông số hơn và có thể phân tích toàn bộ thiết bị từ bất cứ địa điểm nào thông qua tích hợp với một số hệ thống phụ khác.
6. Hộp hoặc khung an toàn: Hiểu rõ hơn và thu thập nhiều kinh nghiệm về nguyên mẫu sẽ giúp giảm chi phí về an toàn.
7. Nghiên cứu nhà máy trình diễn nhằm đánh giá xem công nghệ bánh đà phù hợp với loại ứng dụng nào.



Hình 43: Thứ bậc các công nghệ lưu trữ điện năng dựa trên mức độ chín muồi [11]. Số liệu công bố năm 2013. Kể từ đó công nghệ bánh đà đã được lên nhóm trên.

Hình trên thể hiện mức độ chín muồi của bánh đà so với các công nghệ lưu trữ khác do Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đưa ra. Thứ hạng được công bố năm 2013. Từ đó đến nay bánh đà đã phát triển chín muồi hơn và vì vậy đã được đưa vào sử dụng thương mại. Một ví dụ đó là Amber Kinetics đã lắp đặt một số bánh đà trên thế giới với số giờ vận hành trên 1.000.000 giờ. Tại California, Amber Kinetics được chọn để lắp đặt hệ thống lưu trữ năng lượng bằng bánh đà trong thời gian dài nhằm cung cấp giải pháp giảm phụ tải đỉnh và hỗ trợ cân bằng lưới điện. Tại Đài Loan, Amber Kinetics đã cung cấp hệ thống lưu trữ năng lượng bánh đà thứ 4, bắt đầu vận hành từ tháng 2/2019 [24]. Tại Hà Lan, S4 Energy và ABB đã lắp đặt một cơ sở lưu trữ kết hợp pin và bánh đà nhằm hỗ trợ duy trì ổn định lưới điện quốc gia. Cơ sở này bao gồm một hệ thống pin 10 MW và một hệ thống bánh đà 3 MW, đều kết nối với một trang trại điện gió lân cận [25].

Bánh đà có độ chín muồi công nghệ thấp hơn một chút so với các loại pin, ngoài ra chi phí có lẽ còn quá cao làm cho nó không cạnh tranh trên thị trường và còn tùy thuộc vào từng loại ứng dụng [12]. Tuy nhiên, như mô tả trong tài liệu này, bánh đà đang dần bắt kịp và nhanh chóng chiếm lĩnh thị phần, mặc dù pin vẫn thống lĩnh trong nhiều ứng dụng lưu điện. Trong một vài ứng dụng, ví dụ ổn định lưới điện đường sắt hay nạp pin lớn, bánh đà thường được ưa chuộng hơn.

### Ví dụ về những dự án hiện có

Amber Kinetics đã thiết kế, xây dựng và thử nghiệm một hệ thống bánh đà nguyên mẫu quy mô nhỏ 5 kWh và sau đó lắp đặt và thử nghiệm một hệ thống thương mại đầy đủ công suất 6,25 kW/25 kWh năm 2015 tại California [15]. Mục tiêu nghiên cứu là đánh giá giá trị hệ thống lưu điện bằng bánh đà trong lưới điện, trong đó có xét đến các dịch vụ phụ trợ và dịch chuyển tải nhằm ổn định mạng điện. Nghiên cứu đã đưa ra kết luận rằng hệ thống bánh đà đề xuất là *giải pháp tiết kiệm chi phí trong ổn định lưới điện* [15,16].

Beacon Power cũng thiết kế và xây dựng một hệ thống bánh đà với quy mô lớn 20 MW tại Pennsylvania (Hình 44); hệ thống đi vào hoạt động năm 2013 với công suất 4 MW và sau đó đạt quy mô thương mại năm 2014. Dự án đã nghiên cứu các ứng dụng bánh đà trong điều kiện đòi hỏi phản ứng nhanh trên thị trường điện trong vùng. Hệ thống FESS đã có thể sạc và xả đầy đủ công suất định mức và có thể hoạt động 98% quanh năm [16,17].

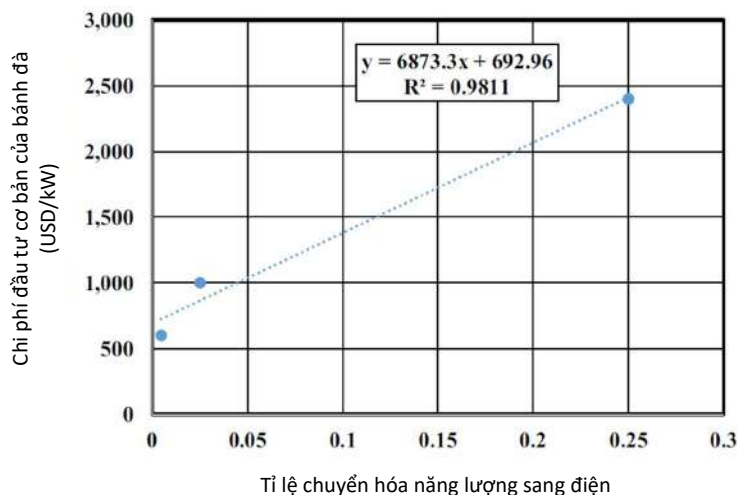


Hình 44: Nhà máy 20 MW của Beacon Power tại xã Hazle, Pennsylvania – Năm 2013

### Ước tính số liệu

Một vài tài liệu nghiên cứu cho biết một số thông tin kinh tế-kỹ thuật của công nghệ bánh đà và so sánh công nghệ này với công nghệ thủy điện tích năng, CAES và công nghệ pin điện hóa [18,19]. Kết quả nghiên cứu của Nikolaidis và Poulikkas cho thấy chi phí đầu tư cơ bản sản xuất điện bánh đà thấp hơn so với công nghệ thủy điện tích năng và CAES [18]. Theo Rahman và các tác giả chi phí đầu tư cơ bản bánh đà phụ thuộc nhiều vào loại rô-tô do loại vật liệu chế tạo rô-tô có tác động lớn lên chi phí đầu tư cuối cùng [13]. Vì vậy, các tác giả đã xây dựng hàm chi phí các bộ phận trong bánh đà và đưa ra ước tính chi phí cho cả hai loại bánh đà sử dụng rô-tô bằng thép và rô-tô bằng vật liệu tổng hợp [13].

Mongird và các tác giả đã nghiên cứu chi phí đầu tư cơ bản bánh đà do Bộ Năng lượng Hoa Kỳ đặt hàng; họ đã thu thập số liệu từ tài liệu và từ các nhà sản xuất [14]. Họ đã xây dựng mối tương quan giữa USD/kW và tỉ lệ năng lượng chuyển hóa thành điện trong khoảng thời gian mà thiết bị lưu trữ có thể sản xuất đầu ra, minh họa trong Hình 45. Ngoài ra, các tác giả cũng cho rằng chi phí đầu tư bánh đà năm 2025 cũng được giả định là bằng năm 2018 vì công nghệ này đã chín muồi [14].



Hình 45. Chi phí đầu tư cơ bản trong tương quan với tỉ lệ chuyển hóa năng lượng sang điện trong hệ thống bánh đà [14].

Vòng đời điển hình của bánh đà là từ 15 đến 20 năm [13]. Theo Mongird và các tác giả khác, chỉ có vài nguồn tham khảo cung cấp thông tin về các chi phí vận hành và bảo dưỡng của bánh đà. Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định có thể dao động từ 5,56 USD/kW-năm đến 5,8 USD/kW-năm, và chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi ở mức khoảng 0,3 USD/MWh [22,23].

Ước tính chi phí đầu tư cho Việt Nam được tính cho năm 2020, có xem xét các tài liệu tham khảo [13, 14, 16]. Số liệu trong Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch không được xem xét do nguồn tham khảo khá cũ (số liệu trước năm 2015) và do đó không phải là số liệu mới nhất. Tuy nhiên, dự báo đến năm 2030 và 2050 được tính toán có xem xét đường cong học tập trong Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch.

Cẩm nang công nghệ Việt Nam năm 2026 cập nhật đã cập nhật lại toàn bộ các dự báo chi phí theo quy đổi USD năm 2025.

Chi phí đầu tư [triệu USD/MW]	Đặc điểm	2018	2020	2025	2030	2050
Cẩm nang Công nghệ Việt Nam 2026				21,8	20,4	19,7
Cẩm nang Công nghệ Việt Nam 2023			17,5		16,4	15,8
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch	1 MW		17,4		16,3	15,7
Tài liệu [13]	20 MW – rô-to vật liệu tổng hợp		11,1			
Tài liệu [13]	20 MW – rô-to thép		7,9			
Bộ Năng lượng Hoa Kỳ 2019 [14]	20 MW – 0,25 h	29,3				
NREL 2021 [16]			10,7-28,5			

## Tài liệu tham khảo

Nội dung chương này chủ yếu dựa trên Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “Cẩm nang số liệu công nghệ về Lưu trữ Năng lượng”.

- [1] "<http://www.elp.com/articles/2016/01/amber-kinetics-signs-flywheel-energy-storage-contract-with-pg-e.html>," 2016. [Truy cập tháng 3/2017].
- [2] e. a. I. Gyuk, "Lưu trữ năng lượng lưới điện," Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2013.
- [3] S.-i. Inage, "Các vấn đề lưu điện trong mạng điện khử carbon, Loạt tài liệu công tác của IEA," OECD/IEA, 2009.
- [4] Toshiba, "Đổi mới sáng tạo hàng đầu của Toshiba,". [Truy cập tháng 3/2017].
- [5] Beacon Power, "Tờ thông tin. Điều tiết biến tần và bánh đà", 2010. Truy cập tháng 3/2017. Tại [https://web.archive.org/web/20100331042630/http://www.beaconpower.com/files/Flywheel\\_FR-Fact-Sheet.pdf](https://web.archive.org/web/20100331042630/http://www.beaconpower.com/files/Flywheel_FR-Fact-Sheet.pdf).
- [6] Beacon Power, "<http://beaconpower.com>", [Truy cập tháng 3/2017].
- [7] B. Z. a. S. Syri, "Hệ thống lưu trữ năng lượng điện: Phân tích so sánh chi phí vòng đời," Tạp chí năng lượng tái tạo và bền vững, vol. 42, tr. 569-596, 2015.
- [8] I. P. ., E. S. Gyuk, "EPRI-DOE Sổ tay lưu trữ năng lượng điện dành cho các ứng dụng truyền tải và phân phối 1001834," Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, Washington, 2003.
- [9] Times Union, "timesunion,". 2011. [Truy cập tháng 3/2017].
- [10] EASE và EERA, "Đề xuất hỗn hợp EASE/EERA về lộ trình phát triển công nghệ lưu trữ năng lượng tới năm 2030," Brussels, 2013.
- [11] Cơ quan Năng lượng Quốc tế, "Lộ trình công nghệ, lưu trữ năng lượng", Paris, 2013.
- [12] N. K. Kohli, "Điện dự phòng ngắn hạn nhờ hệ thống lưu điện bánh đà" tại <https://www.slideshare.net/Drnavinkumarkohli/ppt-fly-wheel-navin-kohli> (Truy cập tháng 3/2017), 2012.
- [13] Md M. Rahaman và các tác giả, "Xây dựng một mô hình kinh tế-kỹ thuật nhằm đánh giá chi phí hệ thống bánh đà trong ứng dụng tinh quy mô cấp nhà máy", Công nghệ năng lượng bền vững và đánh giá, Tập 47, 2021.
- [14] K. Mongird và các tác giả, "Báo cáo về Công nghệ lưu trữ năng lượng và chi phí", HydrogenWIREs Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2019.
- [15] Amber Kinetics, Inc, "Báo cáo kỹ thuật (cuối cùng) Chương trình trình diễn mạng điện thông minh." Technical DE-OE0000232. Trình diễn lưu trữ năng lượng bánh đà. [https://www.smartgrid.gov/project/amber\\_kinetics\\_inc\\_flywheel\\_energy\\_storage\\_demonstration.html](https://www.smartgrid.gov/project/amber_kinetics_inc_flywheel_energy_storage_demonstration.html), 2015.
- [16] NREL, "USAID Lót công nghệ lưu trữ năng lượng quy mô lưới", 7/2021.
- [17] Hazle Spindle, LLC "Trạm điều tiết biến tần bánh đà Beacon Power 20 MW", Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2013.
- [18] Nikolaidis P, Poullikkas A. Chi phí công nghệ lưu trữ năng lượng trong vận hành hệ thống điện. Đánh giá công nghệ điện bền vững 2018; 25:43–59.
- [19] Schmidt O, Melchior S, Hawkes A, Staffell I. Dự báo chi phí công nghệ lưu trữ năng lượng cân bằng. Joule. 2019;3(1):81–100.
- [20] Aquino T, M Roling, C Baker, và L Rowland, Đánh giá công nghệ lưu trữ năng lượng bằng pin. 29/11/2017. Do HDR/Omaha chuẩn bị cho Cơ quan quản lý điện năng Sông Platte, Nebraska, 2017.
- [21] Helix Power, "Phanh tái tạo năng lượng sử dụng bánh đà." Hội nghị công nghệ lưu trữ năng lượng NY-BEST, Syracuse, New York. Ngày 20/10/2016.
- [22] Manuel W, "Nghiên cứu về lưu trữ năng lượng 2014." Báo cáo Ủy ban Năng lượng California, Turlock Irrigation District. Ngày 17/9/2014. California.
- [23] Aquino T, C Zuelch, và C Koss. 2017b. Đánh giá Công nghệ Lưu trữ năng lượng. Báo cáo HDR số 10060535-0ZP-C1001, Ngày 6/11/2017.
- [24] <https://amberkinetics.com/installations/> - Truy cập ngày 17/4/2023.
- [25] <https://www.pv-magazine.com/2022/10/04/abb-to-stabilize-dutch-grid-with-9-mwh-battery-flywheel-storage-facility/> - Truy cập ngày 17/4/2023.

## Bảng số liệu

Các trang dưới đây cung cấp số liệu về công nghệ. Chi phí được thể hiện bằng USD năm 2025. Yếu tố *không chắc chắn* ở đây là các thông số cụ thể và không có quan hệ tuyến tính, tức là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn không có nghĩa là có giá thấp hơn và ngược lại.

Bánh đà										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TLTK
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu Năng lượng/Kỹ thuật</b>										
Công suất lưu trữ năng lượng của một tổ máy	MWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,15	A, B	
Công suất đầu ra lượng của một tổ máy*	MW	1	1	1	1	1	1	1,5	A, B	
Công suất đầu vào lượng của một tổ máy*	MW	1	1	1	1	1	1	1,5	A, B	
Hiệu suất khử hồi	%	98	98	98	98	99	98	99	A, B	
- Hiệu suất sạc	%	99	99	99	99	99,5	99	99,5	A, B	
- Hiệu suất xả	%	99	99	99	99	99,5	99	99,5	A, B	
Thất thoát năng lượng trong quá trình lưu trữ	%/ngày	3	1	1	2	5	0,5	1,5	A, C	
Tiêu thụ điện phụ trợ	% đầu ra									
Ngừng máy cưỡng bức	%									
Ngừng máy theo kế hoạch	tuần/năm									
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	20	25	25	20	25	20	25	A, D	
Thời gian xây dựng	năm	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	A, B	
<b>Khả năng điều tiết</b>										
Thời gian phản ứng từ trạng thái nghỉ tới xả toàn bộ công suất định mức	giây	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	A, B	
Thời gian phản ứng từ sạc đầy công suất định mức tới xả toàn bộ công suất định mức	giây	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	A, B	
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>										
Đầu tư danh định	triệu USD	21,8	20,4	19,7					A	1,2,3
- Hàng mục năng lượng	%	98,5	98,5	98,5					A, B	
- Hàng mục công suất	%	1,5	1,5	1,5					A, B	
Chi phí vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MW/năm	7,1	7,1	7,1						3
Chi phí vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0,4	0,4	0,4						3
<b>Số liệu riêng của công nghệ</b>										
Năng lượng riêng	Wh/kg	350	350	350	300	400	350	400	A,B	
Năng lượng riêng	Wh/l	1500	1500	1500	1300	2000	1300	2000	A,B	
Vòng đời	Chu kỳ	350.000	350.000	350.000					B	
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0						

### Ghi chú

- A Giá trị ban đầu lấy từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch, hiệu chỉnh theo ghi chú (nếu có ghi trong cột).  
 B Số liệu của WattsUp Power tháng 2/2018.  
 C Thất thoát hàng ngày, theo WattsUp Power. Lượng thất thoát dự kiến năm 2050 phù hợp với kết quả hiện nay của NASA.  
 D +25 năm về cơ khí, 15 năm về điện tử, theo WattsUp Power tháng 3/2017.

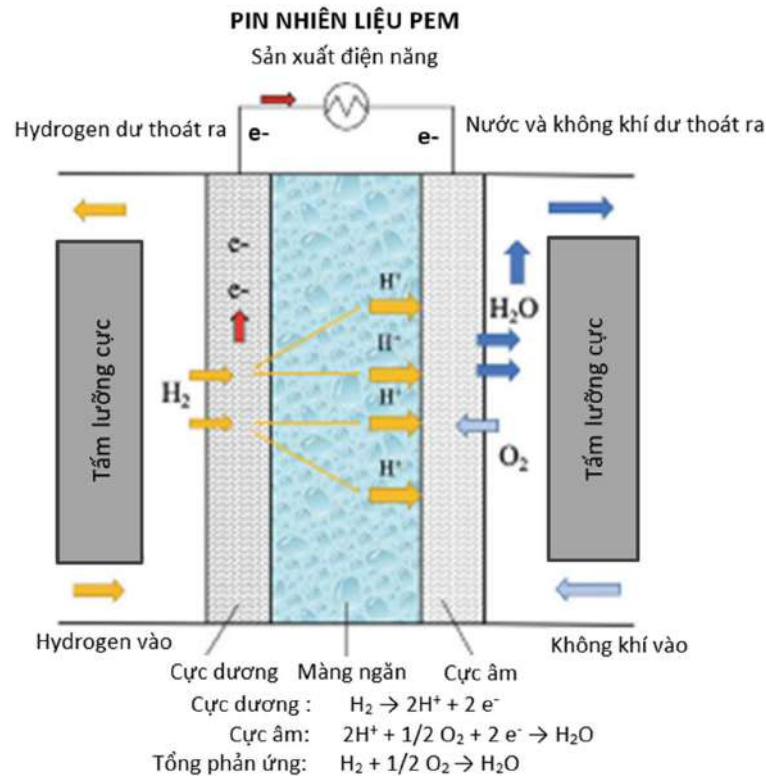
### Tài liệu tham khảo

- 1 S. o. A. E. I. SAE, "https://global.ihs.com/doc\_detail.cfm?rid=GS&&item\_s\_key=00138611," IHS Markit, 2013.
- 2 Lưu trữ năng lượng điện, Ủy ban Kỹ thuật Điện Quốc tế (IEC), Geneva, Thụy Sĩ, 2011.
- 3 W. Torell, Phân tích dấu chân carbon vòng đời của pin so với bánh đà, Tài liệu trắng 209, Schneider Electric, 2015.
- 4 Chi phí lưu trữ điện quy dẫn của Lazard – Phiên bản 2.0, Lazard, 2016.

## 7. PIN NHIÊN LIỆU

### Mô tả công nghệ

Pin nhiên liệu là các thiết bị phát điện chuyển đổi năng lượng hóa học thành năng lượng điện thông qua quá trình điện hóa. Pin nhiên liệu hydrogen chuyển đổi hydrogen thành điện năng, với sản phẩm phụ duy nhất là hơi nước và nhiệt. Tương tự như pin điện, pin nhiên liệu có điện cực âm (anot) và điện cực dương (catot) được ngăn cách bởi một chất điện phân. Tuy nhiên, khác với pin điện, pin nhiên liệu cần được cung cấp nhiên liệu để tạo ra điện năng, ở đây là hydrogen. Nhiên liệu được cung cấp vào anot, trong khi chất oxy hóa (thường là oxy hoặc không khí) được cung cấp vào catot. Phản ứng hóa học tại anot tách các phân tử hydrogen thành proton và electron, sau đó chúng di chuyển theo các con đường khác nhau đến catot. Các proton di chuyển qua chất điện phân tới catot, trong khi các electron đi qua mạch ngoài, tạo ra dòng điện. Tại catot, các proton, electron và oxy kết hợp với nhau, tạo thành nước và nhiệt [13].



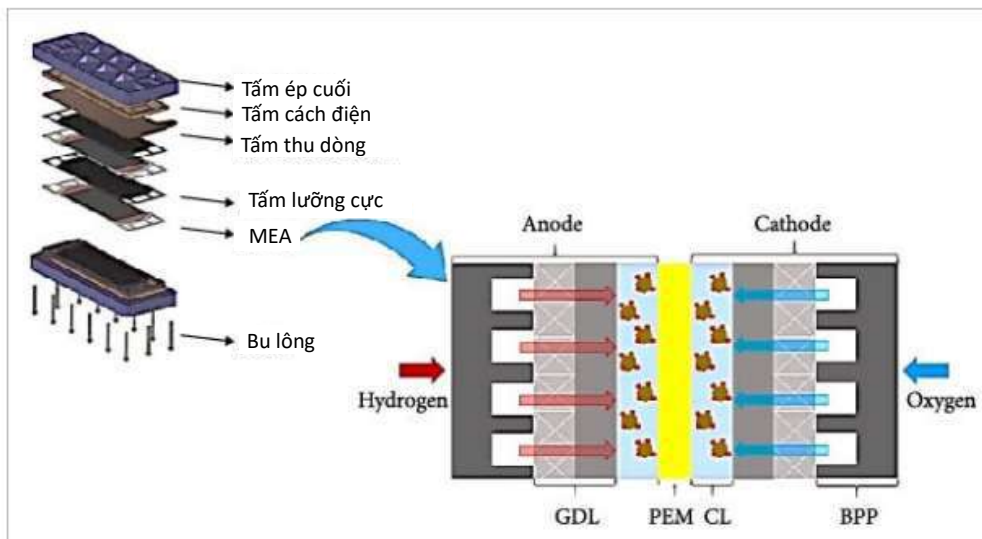
Hình 46: Sơ đồ nguyên lý của pin nhiên liệu màng trao đổi proton [2]

Pin nhiên liệu được phân loại thành các loại gồm: pin nhiên liệu màng trao đổi proton (PEMFC), pin nhiên liệu methanol trực tiếp (DMFC), pin nhiên liệu oxit rắn (SOFC), pin nhiên liệu axit photphoric (PAFC), pin nhiên liệu kiềm (AFC), pin nhiên liệu cacbonat nóng chảy (MCFC) và các loại khác. Trong đó, hai loại pin nhiên liệu phổ biến nhất là pin nhiên liệu màng trao đổi proton (PEMFC) và pin nhiên liệu oxit rắn (SOFC).

PEMFC đã được ứng dụng trong các phương tiện sử dụng pin nhiên liệu hydrogen nhờ mật độ công suất cao và nhiệt độ vận hành thấp hơn so với các công nghệ pin nhiên liệu khác. Do được sử dụng trong lĩnh vực giao thông vận tải, PEMFC đã nhận được sự quan tâm nghiên cứu và phát triển lớn hơn đáng kể so với các công nghệ pin nhiên liệu khác. Ngược lại, SOFC vận hành ở nhiệt độ cao hơn, có mật độ công suất thấp hơn nhưng hiệu suất điện cao hơn. Đặc tính vận hành ở nhiệt độ cao khiến SOFC không phù hợp cho các ứng dụng giao thông vận tải; tuy nhiên, đối với phát điện cố định, những đặc điểm này không phải là một hạn chế.

## Các thành phần của pin nhiên liệu màng trao đổi proton (PEMFC)

Hệ thống pin nhiên liệu, đặc biệt là pin nhiên liệu màng trao đổi proton (PEMFC), bao gồm nhiều thành phần chính hoạt động hỗ trợ lẫn nhau để chuyển đổi năng lượng hóa học thành năng lượng điện. Trung tâm của hệ thống là khối điện cực màng (Membrane Electrode Assembly – MEA), gồm màng điện phân polymer, lớp xúc tác và lớp khuếch tán khí, nơi diễn ra các phản ứng điện hóa, đồng thời hỗ trợ quá trình vận chuyển proton và phân phối chất phản ứng. Các tấm lưỡng cực được bố trí giữa các tế bào riêng lẻ để thu dòng điện, phân phối hydrogen và oxy đến MEA, đồng thời hỗ trợ quản lý nhiệt và nước trong quá trình vận hành. Gioăng kín, tấm cách điện và tấm đầu đảm bảo độ kín khí, cách điện và tính toàn vẹn cấu trúc cho toàn bộ khối pin. Ngoài ra, hệ thống cấp khí và các ống dẫn làm mát điều chỉnh lưu lượng chất phản ứng và loại bỏ nhiệt thừa sinh ra trong quá trình điện hóa. Cuối cùng, các bộ thu dòng và đầu nối điện cho phép truyền tải điện hiệu quả và ổn định từ khối pin nhiên liệu ra tải bên ngoài hoặc hệ thống lưu trữ năng lượng.



Hình 47: Các thành phần của khối pin nhiên liệu

Pin nhiên liệu màng trao đổi proton (PEMFCs) là một lựa chọn nổi bật trong số các loại pin nhiên liệu nhờ vào thiết kế đơn giản, trọng lượng nhẹ, hiệu suất cao, mật độ công suất theo khối lượng lớn, không sinh chất thải, nhiệt độ và áp suất vận hành thấp [44], độ chín công nghệ tốt hơn và chi phí thấp hơn. Đối với công suất >100 W, hiệu suất điện hình của PEMFC dao động từ 40% đến 60% [16] và chủ yếu bị ảnh hưởng bởi kích thước. Loại pin này được sử dụng rộng rãi trong nhiều ứng dụng, từ xe điện (EVs) đến nguồn điện di động và hệ thống dự phòng, nhờ vào hiệu suất cao, kích thước nhỏ gọn và khả năng khởi động nhanh. PEMFCs nhẹ và linh hoạt, làm cho chúng rất phù hợp cho giao thông vận tải và các ứng dụng di động [14].

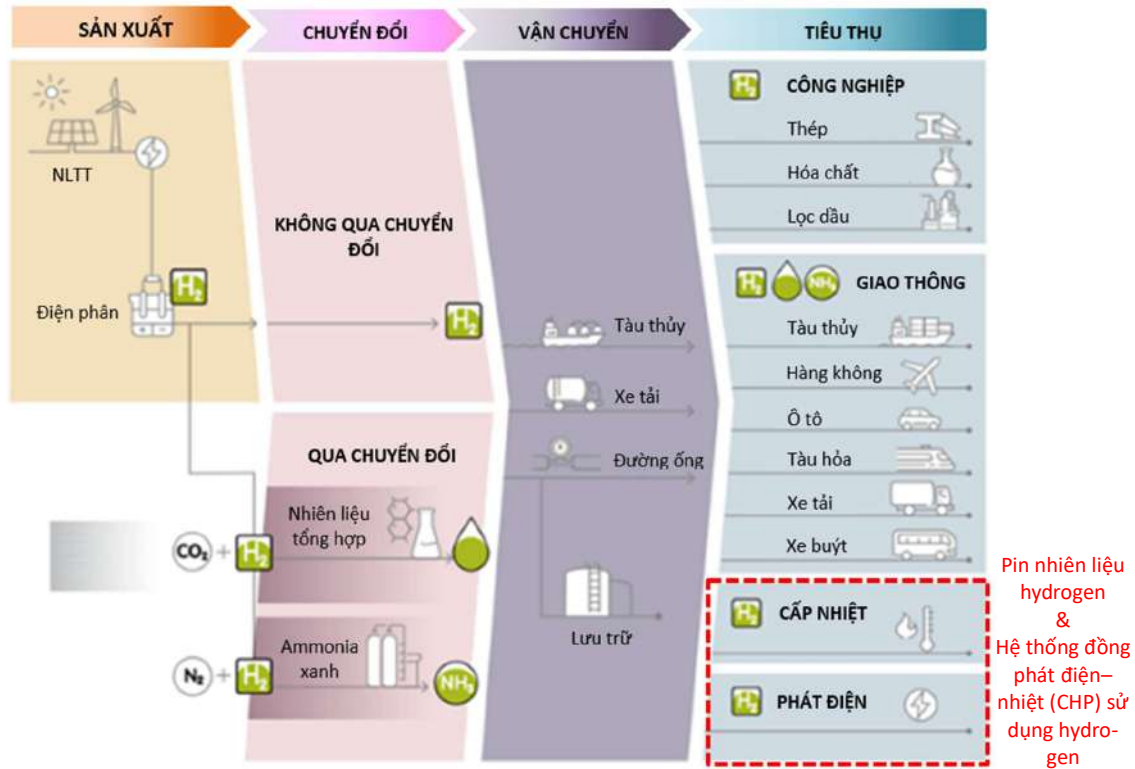
### Hydrogen trong hệ thống năng lượng

Ngày càng nhiều chuyên gia kỳ vọng rằng hydrogen sẽ đóng vai trò quan trọng trong các hệ thống năng lượng khử carbon. Nguyên nhân là do hydrogen có thể được sử dụng để hỗ trợ khử carbon cho các lĩnh vực khó giảm phát thải của nền kinh tế toàn cầu, như vận tải biển, hàng không và ngành thép. Tuy nhiên, điều này chỉ đúng nếu hydrogen được sản xuất từ năng lượng tái tạo (hydrogen xanh) thông qua quá trình điện phân, hoặc từ năng lượng hạt nhân (hydrogen hồng) cũng thông qua điện phân, bởi nếu không thì hydrogen sẽ không được coi là không phát thải.

Hydrogen có thể được chuyển đổi ngược lại thành điện năng khi cần thiết, điều này khiến hydrogen trở thành một lựa chọn tiềm năng cho lưu trữ năng lượng dài hạn, do có thể lưu trữ hydrogen trong thời gian dài mà không bị tổn thất (không giống như pin điện, vốn bị suy giảm điện tích theo thời gian).

Pin nhiên liệu có thể được sử dụng để chuyển đổi hydrogen trở lại thành điện năng (và có thể cả nhiệt). Một lựa chọn khác là đốt trực tiếp hydrogen trong các nhà máy đồng phát điện–nhiệt (CHP) sẵn sàng cho hydrogen, tuy nhiên quá trình này tạo ra phát thải NO<sub>x</sub> và do đó kém thân thiện với môi trường hơn. Hiện nay, pin nhiên liệu chuyển đổi hydrogen thành điện năng hiệu quả hơn nhiều so với việc chỉ đốt hydrogen

trong các nhà máy điện khí được chuyển đổi. Tuy nhiên, nếu hydrogen được đốt trong nhà máy CHP chu trình hỗn hợp, hiệu suất của quá trình đốt hydrogen có thể tương đương với hiệu suất của công nghệ pin nhiên liệu hiện nay.



Hình 48: Tổng quan về vai trò tiềm năng của hydrogen trong hệ thống năng lượng. Khung màu đỏ và phần chú thích được bổ sung nhằm làm rõ phần nào của hệ thống hydrogen đang được thảo luận trong mục này. Nguồn hình gốc: IRENA.

### Ứng dụng

Nhiều nghiên cứu và kinh nghiệm thực tế cho thấy pin nhiên liệu ngày càng được nghiên cứu và phát triển như một nguồn năng lượng xanh và bền vững, có khả năng thay thế các loại nhiên liệu hóa thạch khác nhau [13][14]. Một số ứng dụng nổi bật nhất của pin nhiên liệu bao gồm:

- **Giao thông đường bộ:** Pin nhiên liệu chủ yếu được ứng dụng trong xe điện pin nhiên liệu (FCEVs) và các hệ thống hybrid pin – pin nhiên liệu, giúp cải thiện hiệu quả vận hành và quản lý năng lượng. Phân tích từ nguồn nhiên liệu đến bánh xe (well-to-wheel) cho thấy tiềm năng giảm phát thải từ 55,5–62,5% trong giai đoạn 2030–2040 so với mức năm 2030, đặc biệt khi kết hợp với nguồn hydrogen phát thải thấp [17].
- **Hàng không và phương tiện bay không người lái (UAVs):** Trong ngành hàng không, pin nhiên liệu đang được nghiên cứu cho máy bay nhỏ, UAV và hệ thống năng lượng phụ trợ, nhờ khả năng duy trì hiệu suất ở quy mô nhỏ và mật độ năng lượng cao hơn pin thông thường. Kết quả thử nghiệm cho thấy UAV sử dụng PEMFC có thể bay liên tục từ vài giờ đến hơn 48 giờ, vượt trội đáng kể so với các cấu hình chỉ dùng pin.
- **Phát điện cố định và hệ thống điện – nhiệt (CHP):** Pin nhiên liệu được triển khai cho máy phát điện cố định và ứng dụng điện – nhiệt kết hợp (CHP) với quy mô từ vài trăm kW đến MW. Ví dụ điển hình là hệ thống 500 kW thay thế máy phát diesel tại bệnh viện, với thời gian hoàn vốn khoảng 10 năm. Các ứng dụng này đặc biệt phù hợp với nguồn điện dự phòng, lưới điện vi mô và khu vực yêu cầu độ tin cậy cao.

- **Nguồn điện dự phòng cho cơ sở hạ tầng quan trọng:** Trong trung tâm dữ liệu và hệ thống điện phân tán, pin nhiên liệu được xem là thay thế cho máy phát diesel, với thời gian hoàn vốn ước tính 13,1–13,4 năm theo kịch bản chi phí tiêu chuẩn. Tính khả thi kinh tế của các ứng dụng này phụ thuộc mạnh vào giá hydrogen và vốn đầu tư cho hệ thống pin nhiên liệu.
- **Ứng dụng di động và thiết bị quy mô nhỏ:** Pin nhiên liệu quy mô nhỏ đang được nghiên cứu làm nguồn điện cho thiết bị tự động hóa và thiết bị di động, đặc biệt tại các khu vực có lưới điện không ổn định. Nhờ mật độ năng lượng cao và khả năng cung cấp điện liên tục, pin nhiên liệu có tiềm năng thay thế pin truyền thống trong hệ thống điều khiển và ứng dụng điện khẩn cấp.

### Đầu vào

Khí hydrogen.

### Đầu ra

Điện năng, Nhiệt, Nước.

### Cân bằng năng lượng

Pin nhiên liệu chuyển đổi trực tiếp năng lượng hóa học của hydrogen thành điện năng, do đó đạt hiệu suất điện tương đối cao so với các công nghệ dựa trên quá trình đốt. Hiệu suất điện của pin nhiên liệu cố định thường nằm trong khoảng 45–60% và có thể vượt quá 80% khi nhiệt thải được thu hồi trong các ứng dụng đồng phát điện–nhiệt (CHP) [2] [3]. Hiệu suất chuyển đổi cao ngay tại điểm sử dụng này là một trong những ưu điểm then chốt của công nghệ pin nhiên liệu.

Tuy nhiên, khi xem xét pin nhiên liệu như một phần của chuỗi điện – hydrogen – điện, hiệu suất vòng khép kín tổng thể lại thấp hơn đáng kể. Tổn thất phát sinh trong quá trình chuyển đổi điện năng sang hydrogen (ví dụ thông qua điện phân), nén hoặc lưu trữ hydrogen, và chuyển đổi ngược lại thành điện trong pin nhiên liệu. Các đánh giá ở cấp độ hệ thống cho thấy hiệu suất vòng khép kín của các chuỗi này thường thấp hơn nhiều so với 40%, và phổ biến ở mức khoảng 25–35%, làm giảm sức hấp dẫn của chúng đối với lưu trữ điện năng quy mô lớn so với một số công nghệ thay thế khác [3][9]. Hiệu suất vòng khép kín tương đối thấp này thường được coi là một yếu tố then chốt hạn chế việc triển khai pin nhiên liệu hydrogen cho lưu trữ năng lượng quy mô lưới điện, mặc dù công nghệ này có ưu điểm về tính linh hoạt và khả năng lưu trữ dài hạn.

### Ưu điểm/nhược điểm

Pin nhiên liệu mang lại nhiều ưu điểm so với các phương pháp phát điện truyền thống, bao gồm hiệu suất nhiệt động cao, mật độ công suất lớn, kích thước gọn nhẹ, phát thải thấp tại điểm sử dụng, độ ồn thấp và chất lượng điện năng đầu ra cao. Pin nhiên liệu có tính mô-đun và vận duy trì hiệu suất tốt ngay cả ở quy mô nhỏ, do đó đặc biệt phù hợp cho các ứng dụng hàng không vũ trụ, nguồn điện dự phòng và phát điện phân tán, góp phần giảm tổn thất truyền tải và phân phối điện. Trong lĩnh vực giao thông vận tải, pin nhiên liệu hydrogen còn có lợi thế về thời gian tiếp nhiên liệu nhanh hơn so với các hệ thống xe điện dùng pin, đồng thời có thể cung cấp tầm hoạt động dài khi hạ tầng hydrogen sẵn có.

Tuy nhiên, hiện nay vẫn tồn tại nhiều nhược điểm và thách thức quan trọng hạn chế việc ứng dụng rộng rãi pin nhiên liệu [11][12], bao gồm:

- **Chi phí cao:** Hệ thống pin nhiên liệu vẫn có chi phí lớn do sử dụng các chất xúc tác kim loại quý (ví dụ như bạch kim), vật liệu chuyên dụng và quy mô sản xuất còn hạn chế, làm tăng chi phí cả cụm pin và toàn hệ thống so với nhiều công nghệ truyền thống.
- **Lưu trữ và hạ tầng hydrogen:** Hydrogen có mật độ năng lượng theo thể tích thấp và cần được lưu trữ ở áp suất cao hoặc điều kiện nhiệt độ rất thấp, làm gia tăng độ phức tạp và chi phí. Bên cạnh đó, hạ tầng sản xuất, lưu trữ và tiếp nhiên liệu hydrogen quy mô lớn hiện còn hạn chế ở nhiều khu vực, gây cản trở sự phát triển thị trường, đặc biệt đối với các ứng dụng giao thông vận tải.
- **Phát thải trong quá trình sản xuất hydrogen:** Mặc dù pin nhiên liệu không phát thải chất ô nhiễm tại điểm sử dụng, phần lớn hydrogen hiện nay vẫn được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch mà không đi kèm thu giữ carbon, làm giảm lợi ích môi trường xét trên toàn vòng đời của công nghệ nếu các con đường sản xuất hydrogen ít carbon không được triển khai rộng rãi.

- **Độ bền và độ tin cậy:** Các bộ phận của pin nhiên liệu có thể bị suy giảm theo thời gian, đặc biệt khi tiếp xúc với tạp chất trong hydrogen hoặc vận hành dưới điều kiện tải biến thiên, dẫn đến giảm tuổi thọ và tăng nhu cầu bảo trì so với một số công nghệ thay thế.
- **Độ phức tạp và yêu cầu an toàn:** Việc xử lý, lưu trữ và vận chuyển hydrogen đòi hỏi các biện pháp an toàn nghiêm ngặt do hydrogen có tính dễ cháy cao và khả năng khuếch tán nhanh, kéo theo các yêu cầu bổ sung về thiết kế và khung pháp lý.

### **Yêu cầu không gian**

Hệ thống pin nhiên liệu có thể đạt diện tích lắp đặt tương đối nhỏ nhờ mật độ công suất cao và thiết kế mô-đun, đặc biệt đối với pin nhiên liệu màng trao đổi proton (PEM) được sử dụng trong các ứng dụng cố định và giao thông vận tải [1], [2]. Tuy nhiên, yêu cầu không gian tổng thể của một hệ thống pin nhiên liệu phụ thuộc mạnh vào các hạng mục phụ trợ như hệ thống lưu trữ hydrogen, thiết bị nén, thiết bị điện tử công suất và các hệ thống an toàn, những thành phần này có thể làm tăng đáng kể diện tích chiếm chỗ, đặc biệt đối với các ứng dụng cố định sử dụng hydrogen nén [2].

### **Tiêu thụ nước**

Nước được tạo ra như một sản phẩm phụ của phản ứng điện hóa bên trong pin nhiên liệu. Trong phạm vi ranh giới hệ thống, quá trình phát điện không tiêu thụ nước. Tuy nhiên, việc tiêu thụ nước có thể xảy ra ở công đoạn thượng nguồn trong quá trình sản xuất hydrogen thông qua điện phân.

### **Môi trường**

Pin nhiên liệu hydrogen không tạo ra khí nhà kính hay các chất ô nhiễm không khí trực tiếp trong quá trình vận hành, qua đó có thể làm giảm các tác động môi trường cục bộ so với động cơ đốt trong. Các nghiên cứu đánh giá vòng đời cho thấy tác động môi trường tổng thể của pin nhiên liệu thay đổi đáng kể tùy thuộc vào phương thức sản xuất hydrogen và quy trình chế tạo, đặc biệt là quá trình sản xuất và gia công vật liệu. Hydrogen được sản xuất từ các nguồn tái tạo, ít carbon thường dẫn đến phát thải vòng đời thấp hơn nhiều so với hydrogen có nguồn gốc từ nhiên liệu hóa thạch. Các đánh giá cũng chỉ ra rằng những thành phần như chất xúc tác bạch kim và vật liệu lưu trữ hydrogen có thể đóng góp đáng kể vào gánh nặng môi trường tổng thể do cường độ năng lượng và tài nguyên cao trong quá trình khai thác và chế biến. Những yếu tố này cho thấy việc hiện thực hóa các lợi ích môi trường từ hệ thống pin nhiên liệu phụ thuộc lớn vào nguồn cung hydrogen sạch và việc quản lý hiệu quả vòng đời vật liệu [19].

### **Nghiên cứu và phát triển**

Công suất pin nhiên liệu hydrogen lắp đặt trên toàn cầu tiếp tục tăng nhưng vẫn còn khiêm tốn so với các công nghệ phát điện truyền thống. Đối với các ứng dụng cố định, tổng công suất pin nhiên liệu đã lắp đặt đạt khoảng 345 MW vào năm 2023, dự báo tăng lên khoảng 418 MW vào năm 2024, và tổng công suất tích lũy vượt quá 2 GW khi cộng gộp trên nhiều khu vực và công nghệ khác nhau [21][22]. Hàn Quốc, Hoa Kỳ và Nhật Bản hiện là những thị trường lớn nhất đối với pin nhiên liệu cố định.

Trong lĩnh vực giao thông vận tải, đội xe toàn cầu sử dụng pin nhiên liệu (FCEV) đạt khoảng 88.000 xe vào cuối năm 2023, được hỗ trợ bởi hơn 1.200 trạm tiếp nhiên liệu hydrogen trên toàn thế giới [23]. Mặc dù công suất pin nhiên liệu của từng phương tiện nhỏ hơn so với các hệ thống cố định, những con số này cho thấy mức độ chấp nhận ngày càng tăng trong các ứng dụng di chuyển. Xét tổng thể, các số liệu cho thấy đến năm 2026, tổng công suất pin nhiên liệu hydrogen lắp đặt toàn cầu đối với các hệ thống cố định đạt mức vài gigawatt thấp, đồng thời việc triển khai trong lĩnh vực giao thông vận tải đang mở rộng nhanh chóng.

Hoạt động nghiên cứu và phát triển pin nhiên liệu hiện tập trung vào việc giảm chi phí, nâng cao độ bền và cải thiện hiệu suất cho các ứng dụng khác nhau. Mức độ phát triển công nghệ hiện nay khác nhau tùy theo lĩnh vực ứng dụng, trong đó pin nhiên liệu cho giao thông vận tải và phát điện cố định đã đạt mức độ sẵn sàng công nghệ cao hơn, trong khi các ứng dụng khác vẫn chủ yếu ở giai đoạn trình diễn hoặc thí điểm [20]. Các ưu tiên R&D chính bao gồm giảm phụ thuộc vào các vật liệu khan hiếm và đắt tiền như chất xúc tác bạch kim, cải thiện tuổi thọ trong điều kiện vận hành thực tế và tăng cường tích hợp hệ thống với hạ

tầng cung cấp hydrogen. Nghiên cứu tiếp tục được kỳ vọng sẽ hỗ trợ giảm chi phí hơn nữa và mở rộng triển khai thương mại khi sản xuất và phân phối hydrogen ngày càng hoàn thiện [20].

### Ví dụ về những dự án hiện có



*Hình 49: Nhà máy điện pin nhiên liệu sử dụng hydrogen phụ phẩm công suất 50 MW, đặt tại Seosan, Hàn Quốc [10].*

Một trong những ví dụ tiêu biểu nhất về triển khai pin nhiên liệu hydrogen cố định quy mô lớn là Nhà máy điện pin nhiên liệu hydrogen Daesan tại Seosan, Hàn Quốc, hoàn thành vào năm 2020. Nhà máy do một liên danh bao gồm Hanwha Energy và Doosan Fuel Cell phát triển, có công suất điện 50 MW và là một trong những nhà máy điện pin nhiên liệu hydrogen lớn nhất thế giới. Cơ sở này vận hành bằng cách sử dụng hydrogen phụ phẩm được cung cấp từ các cơ sở hóa dầu lân cận trong khu tổ hợp công nghiệp Daesan, với hydrogen được dẫn trực tiếp qua hệ thống đường ống. Nhà máy phát điện thông qua quá trình chuyển đổi trong pin nhiên liệu, trong đó nước là sản phẩm phụ chính [10].

### Ước tính số liệu

Để pin nhiên liệu có thể trở nên cạnh tranh, chi phí của công nghệ này cần phải giảm mạnh. Các chính phủ trên thế giới sẽ cần can thiệp và tạo ra các cơ chế khuyến khích nhằm thúc đẩy doanh nghiệp thực hiện những khoản đầu tư cần thiết để triển khai pin nhiên liệu cố định ở quy mô lớn. Theo Hydrogen Council [4], sẽ cần khoảng 33 tỷ USD hỗ trợ từ chính phủ để chi phí pin nhiên liệu giảm đủ mức nhằm trở nên cạnh tranh.

Các ước tính chi phí đầu tư cho thấy hệ thống pin nhiên liệu hydrogen hiện vẫn đòi hỏi vốn đầu tư ban đầu lớn, mặc dù dự kiến sẽ có sự sụt giảm đáng kể theo thời gian. Theo báo cáo Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment năm 2020 của Phòng thí nghiệm Quốc gia Pacific Northwest (PNNL), chi phí lắp đặt ban đầu của các hệ thống pin nhiên liệu cố định vào năm 2020 được ước tính ở mức khoảng 1.188–1.452 USD/kW, phản ánh chi phí cao của cụm pin và các hạng mục phụ trợ trong bối cảnh quy mô triển khai còn hạn chế [9].

Các mô hình phân tích kinh tế – kỹ thuật dài hạn cho thấy khả năng giảm chi phí đáng kể trong điều kiện thị trường thuận lợi. Một nghiên cứu gần đây tập trung vào Trung Quốc dự báo rằng chi phí hệ thống pin nhiên liệu hydrogen có thể giảm từ mức trên khoảng 300 USD/kW vào đầu những năm 2020 xuống dưới khoảng 140 USD/kW sau năm 2031, và tiếp tục giảm về khoảng 100 USD/kW vào giai đoạn 2038–2040, nhờ hiệu ứng học hỏi công nghệ, mở rộng quy mô sản xuất và sự hỗ trợ mạnh mẽ của chính sách [18]. Tuy nhiên, các dự báo này phản ánh bối cảnh thị trường Trung Quốc, nơi việc triển khai pin nhiên liệu diễn ra rất năng động và chịu tác động lớn từ chính sách của chính phủ cũng như nhu cầu khử carbon trong các ngành công nghiệp, qua đó tạo điều kiện cho đầu tư R&D liên tục và giảm chi phí.

Báo cáo Global Hydrogen Review của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cũng nhấn mạnh rằng chi phí đầu tư ban đầu cao vẫn là một trong những rào cản chính đối với việc triển khai pin nhiên liệu trên phạm vi toàn cầu, và mức độ giảm chi phí phụ thuộc mạnh vào bối cảnh từng quốc gia. Quá trình này diễn ra nhanh nhất tại các khu vực có chính sách công nghiệp mạnh, chuỗi cung ứng trong nước phát triển và đầu

tư duy trì ổn định, trong khi các thị trường ở giai đoạn đầu thường phải đối mặt với chi phí cao hơn trong ngắn hạn [8]. Đối với Việt Nam, với vị thế là quốc gia mới ở giai đoạn đầu tiếp cận công nghệ pin nhiên liệu, chi phí hệ thống trong tương lai gần nhiều khả năng vẫn ở mức tương đối cao do phụ thuộc lớn vào thiết bị nhập khẩu và chuỗi cung ứng công nghệ từ bên ngoài.

## Tài liệu tham khảo

- [1] U.S. Department of Energy, Fuel Cells.
- [2] Wang, Y., Pang, Y., Xu, H., Martinez, A., & Chen, K. S. (2022). PEM Fuel cell and electrolysis cell technologies and hydrogen infrastructure development – a review. *Energy Environ. Sci.*, 15, 2288–2328. doi:10.1039/D2EE00790H.
- [3] IEA, *Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*, 2015.
- [4] Path to hydrogen competitiveness A cost perspective. Hydrogen Council, 2020.
- [5] Manufacturing Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for 5- and 10-kW Backup Power Applications. Battelle Memorial Institute. 2016
- [6] Patel, Sonal. How Much Will Hydrogen-Based Power Cost? *Powermag.com*. 2020
- [7] Global deployment of large capacity stationary fuel cells. JRC Technical Reports. European Commission. 2019.
- [8] IEA, *Global Hydrogen Review 2025*.
- [9] 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. PNNL. 2020
- [10] Hanwha, Doosan open by-product hydrogen fuel cell power plant, *Fuel Cells Bulletin*, Volume 2020, Issue 8, 2020, Page 7, ISSN 1464-2859, [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(20\)30344-8](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(20)30344-8).
- [11] The Welding Institute, [What are the Pros and Cons of Hydrogen Fuel Cells? - TWI](#).
- [12] Energy tracker Asia, [The Pros and Cons of Hydrogen Fuel Cells](#), 2022.
- [13] Naef A. A. Qasem, Gubran A. Q. Abdulrahman, “A Recent Comprehensive Review of Fuel Cells: History, Types, and Applications”, 2024.
- [14] Heth Sethia, Abhishek Priyam, “Review on hydrogen fuel cells as an alternative fuel”, 2025.
- [15] Gong A. and Verstraete D., “Fuel cell propulsion in small fixed-wing unmanned aerial vehicles: current status and research needs”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017.
- [16] Scofield M. E., Liu H., and Wong S. S., “A concise guide to sustainable PEMFCs: recent advances in improving both oxygen reduction catalysts and proton exchange membranes”, *Chemical Society Reviews.*, 2015.
- [17] F. Liu, M. Shafique, X. Luo, “Dynamic lifecycle emissions of electric and hydrogen fuel cell vehicles in a multi-regional perspective”, 2025.
- [18] Xue Wang, Li-Wei Fan, Hongyan Zhang, Peng Zhou, “Cost trajectory of hydrogen fuel cell technology in China, 2025.
- [19] Jing Wen Chong, Marlia M. Hanafiah, ”A review of life cycle assessment for fuel cell technologies: Advancing clean energy and climate solutions”, *Energy Reports*, Volume 13, Pages 6548-6565, 2025, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.05.081>
- [20] European Commission, Joint Research Centre (JRC), *Fuel Cell Technology in the European Union: Status and Outlook*, Clean Energy Technology Observatory, 2025.
- [21] IEA Advanced Fuel Cells TCP, *Global status of stationary fuel cells (AFC TCP Annual Report data 2024)*. [https://ieafuelcell.com/output/stationary-fuel-cells/?utm\\_source=chatgpt.com](https://ieafuelcell.com/output/stationary-fuel-cells/?utm_source=chatgpt.com)
- [22] IEA Advanced Fuel Cells TCP, AFC TCP Annual Report, 2024, <https://ieafuelcell.com/wp-content/uploads/2025/06/IEA-AFC-TCP-Annual-Report-2024.pdf>
- [23] Grube, T. & Rex, M. (2024). *Deployment of Fuel Cell Vehicles in Road Transport and the Expansion of the Hydrogen Refueling Station Network: 2024 Update*, Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag Jülich, Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment 645. ISBN: 978-3-95806-786-8. doi:10.34734/FZJ-2024-06260.

**Bảng số liệu**

Chưa xây dựng bảng dữ liệu cho pin nhiên liệu do mức độ triển khai trên phạm vi toàn cầu còn hạn chế và độ bất định cao.

## **GIỚI THIỆU VỀ CÁC CÔNG NGHỆ NHIÊN LIỆU TÁI TẠO BAO GỒM POWER-TO-X**

Các chương dưới đây của Cẩm nang Công nghệ sẽ trình bày các lựa chọn công nghệ về sản xuất nhiên liệu tái tạo, được đề xuất phù hợp với bối cảnh Việt Nam, dựa trên tham vấn ý kiến của các bên liên quan.

Các công nghệ trong Cẩm nang bao gồm hệ thống sản xuất nhiên liệu xanh. Điều này có nghĩa là phạm vi thu thập dữ liệu chi phí và hiệu suất là hệ thống phát điện cộng với cơ sở hạ tầng trong nước cần thiết để cung cấp nhiên liệu tái tạo đến nơi sử dụng.

Phần mô tả và số liệu dựa trên số liệu các dự án cụ thể tại Việt Nam nhằm thể hiện các điều kiện trong nước. Đối với kì trung hạn và dài hạn (đến năm 2030 và 2050), số liệu dựa trên những tài liệu tham khảo quốc tế đối với hầu hết các công nghệ vì số liệu của Việt Nam dự kiến sẽ tiệm cận tới các số liệu quốc tế. Trước mắt, có thể có những khác biệt, đặc biệt đối với những công nghệ mới đưa vào áp dụng. Nguyên nhân của những khác biệt trong ngắn hạn có thể là do những luật lệ, quy định hiện nay và mức độ chín muồi thị trường của từng công nghệ. Những khác biệt trong ngắn hạn và dài hạn có thể do các điều kiện thực tế ở địa phương.

## 8. THIẾT BỊ ĐIỆN PHÂN

### Giới thiệu

Trong những thập kỷ tới, nhu cầu về hydrogen tái tạo dự kiến sẽ tăng mạnh, điều này được thúc đẩy bởi cam kết chuyển đổi hệ thống năng lượng hướng tới 100% năng lượng tái tạo. Trong số các phương pháp sản xuất hydrogen ít phát thải các-bon hiện có, điện phân nước là kỹ thuật phổ biến nhất do có mức phát thải trong toàn bộ quy trình thấp hơn. Khi kết hợp với quy trình sử dụng 100% năng lượng tái tạo, phương pháp này tạo ra hydrogen xanh, một loại hydrogen bền vững, không phát thải CO<sub>2</sub>.

### Vai trò của bên tiêu thụ và loại hình dự án/nhà máy sản xuất hydrogen

Trong những năm gần đây, ngành điện tập trung nhiều vào sản xuất hydrogen xanh, với trọng tâm chính là các thiết bị cốt lõi sử dụng trong quá trình điện phân nước, cụ thể là máy điện phân. Tuy nhiên, quá trình để tạo ra hydrogen xanh không chỉ đơn giản là điều khiển máy điện phân.

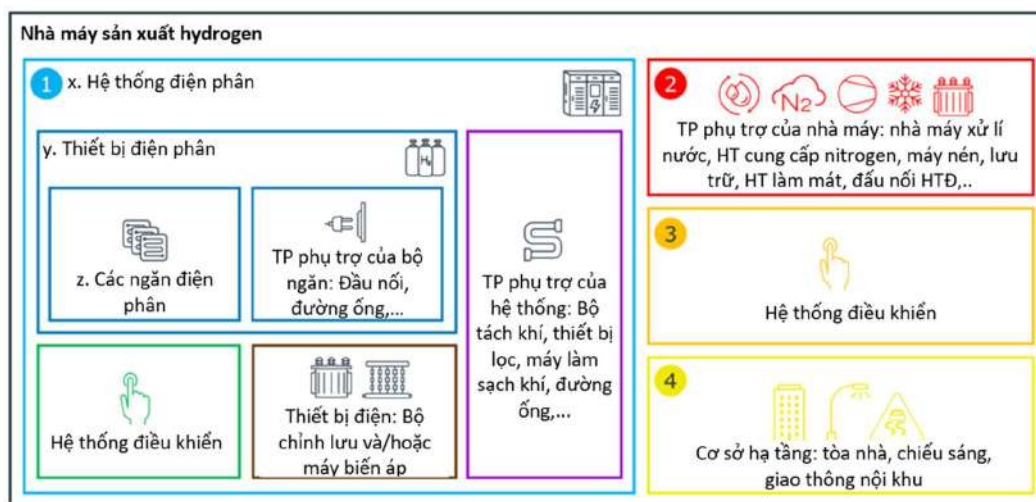
Ứng dụng cuối cùng của hydrogen sẽ quyết định các yêu cầu cụ thể cho năng lượng này, chẳng hạn như độ tinh khiết và áp suất, từ đó tác động đến quá trình sản xuất cũng như nhu cầu đối với nguồn tài nguyên quý giá này. Chương này sẽ phân tích tổng quan, toàn diện về sản xuất hydrogen xanh, kèm theo một số nghiên cứu điển hình về các dự án hydrogen để minh họa những yếu tố ảnh hưởng đến quy trình sản xuất hydrogen.

### Nhà máy sản xuất hydrogen

Nhà máy sản xuất hydrogen có thể được định nghĩa là một tập hợp gồm đầy đủ các thành phần cần thiết để sản xuất một lượng hydrogen nhất định, phục vụ cho một dự án cụ thể với những đặc tính riêng biệt. Đặc tính này bao gồm các thông số như khối lượng (tấn/giờ), độ tinh khiết xét về hàm lượng nước và oxy trong hydrogen, cũng như áp suất và nhiệt độ.

Hình 50 minh họa các thành phần điển hình của một nhà máy sản xuất hydrogen, có thể được phân thành bốn nhóm chính: 1) Hệ thống điện phân, 2) Các thành phần phụ trợ của nhà máy, 3) Hệ thống điều khiển và 4) Hạ tầng xây dựng.

- 1) **Hệ thống điện phân:** Đây là phần cốt lõi của Nhà máy sản xuất hydrogen, là nơi diễn ra phản ứng điện phân. Hệ thống bao gồm nhiều thành phần khác nhau, trong đó số lượng mỗi thành phần có thể thay đổi, với “x”, “y” và “z” biểu thị số lượng có thể thay đổi đó. Hệ thống điện phân bao gồm x · bộ điện phân, chứa y · cụm tế bào điện phân và một hệ thống phụ trợ đi kèm các cụm điện phân này. Hệ thống điện phân cũng bao gồm hệ thống điều khiển, các thành phần phụ trợ của hệ thống, và trong một số trường hợp là các thiết bị điện tử công suất, có thể bao gồm bộ chỉnh lưu và/hoặc máy biến áp. Đối với các dự án có công suất 10 MW trở xuống, nhà cung cấp máy điện phân có thể cung cấp các cụm và bộ điện phân sử dụng công nghệ độc quyền của họ, và thường sẽ có các đối tác cung cấp các thành phần còn lại.
- 2) **Các thành phần phụ trợ của nhà máy:** Hệ thống này bao gồm tất cả các thành phần bổ sung cần thiết cho quá trình sản xuất hydrogen nằm ngoài phạm vi cung cấp của nhà cung cấp máy điện phân. Thành phần phụ trợ bao gồm hệ thống cấp nước, hệ thống cung cấp nitơ, máy nén khí (nếu có), hệ thống lưu trữ (nếu có), hệ thống làm mát, thiết bị đóng cắt, hệ thống nổi lưới, v.v.
- 3) **Hệ thống điều khiển:** Với mục tiêu về quy trình sản xuất có tính tự động hóa cao, yêu cầu can thiệp tối thiểu của con người và vận hành an toàn, hệ thống điều khiển là yếu tố đóng vai trò vô cùng quan trọng. Hệ thống này điều khiển các thành phần khác nhau, giúp đảm bảo toàn bộ nhà máy sản xuất hydrogen vận hành trơn tru và hiệu quả.
- 4) **Hạ tầng xây dựng:** Nhóm này bao gồm tất cả các thành phần liên quan đến nền móng vật lý của nhà máy sản xuất hydrogen, chẳng hạn như nhà xưởng hoặc đường vào.



Hình 50: Các thành phần chung của nhà máy sản xuất hydrogen phân theo bốn nhóm chính: hệ thống điện phân, các thành phần phụ trợ của nhà máy, hệ thống điều khiển và hạ tầng xây dựng.

Bảng 21 liệt kê chi tiết từng thành phần trong bốn nhóm đã nêu. Bảng xác định các thành phần đặc thù theo nhà cung cấp, đặc thù theo bên tiêu thụ và phụ thuộc vào công nghệ hoặc thiết kế.

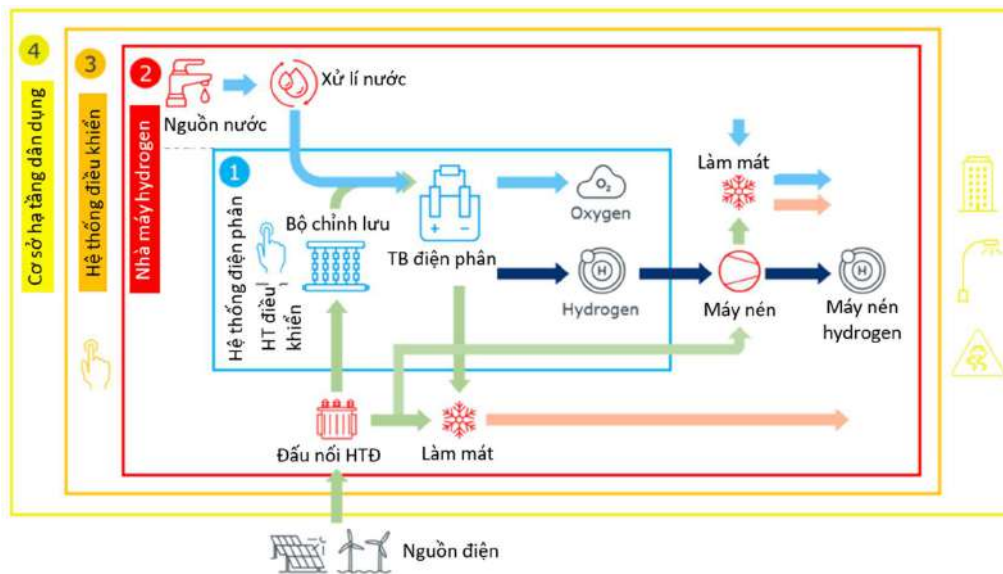
Bảng 21: Cơ sở xem xét từng thành phần trong nhà máy sản xuất hydrogen.

Thành phần	Ghi chú
<b>1. Hệ thống điện phân</b>	
Bộ điện phân	Đặc thù theo nhà cung cấp và bên mua
Các thành phần phụ trợ của hệ thống	Đặc thù theo nhà cung cấp và bên mua
Thiết bị điện tử công suất	Phụ thuộc vào thiết kế của bộ điện phân và điện áp đầu nối tại nhà máy
Hệ thống điều khiển	Đặc thù theo nhà cung cấp và bên mua
<b>2. Các thành phần phụ trợ của nhà máy</b>	
Nhà máy xử lý nước	Phụ thuộc vào nguồn nước cũng như công nghệ điện phân
Hệ thống làm mát	Phụ thuộc vào công nghệ điện phân và đặc thù của bên mua (nhiệt thừa).
Máy nén	Đặc thù theo bên mua
Đầu nối nguồn điện	Phụ thuộc vào nguồn điện
Nitơ	Phụ thuộc vào công nghệ điện phân
<b>3. Hệ thống điều khiển</b>	
	Đặc thù theo bên mua
<b>4. Hạ tầng xây dựng</b>	
Các nhà xưởng	Đặc thù theo bên mua và phụ thuộc vào lựa chọn thành phần
Móng	Đặc thù theo bên mua
Hệ thống đường ống	Đặc thù theo bên mua
Hệ thống chiếu sáng	Đặc thù theo bên mua
Đường đi	Đặc thù theo bên mua
Hạ tầng tiếp cận	Đặc thù theo bên mua

## Mô tả công nghệ

### Sơ đồ quy trình tại nhà máy sản xuất hydrogen

Hình sau là sơ đồ minh họa các quy trình chính cho các thành phần của một nhà máy sản xuất hydrogen, được chia thành bốn nhóm riêng biệt.



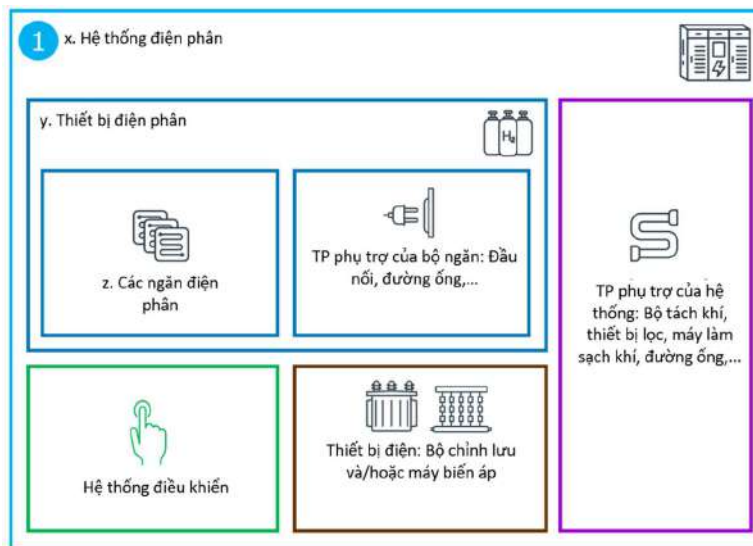
Hình 51: Sơ đồ các quy trình và thành phần chính trong một nhà máy sản xuất hydrogen.

## Hệ thống điện phân

### Mô tả hệ thống điện phân

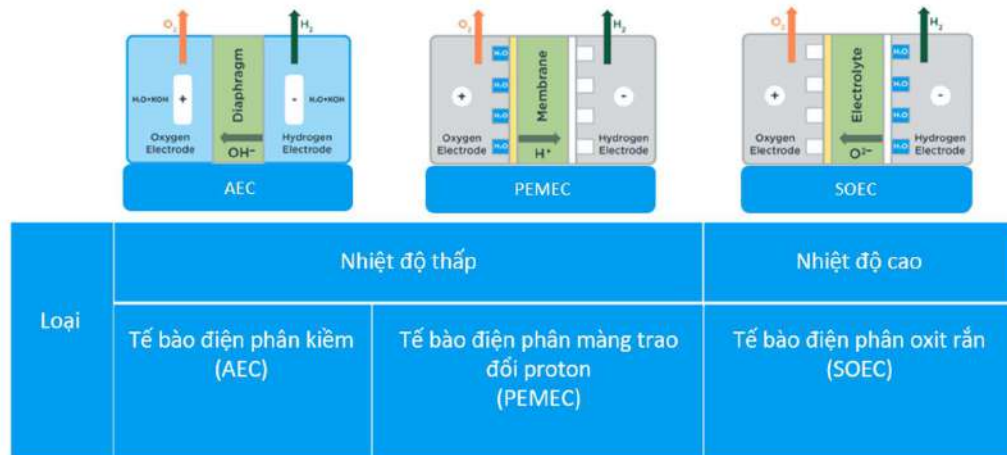
Hình 52 phân tích tổng quan, toàn diện về hệ thống điện phân, mô tả các thành phần chính bao gồm bộ điện phân, thành phần phụ trợ của hệ thống, các thiết bị điện tử công suất và hệ thống điều khiển.

Bộ điện phân: Bộ phận này bao gồm các cụm điện phân (tập hợp các tế bào nơi diễn ra phản ứng điện hóa) và tất cả các thành phần cần thiết được hợp nhất thành một khối, chẳng hạn như các đầu nối và đường ống, được gọi chung là hệ thống phụ trợ của các cụm điện phân. Mặc dù công suất các cụm điện phân có thể khác nhau, từ vài kilowatt đến hàng megawatt, nhưng công suất của bộ điện phân luôn nằm trong một phạm vi nhất định, được tính bằng megawatt.



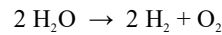
Hình 52: Sơ đồ các thành phần trong hệ thống điện phân: các bộ điện phân, thành phần phụ trợ của hệ thống, thiết bị điện tử công suất và hệ thống điều khiển.

### Các loại máy điện phân



Hình 53: Ba công nghệ máy điện phân chính: AEC, PEMEC và SOEC.

Có ba loại tế bào điện phân chính: tế bào điện phân kiềm (AEC), tế bào điện phân có màng trao đổi proton (PEMEC) và tế bào điện phân oxit rắn (SOEC). Bất kể sử dụng công nghệ nào thì phản ứng cơ bản ở tất cả các loại đều giống nhau. Nguyên lý hoạt động của ba công nghệ này là quá trình phá vỡ phân tử nước bằng điện, còn gọi là điện phân, để tạo ra hydrogen và oxy, như được minh họa trong phản ứng sau đây.



Phản ứng tại điện cực hydrogen và điện cực oxy của mỗi công nghệ có sự khác biệt nhỏ, như được thể hiện trong bảng sau.

Bảng 22: Phản ứng tại điện cực hydrogen và điện cực oxy trong mỗi công nghệ điện phân.

	Điện cực hydrogen/Catot	Điện cực oxy/Anot
<b>AEC</b>	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$
<b>PEMEC</b>	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^- + 2\text{H}^+$
<b>SOEC</b>	$2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2 + 2\text{O}^{2-}$	$2\text{O}^{2-} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$

Ghi chú: Trong quá trình điện phân nước, thuật ngữ thông dụng cho các điện cực là anot và catot. Trong đó, catot là nơi diễn ra phản ứng khử, còn anot là nơi diễn ra các phản ứng oxy hóa. Ngoài ra, có thể sử dụng các thuật ngữ khác như “điện cực hydrogen” và “điện cực oxy”. Thuật ngữ này giúp xác định rõ chức năng của từng phía khi xem xét cả pin nhiên liệu hoặc hệ thống có thể đảo chiều. Bảng sau thể hiện một phản ứng xảy ra theo từng công nghệ tại mỗi điện cực.

Bảng 23: Các đặc điểm mới của các công nghệ điện phân khác nhau (phản ánh dữ liệu tính đến năm 2020). Hệ thống điện phân được định nghĩa là tập hợp các thành phần bao gồm các cụm điện phân, thiết bị điện tử công suất và các thành phần phụ trợ của hệ thống (bộ tách khí, bể chứa chất điện phân, v.v.), và không bao gồm các thành phần phụ trợ của nhà máy.

Thông số	Đơn vị	Số liệu năm 2020			Tài liệu tham khảo
		AEC	PEMEC	SOEC	
Nguyên liệu quan trọng	Nguyên tố hóa học	Ni, Ru, Ir	Pt, Ti, Ir	Co, Ni	[1]
Công suất tối đa của cụm điện phân   Sản lượng H <sub>2</sub>	MWe   kg <sub>H<sub>2</sub></sub> h <sup>-1</sup>	5   95	1   17	0,05   1	[2], [3]

Hiệu suất trung bình của cụm điện phân	kWhe/kgH <sub>2</sub>	52,3	56,3	40,4*	[4], [5], (IRENA, 2021), [7]
Tuổi thọ trung bình của cụm điện phân	giờ	70.000	55.000	21.250	[2], [3]
Kích thước của bộ điện phân	m <sup>2</sup> /MW	25	10	30	RE**

\*Lượng hơi đầu vào ở 150°C. Giá trị hiệu suất không bao gồm mức tiêu thụ năng lượng liên quan đến lượng hơi đầu vào.

\*\*RE = Ước tính của Ramboll

### Tế bào điện phân kiềm

Tế bào điện phân kiềm (AEC) là công nghệ điện phân phát triển nhất, sử dụng chất điện phân lỏng (kali hydroxide, KOH). Công nghệ AEC áp suất cao có thể tạo thành cả các cụm điện phân lớn và hệ thống điện phân, trong đó các cụm điện phân lớn có thể đạt công suất lên tới 5 MW với sản lượng hydrogen là 100 kg/h và các hệ thống có thể đạt công suất hơn 500 MW, với tuổi thọ của cụm điện phân là 70.000 giờ (2020) [2], [3]. Các cụm điện phân này cho phép thiết kế các hệ thống điện phân có công suất từ 10 MW đến 25 MW, có thể tích hợp thành phần phụ trợ của hệ thống và các thiết bị điện tử công suất.

Về vật liệu được sử dụng trong AEC, niken (Ni) nguyên chất và thép các-bon mạ niken là những vật liệu phổ biến hơn cả, bên cạnh đó việc sử dụng một số kim loại có giá thành cao và hiếm như ruthenium (Ru) hoặc iridium (Ir) cũng phổ biến trong một số giải pháp hiện có trên thị trường. Các tính toán gần đây của Cơ quan Năng lượng Quốc tế ước tính rằng lượng Ni cho AEC vào khoảng 800 kg/MW [1]. Niken nguyên chất và thép các-bon mạ niken được sử dụng cho các bộ phận khác nhau của cụm điện phân, chẳng hạn như các tấm lưỡng cực và giá đỡ điện cực, hoặc thậm chí là chất xúc tác (niken nguyên chất). Thép các-bon mạ niken là lựa chọn được đề xuất để thay thế niken nguyên chất trong tất cả các bộ phận, đề xuất này dựa trên chi phí tương đối và dự báo về sự khan hiếm niken trong những thập kỷ tới. Phương án thay thế này khả thi trong điều kiện vận hành ít nghiêm ngặt hơn, với giả định rằng lớp phủ thép các-bon được cải thiện liên tục. Các thành phần phụ trợ của hệ thống, chẳng hạn như bể chứa chất điện phân hoặc bộ tách khí, chủ yếu được làm bằng thép các-bon mạ niken, nhưng do đặc tính ăn mòn của chất điện phân, một số bộ phận có thể cần sử dụng thép không gỉ. Ngoài ra, thép không gỉ cũng được sử dụng cho ống dẫn của hệ thống điện phân. Cuối cùng, các chất xúc tác chi phí thấp như Niken Raney, cũng như các hợp kim chứa Niken, Sắt (Fe) và/hoặc Đồng (Cu), thường phổ biến hơn. Một số hệ thống cũng có thể sử dụng Ru và Ir, cho phép cụm điện phân hoạt động ở mật độ dòng điện cao hơn, qua đó giảm kích thước, mặc dù không cải thiện đáng kể về hiệu suất điện [2].

### Tế bào điện phân có màng trao đổi proton

Các tế bào điện phân có màng trao đổi proton (PEMEC) sử dụng chất điện phân rắn và hoạt động ở mật độ dòng điện cao hơn nhiều, do đó kích thước hệ thống điện phân giảm đáng kể. Với áp suất đầu ra tương đối lớn, khoảng 30 bar, hệ thống này tạo ra hydrogen có độ tinh khiết cao (99,999%). Những đặc điểm chính của công nghệ này được trình bày trong Bảng 22. Công nghệ này cũng có thể tạo ra các cụm điện phân tương đối lớn, với công suất trung bình ở thời điểm hiện tại là 1 MW và sản lượng hydrogen (H<sub>2</sub>) là 17 kg/h. So với AEC, công nghệ này có thể đạt đến kích thước nhỏ hơn. Các cụm điện phân với sản lượng hydrogen cao và kích thước nhỏ cho phép các nhà sản xuất PEMEC trên thị trường hiện nay đạt công suất hệ thống trên 100 MW, tuy nhiên mức tiêu thụ điện năng trung bình cao hơn một chút so với AEC (56 kWh/kg) và tuổi thọ của cụm điện phân cũng ngắn hơn mức trung bình (55.000 giờ theo số liệu năm 2020) [2], [3].

Về vật liệu, công nghệ PEMEC đòi hỏi nhiều nguyên liệu thô hơn vì sử dụng một lượng lớn titanium (Ti), platinum (Pt) và iridium (Ir). Các kim loại này rất khan hiếm trong tự nhiên, điều này có thể cản trở khả năng duy trì lâu dài các hệ thống PEMEC hiện có và khả năng ứng dụng cho các dự án quy mô lớn (>100 MW). Ti được sử dụng trong một số thành phần của cụm điện phân, chẳng hạn như các tấm lưỡng cực và các lớp vận chuyển xốp (PTL), nhờ hiệu suất và độ ổn định cao trong điều kiện hoạt động (điện thế cao trong môi trường axit). Pt và Ir được sử dụng làm chất xúc tác để thực hiện phản ứng điện hóa xúc tác có yêu cầu khắt khe trong môi trường axit, với lượng Ir và Pt lần lượt khoảng 0,3 kg/MW và 0,7 kg/MW [1]. Ngoài ra, Pt cũng được sử dụng làm lớp phủ cho một số thành phần làm bằng Ti được mô tả ở trên (chủ yếu là PTL). Một trong những ưu điểm chính của công nghệ PEMEC là việc sử dụng ít thành phần phụ trợ

hệ thống hơn, vì không cần bể chứa chất điện phân hoặc bộ tách khí. Tuy nhiên, công nghệ này vẫn cần sử dụng thép không gỉ cho đường ống của hệ thống điện phân, tương tự như công nghệ AEC.

### **Tế bào điện phân oxit rắn**

Máy điện phân oxit rắn (SOEC) có khả năng vận hành ở nhiệt độ cao (550–850°C), là công nghệ hiệu quả nhất trong ba công nghệ điện phân. Công nghệ này sử dụng các vật liệu có nguồn cung dồi dào, chi phí thấp (ví dụ: gốm oxit). Những đặc điểm chính của công nghệ này được trình bày trong . So với PEMEC và AEC, SOEC sử dụng các cụm điện phân nhỏ hơn nhiều do hiện tại việc mở rộng quy mô công nghệ gốm chất lượng cao và đáng tin cậy còn gặp nhiều khó khăn. Tuy nhiên, các hệ thống điện phân này hiện đã có thể đạt đến quy mô MW, cho phép triển khai thương mại hóa và tạo tiền đề cho sự phát triển liên tục. Ưu điểm chính của SOEC so với các công nghệ điện phân khác là hiệu suất cao hơn đáng kể. Máy vận hành ở điểm trung hòa nhiệt (1,29 V), do đó hiệu suất của cụm điện phân gần như đạt 100%. Mức tiêu thụ điện năng trung bình của SOEC khi hơi nước cấp ở 150°C là 40 kWh/kg. Giá trị này tăng lên 45 kWh/kg khi tính cả năng lượng để gia nhiệt nước [2], [3]. Hệ thống có tuổi thọ cụm điện phân ngắn nhất trong tất cả các công nghệ: 21.250 giờ theo số liệu năm 2020.

SOEC sử dụng các vật liệu có nguồn cung dồi dào, chi phí thấp, cụ thể là gốm oxit chứa các vật liệu có giá thành rẻ và dễ kiếm như Zirconium (Zr), sắt (Fe), Mangan (Mn) và thép không gỉ. Ngoài ra còn có các vật liệu khác, chẳng hạn như Cerium (Ce), Lanthanum (La) hoặc Yttrium (Y), mặc dù ít phổ biến hơn nhưng vẫn là các vật liệu tiết kiệm chi phí và có sẵn [2]. Cần đặc biệt lưu ý đến Ni và Co vì cả hai vật liệu này được sử dụng khá nhiều cho các thành phần của SOEC, điều này có thể gây ra một số vấn đề. Tuy nhiên, hiện tại lượng Ni và Coban (Co) được sử dụng chỉ lần lượt ở mức 200 kg/MW và 25 kg/MW, lượng Ni này ít hơn bốn lần so với công nghệ AEC [1]. Khi xem xét vật liệu, việc ứng dụng nhiệt độ cao là một vấn đề đáng quan tâm khác do cần sử dụng các loại thép không gỉ tiên tiến hơn khi nhiệt độ vận hành tăng cao (>550°C) cả ở các bộ phận của cụm điện phân và hộp nóng (hot box), vì các cụm điện phân sẽ được mắc nối tiếp và vận hành ở nhiệt độ mong muốn. Tuy nhiên, những phát triển gần đây cho thấy xu hướng giảm nhiệt độ vận hành xuống dưới mức tối hạn này (<700°C), cho phép sử dụng các loại thép không gỉ có chi phí thấp hơn.

### **Các thành phần phụ trợ của hệ thống**

Các thành phần cụ thể cần thiết để kết nối các bộ điện phân sẽ khác nhau tùy theo công nghệ được sử dụng. Các thành phần này có thể bao gồm bộ tách khí, tháp rửa khí, bộ lọc khí, đầu nối, đường ống, v.v. Ví dụ, trong hệ thống điện phân kiềm, do sử dụng chất điện phân dạng lỏng nên sẽ cần có bộ tách khí, tháp rửa khí và bộ lọc. Các thành phần này có kích thước khá lớn và thường được dùng chung cho một vài cụm điện phân. Hệ thống điện phân bao gồm cả đường ống và các kết nối điện tương ứng. Mặt khác, SOEC và PEMEC không cần một số thành phần này (ví dụ: bộ tách khí, tháp rửa và bộ lọc khí) vì sản phẩm đầu ra của cụm điện phân có độ tinh khiết cao hơn (cả hydrogen và oxy).

### **Thiết bị điện tử công suất**

Thông thường, mỗi bộ điện phân được ghép nối với một bộ thiết bị điện tử công suất, với kích thước và số lượng khác nhau, bao gồm cả bộ chỉnh lưu và/hoặc máy biến áp. Các thành phần này sẽ chuyển đổi dòng AC thành dòng DC, và bộ chỉnh lưu sẽ cung cấp dòng DC phù hợp cần thiết cho các cụm điện phân khác nhau. Có rất nhiều lựa chọn, thiết kế cụ thể sẽ tùy thuộc vào các đặc điểm của công nghệ và quy mô của nhà máy sản xuất hydrogen. Ví dụ, các giải pháp dạng container cho nhà máy sản xuất hydrogen nhỏ hơn (ví dụ: 10 MW) sẽ bao gồm cả máy biến áp và bộ chỉnh lưu, trong khi ở nhà máy sản xuất hydrogen lớn hơn, máy biến áp, bộ chỉnh lưu và các thiết bị điện tử công suất khác sẽ nằm trong thành phần phụ trợ của nhà máy (xem Mục 0). Thông thường, các thành phần này do các công ty điện tử công suất chuyên biệt cung cấp và khi dự án mở rộng thì sẽ nằm ngoài phạm vi cung ứng của nhà cung cấp máy điện phân.

### **Hệ thống điều khiển**

Hệ thống điện phân là một hệ thống lắp ráp có tính tự động hóa cao, được điều khiển thông qua một hệ thống quản lý toàn bộ quy trình, giúp đảm bảo vận hành trơn tru và hiệu quả. Hệ thống này có thể bao gồm các cảm biến khí, hệ thống ngắt an toàn, bộ Điều khiển logic khả trình (PLC) và hệ thống Điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu (SCADA).

## Các thành phần phụ trợ của nhà máy

Ngoài hệ thống điện phân, một nhà máy sản xuất hydrogen cần nhiều thành phần khác để cung cấp lượng hydrogen cần thiết cho bên mua cuối. Các thành phần chính được trình bày trong hình sau và được mô tả trong các tiêu mục bên dưới.

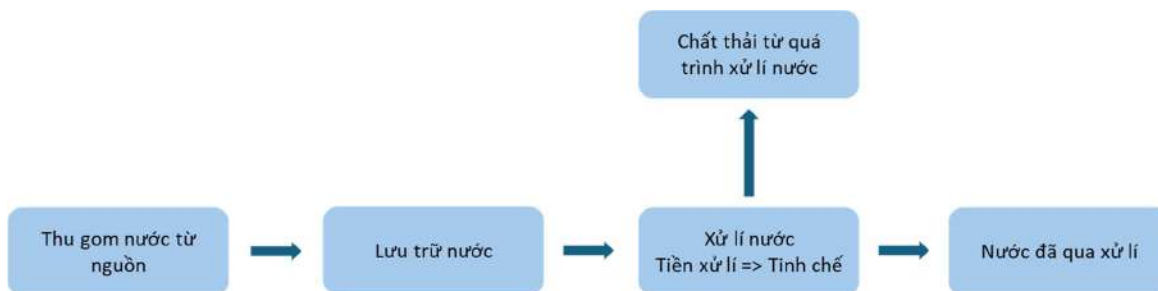


Hình 54: Các thành phần phụ trợ chính của nhà máy sản xuất H<sub>2</sub>. Máy nén và hệ thống lưu trữ được thể hiện bằng đường chấm vì không cần thiết trong mọi nhà máy sản xuất hydrogen.

## Nhà máy xử lý nước

Sử dụng nước chất lượng cao là yêu cầu bắt buộc trong quá trình điện phân nước, do tạp chất trong nước sẽ tạo ra các sản phẩm không mong muốn và có thể gây ô nhiễm không thể phục hồi cho các tế bào điện phân. Nhìn chung, việc sản xuất hydrogen sẽ cần một lượng nước lớn, do đó, các nhà máy xử lý nước sẽ được kết nối với quy trình sản xuất hydrogen.

Nhìn chung, các nguồn nước có thể được chia thành nhiều loại như nước mặt, nước ngầm, nước máy hoặc nước sạch, nước biển hoặc nước thải đã qua xử lý. Phương pháp xử lý cho mỗi loại sẽ có chút khác biệt vì hàm lượng khoáng chất, cặn lắng và các chất gây ô nhiễm khác nhau. Ngoài ra, tùy thuộc vào mức độ xử lý cần thiết, lượng nước được sử dụng cũng sẽ khác nhau. Để thu được 1 m<sup>3</sup> nước siêu tinh khiết sẽ cần 1,4 m<sup>3</sup> nước ngầm, 1,5 m<sup>3</sup> nước thải hoặc nước mặt và 3,3 m<sup>3</sup> nước biển. Để thu được 1 kg H<sub>2</sub> sẽ cần khoảng 9 kg nước siêu tinh khiết cho quy trình điện phân (Eurowater).



Hình 55: Sơ đồ tổng quát về quy trình nước.

Mỗi loại điện phân và nguồn nước sẽ tương ứng với các yêu cầu khác nhau cho việc xử lý nước (). Tuy nhiên, tất cả quy trình xử lý nước đều sẽ có bước xử lý sơ bộ, tiếp theo là tinh chế. Nguồn nước sẽ quyết định quá trình xử lý sơ bộ, còn công nghệ điện phân sẽ quyết định quá trình tinh chế. Các bước có thể bao gồm lọc, sục khí, chiếu tia UV, khử muối, tiếp theo là làm mềm nước, khử khoáng, khử khí và xử lý bằng công nghệ EDI (khử ion).

## Máy nén

Máy nén đóng vai trò quan trọng trong nhà máy sản xuất hydrogen xanh, đặc biệt là trong giai đoạn phân phối và lưu trữ, đồng thời giúp đảm bảo mức áp suất cần thiết trong quá trình vận chuyển đến bên mua. Hydrogen xanh được sản xuất bằng phương pháp điện phân sẽ ở trạng thái khí, chiếm thể tích tương đối lớn. Máy nén sẽ làm tăng áp suất của lượng khí hydrogen này, giúp giảm đáng kể thể tích để thuận tiện hơn cho việc lưu trữ và vận chuyển. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng cả công nghệ AEC và PEMEC đều có thể cung cấp hydrogen ở mức áp suất 30 bar, phù hợp cho nhiều ứng dụng chuyên đòi năng lượng (Power-to-X, PtX) (ví dụ: sản xuất amoniac hoặc thép hoặc vận chuyển qua đường ống nếu đáp ứng yêu cầu về áp suất đầu vào trong hệ thống đường ống).

Quá trình nén bắt đầu bằng việc thu khí hydrogen áp suất thấp từ phía hút, sau đó giảm thể tích khí, dẫn đến tăng áp suất tại đầu ra, khí đó, khí sẵn sàng để lưu trữ trong các bình chứa áp suất cao. Loại máy nén được sử dụng có thể khác nhau, bao gồm máy nén màng, máy nén piston và máy nén piston sử dụng chất lỏng ion. Mỗi phương pháp đều có những ưu, nhược điểm riêng về hiệu suất, độ tin cậy và chi phí.

Máy nén kiểu piston rất phù hợp cho hydrogen chất lượng cao, giúp hạn chế tối đa hiện tượng nhiễm dầu. Máy nén kiểu piston có nhiều loại khác nhau, chẳng hạn như piston kim loại, piston màng và piston sử dụng chất lỏng ion. Bên cạnh đó, cũng có các loại khác như máy nén hydrua và máy nén hydrogen điện hóa (EHC). Máy nén hydrua sử dụng vật liệu hấp thụ để hấp thụ hydrogen ở điều kiện môi trường, sau đó gia nhiệt để tăng áp suất. Máy nén hydrogen điện hóa (EHC) sử dụng màng trao đổi proton để đẩy hydrogen từ áp suất thấp lên áp suất cao thông qua dòng điện, loại máy này không gây tiếng ồn khi hoạt động, có thể mở rộng quy mô và có hiệu suất năng lượng cao.

Một khía cạnh quan trọng của hiệu suất máy nén là mức tổn thất năng lượng trong quá trình nén. Thiết kế phổ biến của máy nén hydrogen bao gồm nhiều tầng tích hợp hệ thống làm mát trung gian, cho phép tính toán tổn thất năng lượng, có tính đến cả công suất trực và năng lượng tiêu thụ bởi hệ thống làm mát. Việc phân tích sâu các yếu tố này có thể mang lại thông tin có giá trị về chi phí vận hành liên quan đến máy nén [9].

Những tiến bộ trong công nghệ đang thúc đẩy phát triển các máy nén chuyên dụng cho hydrogen để tăng hiệu quả và giảm chi phí sản xuất hydrogen xanh. Việc đảm bảo tính hiệu quả và an toàn khi vận hành máy nén đóng vai trò vô cùng quan trọng, vì áp suất cao có thể tiềm ẩn rủi ro về an toàn. Do đó, đây là nội dung thiết yếu cho quy trình sản xuất cũng như trong sự phát triển của ngành công nghiệp hydrogen xanh.

Để xem thêm thông tin tổng quan về quá trình nén hydrogen, vui lòng tham khảo cẩm nang công nghệ “Dữ liệu công nghệ cho vận chuyển năng lượng” phần “Giới thiệu về vận chuyển khí và chất lỏng” [9].

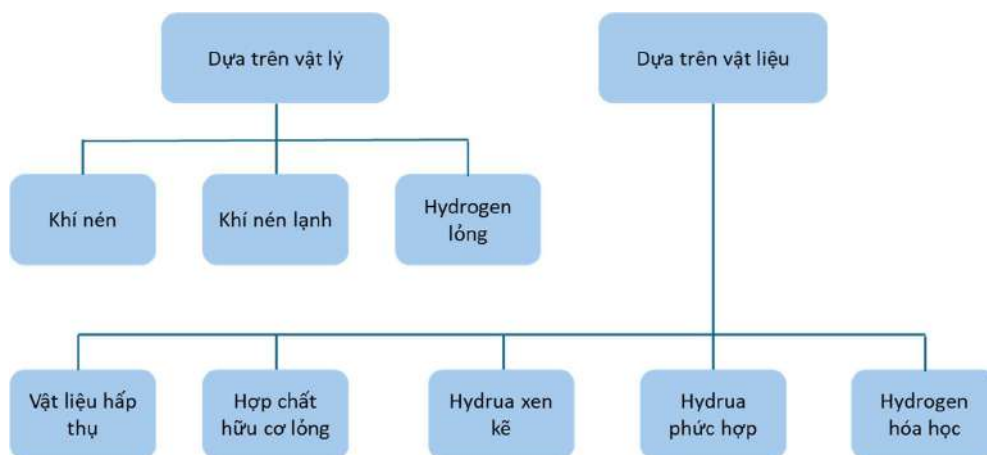
## Cung cấp nitơ

Nitơ đóng vai trò thiết yếu trong sản xuất hydrogen xanh, giúp đảm bảo an toàn và bảo quản các bộ phận. Nitơ được sử dụng để làm sạch và tăng áp suất cho các hệ thống, giảm thiểu rủi ro cháy nổ do hydrogen. Việc sục khí nitơ trước quá trình điện phân giúp loại bỏ khí dư, giảm thiểu tình trạng suy giảm chất lượng ở máy điện phân và đảm bảo an toàn hệ thống. Bước này cũng giúp tạo môi trường trơ trong quá trình bảo dưỡng và sửa chữa, đồng thời tạo lớp phủ bảo vệ lượng hydrogen lưu trữ để nâng cao an toàn.

## Lưu trữ và vận chuyển

Hydrogen có thể cần được lưu trữ hoặc vận chuyển trước khi sử dụng. Việc này cần được thực hiện một cách an toàn và hiệu quả để đảm bảo lợi thế cạnh tranh của nhiên liệu hydrogen. Một số phương pháp bao gồm nén khí, hóa lỏng bằng phương pháp đông lạnh hoặc sử dụng chất mang. Các chất mang có thể bao gồm chất mang hydrogen hữu cơ dạng lỏng (LOHC), amoniac ( $\text{NH}_3$ ) hoặc metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ).

Các phương pháp vật lý như bình khí nén áp suất cao và bình chứa chất lỏng đông lạnh thường được sử dụng trong các ứng dụng công nghiệp. Các bình khí áp suất cao nén hydrogen để giảm thiểu thể tích khí, nhưng quá trình nén đòi hỏi nguồn năng lượng đáng kể nếu hydrogen chưa được nén từ quá trình điện phân. Các bình chứa đông lạnh lưu trữ hydrogen hóa lỏng ở nhiệt độ cực thấp, quá trình này cũng tiêu tốn năng lượng để làm mát, thậm chí nhiều hơn so với lưu trữ ở dạng khí. Ngoài ra, hydrogen có thể được vận chuyển bằng nhiều phương pháp khác nhau, bao gồm đường ống áp suất cao, tàu chở đông lạnh để vận chuyển đường dài hydrogen ở dạng lỏng, và xe kéo hoặc xe tải chở ống hydrogen để vận chuyển khí hydrogen áp suất cao một cách linh hoạt, tùy theo nhu cầu và yêu cầu về áp suất cụ thể.



Hình 56: Các phương án lưu trữ hydrogen. Dựa trên [10].

Bên cạnh đó, các phương pháp lưu trữ dựa trên vật liệu cũng đang được nghiên cứu, bao gồm sử dụng các hydrua kim loại, hydrua hóa học và vật liệu hấp phụ, có khả năng lưu trữ hydrogen ở điều kiện gần với điều kiện môi trường. Phương pháp này có thể mang lại mật độ năng lượng cao hơn nhưng lại có nhược điểm về trọng lượng, chi phí và tốc độ giải phóng, hấp thụ hydrogen. Ngoài ra, các phương pháp lưu trữ quy mô lớn như lưu trữ trong hang muối có thể áp dụng để lưu trữ một lượng lớn hydrogen trong một thời gian tương đối dài.

Hệ thống lưu trữ sẽ tùy thuộc vào dự án, vị trí và các đặc thù của bên mua, do đó không được đưa vào ước tính chi phí.

Để xem thêm thông tin tổng quan về lưu trữ hydrogen, vui lòng tham khảo cẩm nang công nghệ của DEA “Dữ liệu công nghệ cho vận chuyển năng lượng” phần “Giới thiệu về vận chuyển khí và chất lỏng” [9] và “Dữ liệu công nghệ – Lưu trữ năng lượng” phần “Lưu trữ hydrogen” [10].

### Hệ thống làm mát

Hệ thống làm mát đóng vai trò thiết yếu trong sản xuất hydrogen xanh, đặc biệt là trong giai đoạn điện phân bằng AEC và PEMEC và quá trình nén. Hệ thống ngăn ngừa hư hỏng và tình trạng giảm hiệu suất thông qua kiểm soát lượng nhiệt dư sinh ra trong quá trình điện phân. Làm mát hiệu quả là yếu tố then chốt để tối ưu hóa vận hành cũng như tuổi thọ của hệ thống điện phân, yêu cầu chất làm mát, bộ trao đổi nhiệt cùng các kỹ thuật tiên tiến như làm mát bằng chất lỏng. Các hệ thống làm mát duy trì nhiệt độ tối ưu ở các bộ phận, góp phần đảm bảo độ ổn định, độ bền và hiệu suất tổng thể của quy trình.

### Đấu nối nguồn điện

Trong các nhà máy sản xuất hydrogen, nguồn điện cần thiết, thường được gọi là cấp điện áp, phụ thuộc vào quy mô và các yêu cầu vận hành cụ thể của nhà máy. Ngoài ra, nguồn điện có sẵn sẽ khác biệt rất lớn theo từng quốc gia vì mỗi đơn vị điều hành hệ thống sẽ lựa chọn nguồn điện khác nhau. Ví dụ, ở Đan Mạch, một nhà máy sản xuất hydrogen 10 MW thường đấu nối vào lưới điện ở cấp điện áp 10 kV, trong khi một nhà máy 1 GW sẽ đấu nối ở cấp điện áp 400 kV.

Đối với các dự án quy mô nhỏ (<10 MW), phần lớn các thiết bị điện tử công suất được tích hợp trong thiết kế hệ thống điện phân, nhưng với các dự án lớn hơn (ví dụ: >10 MW), sẽ có thiết kế hệ thống điện cụ thể để giảm chi phí và đáp ứng nhu cầu về thiết bị bổ sung như máy biến áp và các thành phần khác như thiết bị đóng cắt.

Thiết bị đóng cắt trong nhà máy điện phân hydrogen là yếu tố thiết yếu để đảm bảo vận hành an toàn và hiệu quả. Thiết bị này điều khiển và bảo vệ hệ thống phân phối điện, giúp duy trì dòng điện ổn định. Các thành phần bao gồm thiết bị đóng cắt nguồn điện, thiết bị đóng cắt chính để phân phối điện và thiết bị đóng cắt điều khiển hoạt động của tế bào điện phân. Thiết bị đóng cắt bảo vệ giúp ngăn ngừa các sự cố và bất thường. Với chức năng trao đổi thông tin và giám sát, thiết bị cho phép thu thập dữ liệu theo thời gian thực và điều khiển từ xa. Các biện pháp an toàn đóng vai trò vô cùng quan trọng do tính dễ cháy của hydrogen. Nhìn chung, thiết bị đóng cắt đảm bảo phân phối điện ổn định, giúp bảo vệ và vận hành hiệu quả nhà máy.

Tùy thuộc vào hạ tầng cụ thể theo dự án hoặc vị trí, nhà máy có thể cần thêm các thiết bị như máy biến áp hạ áp công suất lớn và các thiết bị đóng cắt khác. Chi phí dự kiến cho phần này không được đưa vào ước tính CAPEX trong các bảng dữ liệu. Tuy nhiên, ước tính có bao gồm bộ chỉnh lưu và máy biến áp ban đầu cho máy điện phân tại cơ sở.

### Hệ thống điều khiển nhà máy

Hệ thống điều khiển trong sản xuất hydrogen xanh đóng vai trò thiết yếu đối với công tác giám sát và quản lý các quy trình vận hành, đảm bảo hiệu quả, an toàn và độ tin cậy. Các hệ thống này quản lý và giám sát tất cả các giai đoạn sản xuất, từ xử lý/sử dụng nước đến điện phân, lưu trữ và vận chuyển hydrogen.

Trong quá trình điện phân, hệ thống điều khiển quản lý các thông số như mật độ dòng điện, nhiệt độ và áp suất để tối ưu hóa quy trình sản xuất hydrogen. Đối với máy nén, hệ thống điều khiển đảm bảo khả năng vận hành tối ưu, kiểm soát tốc độ nén và quản lý nhiệt để ngăn tình trạng quá nhiệt cũng như hư hại cơ học.

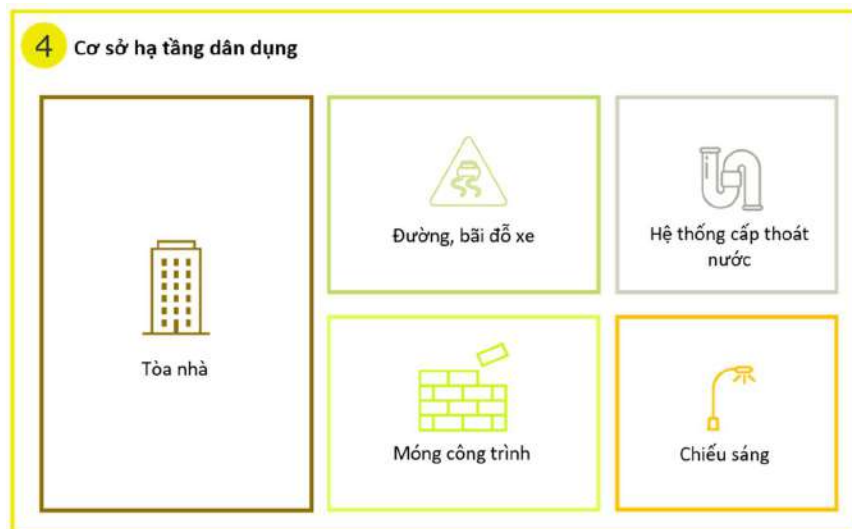
Hệ thống điều khiển cũng giám sát quá trình lưu trữ hydrogen về mức áp suất và nhiệt độ bên trong các bình chứa để đảm bảo không vượt quá ngưỡng an toàn. Trong trường hợp xảy ra sai lệch, các hệ thống này sẽ kích hoạt báo động hoặc tự động ứng phó để ngăn ngừa sự cố.

Bên cạnh đó, hệ thống còn điều khiển các hệ thống an toàn như cảm biến rò hydrogen và hệ thống phòng cháy chữa cháy để kích hoạt khi cần thiết. Hệ thống còn có chức năng quan trọng khác là thu thập dữ liệu từ nhiều cảm biến và thiết bị đo để giúp tối ưu hóa hệ thống, bảo dưỡng phòng ngừa và khắc phục sự cố.

Với mức độ tự động hóa cao trong các nhà máy sản xuất hydrogen xanh hiện đại, hệ thống điều khiển thường ứng dụng các công nghệ tiên tiến như trí tuệ nhân tạo và máy học để bảo dưỡng phòng ngừa và tối ưu hóa quy trình. Do đó, hệ thống điều khiển đóng vai trò như trung tâm thần kinh của một nhà máy sản xuất hydrogen xanh, giúp đảm bảo vận hành trơn tru, an toàn và hiệu quả.

### Hạ tầng xây dựng

Các hạng mục hạ tầng xây dựng bao gồm nền móng vật lý của nhà máy, chẳng hạn như nhà xưởng hoặc đường vào, có thể bao gồm cả các hạ tầng bổ sung như đường ray tàu hỏa, v.v. Kích thước nền móng có thể khác nhau tùy thuộc vào đặc tính của đất tại địa điểm, bao gồm cả các biện pháp cải tạo đất như đóng cọc. Ước tính chi phí bao gồm kích thước móng trung bình, san lấp mặt bằng sơ bộ, đường đi, lát nền và một nhà xưởng xử lý nước, nhưng không bao gồm các công trình xây dựng khác.



Hình 57: Các thành phần chung của hạng mục hạ tầng xây dựng trong một dự án sản xuất hydrogen.

### Các nhà xưởng

Nhà xưởng sản xuất hydrogen xanh phải đáp ứng các yêu cầu về vận hành, an toàn và môi trường theo các quy định quốc tế như Tiêu chuẩn Xây dựng Quốc tế, Hiệp hội Phòng chống cháy nổ Quốc gia 2 – Công nghệ Hydrogen và Bộ luật Khí đốt Quốc tế. Nhà xưởng phải bố trí đủ không gian cho hệ thống điện phân,

máy nén, hệ thống lưu trữ và làm mát, bao gồm cả không gian để bảo dưỡng và mở rộng quy mô trong tương lai. Nhà xưởng cần có các biện pháp an toàn, chẳng hạn như hệ thống thông gió và thiết bị phát hiện khí, để ngăn ngừa tình trạng tích tụ hydrogen, đồng thời trang bị hệ thống phòng cháy chữa cháy. Nhà máy sản xuất hydrogen có thể được đặt ngoài trời với hệ thống bảo vệ cụm điện phân trước các điều kiện thời tiết cùng thiết bị điện được thiết kế phù hợp với điều kiện ngoài trời. Do vận hành trong nhà có tác động đáng kể đến chi phí nên ước tính chi phí không bao gồm chi phí xây dựng nhà xưởng cho hệ thống điện phân hay các thành phần phụ trợ của nhà máy. Thông thường, các thành phần như máy nén sẽ được đặt trong nhà.

Các khía cạnh liên quan đến quản lý năng lượng, phương án cấp nước và các cân nhắc về môi trường, chẳng hạn như tiếng ồn và tác động về cảnh quan, tầm nhìn, đều là những nội dung quan trọng cần xem xét để đảm bảo quy trình sản xuất hydrogen xanh hiệu quả, an toàn và thân thiện với môi trường.

### **Đường đi, hạ tầng tiếp cận, bãi đỗ**

Hệ thống đường đi lại phải thuận tiện cho nhân viên, cho việc vận chuyển nguyên liệu thô và vận chuyển hydrogen, đồng thời đáp ứng được nhu cầu sử dụng các phương tiện hạng nặng và có tính đến khả năng chịu tải. Hạ tầng tiếp cận cần bao gồm các tuyến đường sơ tán, lối đi cho dịch vụ khẩn cấp, biển báo rõ ràng và bãi đỗ đầy đủ. Ngoài ra, cần đảm bảo khả năng tiếp cận cho công tác bảo dưỡng và thay thế, vì việc vận hành nhà máy trọn trù là yếu tố thiết yếu để sản xuất hydrogen xanh hiệu quả.

### **Móng**

Việc tuân thủ các yêu cầu về móng có ý nghĩa rất quan trọng để đảm bảo độ ổn định và an toàn của các bộ phận được lắp đặt, khả năng chịu được tải trọng của hệ thống điện phân, máy nén, hệ thống lưu trữ và hệ thống làm mát. Cần xem xét các yếu tố như khả năng chịu tải, điều kiện địa chất cục bộ và các rung động của máy móc. Bên cạnh đó, cần bố trí hệ thống thoát nước hiệu quả để tránh tình trạng đọng nước và nguy cơ mất ổn định cấu trúc.

### **Hệ thống đường ống**

Thiết kế đường ống cần đảm bảo khả năng đáp ứng nhiều loại chất lỏng và chịu được áp suất cao, đồng thời thoát nước hiệu quả và hạn chế rò rỉ. Cần có các biện pháp an toàn, chẳng hạn như cách ly nhanh một số đoạn đường ống, để ứng phó trước những rủi ro do hydrogen, và sử dụng vật liệu chống ăn mòn, đặc biệt là đường ống tiếp xúc với nước mặn hoặc nước thải.

### **Hệ thống chiếu sáng**

Yêu cầu về hệ thống chiếu sáng trong các cơ sở sản xuất hydrogen xanh phải ưu tiên hiệu quả vận hành, hiệu quả năng lượng và an toàn, đảm bảo khả năng quan sát để vận hành và bảo dưỡng máy móc. Điều này bao gồm triển khai hệ thống chiếu sáng khẩn cấp để sơ tán an toàn, giảm thiểu tình trạng chói lóa và đổ bóng. Nên lựa chọn các thiết bị chiếu sáng tiết kiệm năng lượng để giảm tiêu thụ điện năng, cũng như các thiết bị chống cháy nổ để đảm bảo an toàn trong môi trường hydrogen.

### **Đầu vào**

Đối với cả ba công nghệ điện phân, đầu vào là điện và nước. Cả SOEC, PEMEC và AEC đều yêu cầu nước có độ tinh khiết cao. Chất lượng nước thường được xác định bởi độ dẫn điện của nước, nhưng cũng phụ thuộc vào hàm lượng các tạp chất khác. Nước thường được chia thành Loại I (nước siêu tinh khiết), Loại II và Loại III (nước sạch). Trong khi SOEC và AEC có thể sử dụng nước Loại II với độ dẫn điện khoảng 1  $\mu\text{S}/\text{cm}$ , công nghệ PEMEC yêu cầu nước Loại I với độ dẫn điện dưới 0,1  $\mu\text{S}/\text{cm}$ . Ngoài ra, SOEC sử dụng hơi nước thay vì nước và do vận hành ở điểm trung hòa nhiệt nên sẽ hấp thụ nhiệt. Nếu hydrogen sản xuất ra được sử dụng cho nhiên liệu tổng hợp thì nhiệt thải từ các quy trình tổng hợp này (ví dụ: tổng hợp Fischer-Tropsch, quy trình Haber-Bosch) có thể được sử dụng để tạo ra hơi nước cho quá trình điện phân tiếp theo trong hệ thống SOEC, giúp nâng cao hiệu suất của công nghệ điện phân này [11].

### **Đầu ra**

Cả ba công nghệ điện phân đều có đầu ra là hydrogen và oxy, trong trường hợp của PEMEC và AEC thì còn có thêm nhiệt dư [12]. Do SOEC vận hành ở điểm trung hòa nhiệt hoặc thấp hơn một chút, nên hệ thống sẽ hấp thụ nhiệt từ môi trường xung quanh. Oxy là sản phẩm phụ, có thể được sử dụng trong nhiều ngành công nghiệp, chẳng hạn như sản xuất giấy và bột giấy, sản xuất thủy tinh, sục khí nước, nuôi cá, công nghiệp thép và kim loại, chăm sóc y tế, thực phẩm, sản xuất, thu hồi và lưu trữ các-bon (CCS) sử dụng

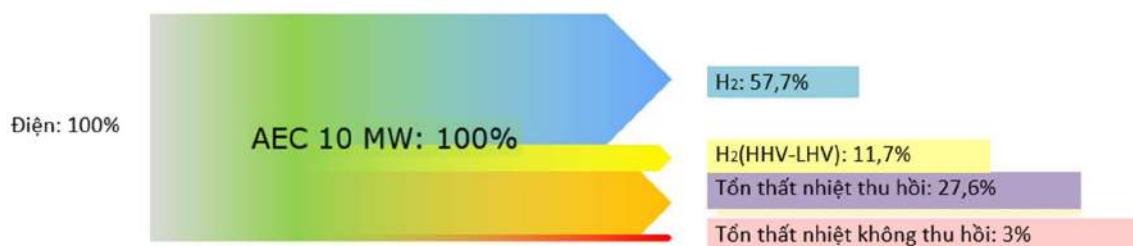
nhiên liệu oxy, khí hóa nhiệt, v.v. Đối với PEMEC và AEC, nhiệt dư có thể được sử dụng cho hệ thống sưởi ấm tập trung. Qua nghiên cứu tài liệu hệ thống AEC và PEMEC nhìn chung có nhiệt độ vận hành lần lượt là 50-80°C và 60-80°C [13]. Theo các nhà sản xuất, năm 2020, các hệ thống có thể cung cấp nhiệt ở mức 50°C cho hệ thống sưởi ấm tập trung, và mức nhiệt độ này dự kiến sẽ tăng lên 70°C vào năm 2024.

### Cân bằng năng lượng (dựa trên dữ liệu năm 2020)

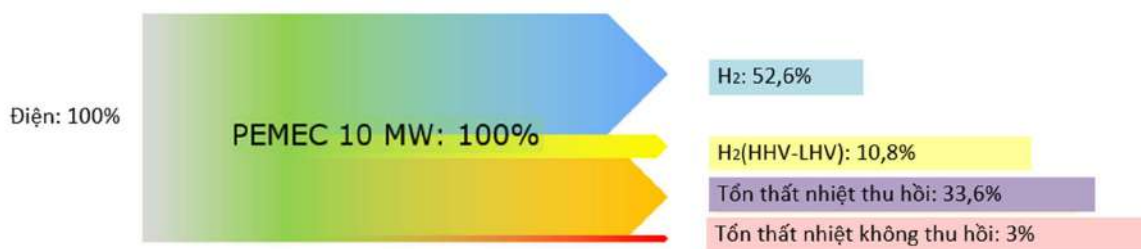
Phần này trình bày/minh họa lần lượt về cân bằng năng lượng của ba công nghệ điện phân AEC, PEMEC và SOEC qua Hình 58, Hình 59, Hình 60. Thông tin dựa trên dữ liệu năm 2020 và các dự án của Ramboll.

Cân bằng năng lượng được xem xét ở cấp độ nhà máy, tức là bao gồm cả Các thành phần phụ trợ của nhà máy (BOP).

Đối với AEC và PEMEC, 100% đầu vào là điện năng, trong khi đối với SOEC (năm 2020), điện năng chiếm 79,5% đầu vào, 20,5% còn lại là nhiệt năng. Sự khác biệt này là do SOEC vận hành ở nhiệt độ cao hơn, trong đó nước cần được chuyển hóa thành hơi và quá trình vận hành diễn ra ở nhiệt độ trên 600°C.

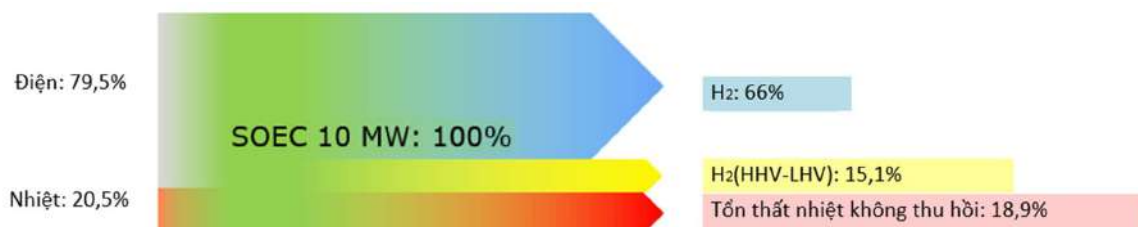


Hình 58: Đầu vào và đầu ra của hệ thống AEC (2020, nhà máy sản xuất hydrogen công suất 10 MW). Dữ liệu dựa trên các tài liệu tham khảo của Ramboll.



Hình 59: Đầu vào và đầu ra của hệ thống PEMEC (2020, nhà máy sản xuất hydrogen công suất 10 MW). Dữ liệu dựa trên các tài liệu tham khảo của Ramboll.

Sau khi nước hoặc hơi nước được cung cấp cho các tế bào điện phân, H<sub>2</sub> và O<sub>2</sub> được hình thành cùng với quá trình tỏa nhiệt. Vì nhiệt lượng cần đạt đến một nhiệt độ nhất định để được đưa vào mạng lưới sưởi ấm tập trung, nên chỉ một tỷ lệ nhỏ nhiệt lượng tạo ra có thể được sử dụng trực tiếp. Một khía cạnh quan trọng trong phân tích này là không xem xét nhiệt ẩn trong quá trình hóa hơi của hơi nước trong sản phẩm, thường được gọi là nhiệt trị thấp (LHV) và nhiệt trị cao (HHV) của hydrogen. Điều này được áp dụng để có được một phân tích chính xác về năng lượng có thể sử dụng được tạo ra bởi quá trình điện phân.



Hình 60: Đầu vào và đầu ra của hệ thống SOEC (2020, nhà máy sản xuất hydrogen công suất 10 MW). Dữ liệu dựa trên các tài liệu tham khảo của Ramboll.

## Công suất điển hình

Bảng 24 thể hiện quy mô tối đa của hệ thống điện phân theo từng công nghệ. AEC và PEMEC có thể sử dụng trong các dự án có quy mô >500 MW, trong khi SOEC chỉ áp dụng cho các dự án có công suất nằm trong khoảng 50 MW.

*Bảng 24: Thời gian khởi động nguội và khởi động ấm, tín hiệu đáp ứng công suất và phạm vi tải của công nghệ AEC, PEMEC và SOEC. Số liệu năm 2020.*

	AEC	PEMEC	SOEC
Thời gian khởi động nguội (từ 0 đến 100%) [phút]*	< 80	0.5	600
Thời gian khởi động ấm (từ 0 đến 100%) [giờ]*	240 (60-300)	< 10	600
Tín hiệu đáp ứng công suất [giờ]*	< 1-5	< 1-5	< 1-5
Phạm vi tải trên mỗi hệ thống điện phân (%)*	15-100	5-130	30-125

## Khả năng điều tiết

Nhìn chung, các hệ thống điện phân có thể vận hành linh hoạt, chủ yếu bị giới hạn ở vấn đề quản lý nhiệt, điện áp tối đa của bộ chỉnh lưu và hệ số thời gian của các cấu phần bên ngoài [14]. Thời gian khởi động nguội, khởi động ấm và tín hiệu đáp ứng công suất cho ba hệ thống được trình bày trong Bảng 23.

Khởi động nguội được định nghĩa là khởi động từ nhiệt độ môi trường sau một thời gian dài dừng vận hành. Khởi động ấm được định nghĩa là khởi động từ chế độ chờ có gia nhiệt, có nghĩa là hệ thống điện phân được duy trì ở nhiệt độ và áp suất vận hành nếu cần. Tín hiệu đáp ứng công suất là thời gian cần thiết để hệ thống điện phân điều chỉnh theo sự thay đổi của nguồn điện đầu vào và được đo bằng giờ. Phản ứng nhanh này có thể cho phép hệ thống ổn định lưới điện khi đang chạy ở nhiệt độ vận hành.

## Ưu/nhược điểm

Phần này trình bày tóm tắt về ưu, nhược điểm của các công nghệ AEC, PEMEC và SOEC trong Bảng 25. Dữ liệu được thu thập từ tài liệu [15], [16].

*Bảng 25: Tóm tắt ưu, nhược điểm của các công nghệ điện phân được nghiên cứu.*

Công nghệ	Ưu điểm	Nhược điểm
AEC	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Công nghệ này rất hoàn thiện và có khả năng nhân rộng.</li> <li>- AEC có nhiệt độ vận hành thấp, với khả năng khởi động nhanh (có áp suất) để phản hồi với các dịch vụ lưới điện, vì vậy phù hợp để sử dụng như một công nghệ linh hoạt.</li> <li>- Tuổi thọ cụm điện phân dài, cụ thể hơn 70.000 giờ (2020).</li> <li>- Hệ thống điện phân quy mô MW đã được triển khai.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Độ linh hoạt thấp hơn khi vận hành ở điều kiện môi trường thông thường.</li> <li>- AEC sử dụng chất điện phân có tính ăn mòn cao.</li> <li>- Rò rỉ KOH.</li> <li>- Điện trở màng cao.</li> <li>- Mật độ dòng điện vận hành tối đa thấp, mức danh nghĩa trung bình khoảng 0,6-1 A/cm<sup>2</sup> [17].</li> </ul>
PEMEC	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PEMEC có nhiệt độ vận hành thấp, ít gây tiếng ồn, mật độ công suất cao.</li> <li>- Thời gian đáp ứng nhanh.</li> <li>- Có thể sản xuất hydrogen nén để lưu trữ trực tiếp mà không cần trải qua quá trình nén khí; tuy nhiên, quy trình tương đối phức tạp.</li> <li>- Có thể đạt mật độ dòng điện &gt;2,0 A/cm<sup>2</sup> cho các hệ thống vận hành, mang lại kích thước hệ thống nhỏ gọn.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rất nhạy với tạp chất, yêu cầu sử dụng nước có độ tinh khiết rất cao (Loại I) làm đầu vào.</li> <li>- Tuổi thọ của các hệ thống hiện có trên thị trường vẫn chưa được xác định cụ thể.</li> <li>- Chất xúc tác sử dụng trong các lớp điện cực có giá thành cao và khan hiếm.</li> <li>- Các bộ phận trong hệ thống PEMEC có chi phí cao do sử dụng chất xúc tác và tấm lưỡng cực (các bộ phận chống oxy hóa cho cụm điện phân).</li> </ul>

Công nghệ	Ưu điểm	Nhược điểm
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hệ thống điện phân quy mô MW đã được triển khai.</li> <li>Kích thước nhỏ gọn hơn so với AEC.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Xử lý nước hiệu quả về chi phí và sấy khô hydrogen ở áp suất cao vẫn là những thách thức cần giải quyết.</li> </ul>
<b>SOEC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SOEC có hiệu suất cao (lên đến 95%) và năng suất cao.</li> <li>SOEC có thể được sử dụng để sản xuất khí tổng hợp từ quá trình điện phân đồng thời hơi nước và CO<sub>2</sub>.</li> <li>Các nhà máy điện phân CO đã đi vào vận hành thương mại.</li> <li>SOEC có thể ứng phó với các biến động đột ngột nhờ thời gian đáp ứng nhanh.</li> <li>SOEC có thể được sử dụng ở chế độ đảo ngược, đóng vai trò như pin nhiên liệu để cân bằng lưới điện.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SOEC vẫn đang trong giai đoạn thử nghiệm cho các ứng dụng quy mô lớn phục vụ sản xuất hydrogen và chưa sẵn sàng cho thương mại hóa.</li> <li>SOEC có sản lượng H<sub>2</sub> nhỏ hơn khoảng 10 lần so với PEMEC và AEC.</li> <li>Các bộ phận của cụm điện phân dễ bị ăn mòn.</li> <li>Hệ thống hiện có trên thị trường có tuổi thọ ngắn hơn PEMEC, và ngắn hơn nhiều so với AEC.</li> <li>SOEC chỉ có thể vận hành ở mật độ dòng điện tối đa 0,5 A/cm<sup>2</sup>.</li> </ul>

### Yêu cầu không gian

Có thể thấy sự khác biệt đáng kể giữa kích thước của công nghệ PEMEC (10 m<sup>2</sup>/MW) so với hai công nghệ có kích thước khá tương đồng là công nghệ điện phân kiềm (25 m<sup>2</sup>/MW) và SOEC (30 m<sup>2</sup>/MW). Quy mô hệ thống dự kiến sẽ tăng đáng kể nếu cần bổ sung một máy nén để cung cấp hydrogen áp suất cao (>30 bar), bên cạnh hệ thống cơ bản, hoặc tùy theo các thiết bị điện tử công suất cuối cùng được sử dụng trong hệ thống (ví dụ: bộ chỉnh lưu, máy biến áp, thiết bị đóng cắt, v.v.). Điều này dẫn đến quy mô tổng thể của dự án cũng sẽ lớn hơn nhiều.

### Tiêu thụ nước

Như đã đề cập trước đó, quá trình sản xuất hydrogen bằng phương pháp điện phân nước cần khoảng 9 kg nước cho mỗi 1 kg hydrogen (Eurowater). Lượng nước tiêu thụ cho quá trình điện phân thay đổi tùy theo công nghệ và nguồn nước được sử dụng.

*Bảng 26: Lượng nước tiêu thụ trên mỗi MWh cho quá trình điện phân theo từng công nghệ và nguồn nước.*

Kg nước/ MWh điện năng đầu vào	Nước siêu tinh khiết	Nước ngầm	Nước thải / Nước mặt	Nước biển
AEC	175 kg	245 kg	262,5 kg	577,5 kg
PEMEC	167 kg	233,8	250,5	551,1 kg
SOEC	228 kg	319,2 kg	342 kg	752,4 kg

### Môi trường

Với tất cả các công nghệ điện phân sản xuất hydrogen, sản phẩm duy nhất là hydrogen, oxy và nhiệt dư. Điện phân có thể được sử dụng để cân bằng dao động trong nguồn điện, đồng thời, giá trị của điện phân (sản xuất chất mang năng lượng sạch) có thể tăng thêm thông qua việc tiếp tục chuyển đổi sản phẩm thành các hóa chất.

Đối với AEC, điện cực oxy, điện cực hydrogen, cũng như lớp chất xúc tác thường được làm từ niken, một nguồn tài nguyên đang trở nên khan hiếm do được sử dụng nhiều trong các công nghệ năng lượng tái tạo khác (ví dụ: pin).

Trong công nghệ PEMEC, màng chứa fluoropolymer cần phải được xử lý hoặc tái chế sau khi sử dụng. Ngoài ra, lớp chất xúc tác bao gồm bạch kim và các hợp kim cho điện cực hydrogen, và iridium, ruthenium và các hợp kim cho điện cực oxy là các chất rất khan hiếm, do đó có thể cản trở khả năng duy trì lâu dài các PEMEC hiện có [18].

Đối với SOEC, nguồn Ce, La và Y tuy không quá dồi dào nhưng vẫn là vật liệu tiết kiệm chi phí và có sẵn vì được tạo ra từ các oxit phổ biến hơn nhiều. Những yếu tố này có thể cản trở việc thương mại hóa các hệ thống điện phân SOEC quy mô lớn, mặc dù có thể sử dụng các vật liệu thay thế.

### **Nghiên cứu và phát triển**

Đối với AEC, thách thức chính là nâng cao hiệu quả của các cụm điện phân trong khi vẫn tiếp tục sử dụng các vật liệu chi phí thấp. Chất xúc tác cũng như thiết kế cụm điện phân đang được nghiên cứu phát triển để cải thiện hiệu quả. Một số ví dụ về những phát triển này trong công nghệ AEC đến từ các công ty sản xuất thiết bị điện phân như Hysata hoặc Hydrogen Pro. Hysata gần đây đã giới thiệu một thiết kế cụm mao dẫn trong đó hiệu suất có thể được cải thiện đáng kể (lên đến 95%) [19]. Mặt khác, Hydrogen Pro đang tích cực nghiên cứu phát triển chất xúc tác không sử dụng kim loại có chi phí cao [20].

Trong công nghệ PEMEC, chi phí cụm điện phân là rào cản lớn đối với khả năng thương mại hóa hệ thống điện phân quy mô lớn. Chi phí chất xúc tác và tấm lưỡng cực đang được nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm. Ngoài ra, sự khan hiếm nguyên liệu thay thế cũng là một khó khăn. Theo đó, kết quả đạt được của TNO ở Hà Lan gần đây đã cho thấy tiềm năng giảm đáng kể lượng Ir (200 lần) để giảm chi phí cụm điện phân [21].

Cuối cùng, công nghệ SOEC đang được nghiên cứu phát triển để cải thiện khả năng mở rộng và độ bền. Các nghiên cứu gần đây từ ISPT ở Hà Lan đã chỉ ra rằng các cụm điện phân lớn hơn (~50 kW) với diện tích bề mặt tế bào lớn hơn và mật độ dòng điện cao hơn (800 cm<sup>2</sup> và 1 A/cm<sup>2</sup>) có thể dẫn đến các mô-đun nóng lớn hơn (~1 MW) cùng hệ thống điện phân quy mô GW [22]. Ngoài ra, việc giảm nhiệt độ vận hành của SOEC sẽ cho phép sử dụng các vật liệu có chi phí thấp hơn, giúp giảm chi phí của các cụm điện phân SOEC.

Các công ty ở Đan Mạch đang nỗ lực phát triển công nghệ điện phân. Green Hydrogen Systems phát triển công nghệ điện phân kiềm áp suất với năng lực sản xuất vào cuối năm 2023 đạt gần 400 MW [23]. Tương tự, Topsoe đã công bố dự án xây dựng một nhà máy sản xuất mới để đạt công suất 500 MW vào cuối năm 2025 [24].

### **Ví dụ về những dự án hiện có**

#### **Các ngành khó giảm phát thải**

Sản xuất phân bón, thép và hóa chất là những ví dụ điển hình nhất về các ngành khó giảm phát thải. Các ngành công nghiệp này cần một lượng lớn hydrogen cung cấp liên tục (> 10.000 tấn mỗi năm), điều này đòi hỏi xây dựng một nhà máy sản xuất hydrogen với hệ thống điện phân có công suất lên đến 100 MW. Ngoài ra, áp suất và độ tinh khiết sẽ phụ thuộc vào mục đích sử dụng cuối cùng. Phần lớn các ngành công nghiệp sử dụng hydrogen ở áp suất tương đối thấp (< 50 bar) và độ tinh khiết không quá cao (99,5%), do đó, có thể sử dụng cả ba công nghệ, trong đó AEC và SOEC được ưu tiên hơn. Ngoài ra, SOEC có thể tận dụng lượng nhiệt dư tỏa ra từ các quy trình công nghiệp này, giúp quá trình sản xuất hydrogen đạt hiệu quả rất cao. .

#### **Sản xuất ngoài khơi**

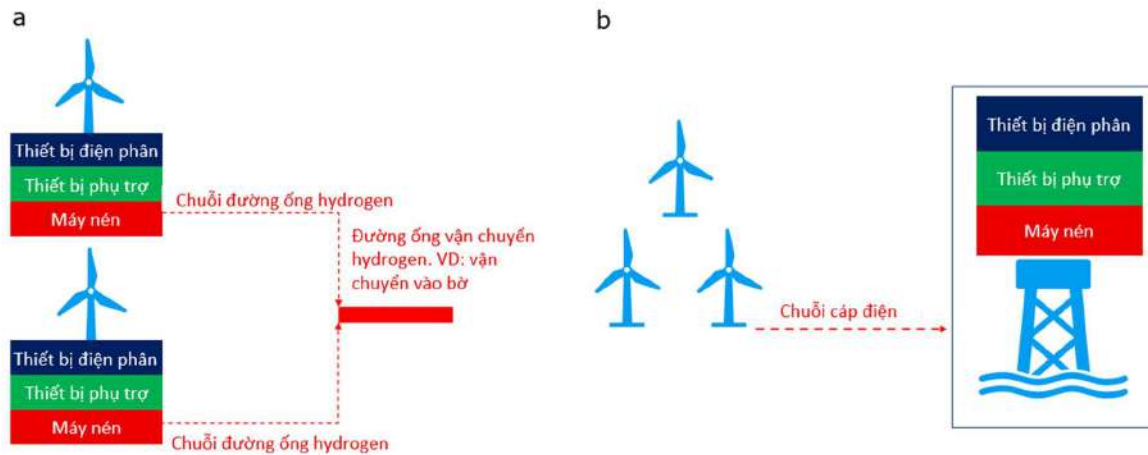
Việc sản xuất hydrogen ngoài khơi đang thu hút nhiều sự quan tâm do các nghiên cứu gần đây chỉ ra rằng chi phí truyền tải điện từ nhà máy điện gió ngoài khơi thông qua đầu nối HVDC sẽ cao hơn nhiều so với việc vận chuyển các phân tử hydrogen cho các dự án quy mô lớn [25], [26]. Các nghiên cứu này chỉ ra rằng đối với các dự án ngoài khơi cách bờ biển hơn 100-150 km, việc vận chuyển hydrogen sản xuất ngoài khơi thông qua đường ống sẽ tiết kiệm chi phí hơn so với vận chuyển năng lượng thông qua cáp trong sản xuất hydrogen trên bờ. Dolphin [27] ở Vương quốc Anh, PosHYdon [28] và H2opZee [29] ở Hà Lan, Aquaventus [30] ở Đức và Brintø ENERGY ISLANDS [31] là những sáng kiến nhằm chủ động đánh giá tính khả thi của các dự án sản xuất hydrogen ngoài khơi ở Bắc Âu.

Hiện nay, có hai khái niệm chính về sản xuất hydrogen ngoài khơi đang được thảo luận và so sánh:

- Khái niệm sản xuất tập trung bao gồm một trang trại điện gió ngoài khơi được kết nối và cung cấp năng lượng cho các giàn ngoài khơi được trang bị nhiều bộ điện phân, cùng với các thành phần phụ trợ của hệ thống. Tại đây, hydrogen được sản xuất và đưa vào bờ thông qua các đường ống. Khái niệm này có thể được chia thành quy mô trung bình, từ 100 MW trở lên, và quy mô lớn, trên 500 MW.

- Khái niệm sản xuất phi tập trung bao gồm việc trang bị cho mỗi tuabin gió một hệ thống điện phân tích hợp. Về công suất điện phân, nguồn điện sẽ giới hạn theo công suất của mỗi tuabin gió (10-16 MW). Tương tự, hydrogen cũng sẽ được đưa vào bờ thông qua các đường ống.

Hình 61 minh họa hai khái niệm này và nhấn mạnh sự khác biệt chính. Phương pháp sản xuất phi tập trung không cần hạ tầng vận chuyển điện, ngược lại, phương pháp sản xuất tập trung đòi hỏi hạ tầng này.



Hình 61: a) sơ đồ phương pháp sản xuất phi tập trung và b) sản xuất tập trung trong sản xuất hydrogen ngoài khơi.

Ngoài việc lựa chọn tuabin và móng cho các công trình ngoài khơi, cả hai khái niệm Tập trung và Phi tập trung đều có những yếu tố quan trọng cần xem xét từ góc độ thiết kế, bao gồm:

**Hạ tầng điện:** Yếu tố quan trọng hàng đầu đối với mô hình sản xuất tập trung là hạ tầng điện, đóng vai trò không thể thiếu để tạo điều kiện thuận lợi cho việc truyền tải điện hiệu quả đến thiết bị điện phân đặt tại giàn.

**Vận chuyển và lắp đặt:** Quá trình vận chuyển và lắp đặt, chủ yếu ở ngoài khơi, có tầm quan trọng đặc biệt. Các hoạt động này liên quan đến các tài sản có giá trị và rất dễ bị ảnh hưởng bởi điều kiện thời tiết bất lợi.

**CAPEX:** Do các yếu tố chi phí có sự khác biệt đáng kể giữa hai khái niệm, việc đánh giá toàn diện là nội dung cần thiết để hỗ trợ quá trình ra quyết định.

Việc tập trung vào những yếu tố quan trọng này có thể giúp quá trình thiết kế có cách tiếp cận toàn diện hơn, từ đó nâng cao hiệu quả và tính khả thi tổng thể của các dự án năng lượng ngoài khơi.

Bảng 27: So sánh hai khái niệm sản xuất phi tập trung và sản xuất tập trung về hạ tầng điện, vận chuyển và lắp đặt và CAPEX.

Thông số	Tập trung	Phi tập trung
Hạ tầng điện	Yêu cầu hạ tầng điện; dự kiến phát sinh thêm chi phí và tổn thất năng lượng so với khái niệm Sản xuất phi tập trung.	Không cần hạ tầng điện do cách bố trí tuabin và nhà máy sản xuất hydrogen, dự kiến mức tổn thất năng lượng thấp hơn so với mô hình sản xuất tập trung – tuy nhiên, cần có hệ thống đường ống dẫn H <sub>2</sub> từ mỗi tổ máy đến một đường ống H <sub>2</sub> chung để đưa vào bờ.
Vận chuyển và lắp đặt	Ít phụ thuộc hơn và có chi phí thấp hơn so với mô hình sản xuất phi tập trung	Từ góc độ kỹ thuật, mô hình này gặp nhiều thách thức hơn, đòi hỏi nhiều ngày vận hành tàu hơn, hệ thống kết nối các gói thiết bị và chi phí cao hơn

Thông số	Tập trung	Phi tập trung
CAPEX	<p>CAPEX bao gồm hạ tầng điện và cáp điện cao thế.</p> <p>Không yêu cầu thêm CAPEX cho các hệ thống phụ trợ (ví dụ: hệ thống lưu trữ năng lượng), tương tự như các dự án trên bờ có quy mô tương đương; dự kiến sẽ tiết kiệm được chi phí nhờ hiệu quả kinh tế theo quy mô.</p> <p>CAPEX cho các hạng mục truyền thống của trang trại điện gió dự kiến sẽ tương đương với giá trị của một dự án phát triển trang trại điện gió thông thường có đặc điểm tương tự.</p>	<p>CAPEX không phát sinh thêm chi phí liên quan đến hạ tầng điện.</p> <p>CAPEX trên mỗi MW của hệ thống phụ trợ cao hơn do các thiết bị nhỏ nhưng có số lượng lớn. Ngoài việc cung cấp điện cho tuabin gió, hệ thống còn sản xuất hydrogen.</p> <p>Ngoài ra, mỗi tuabin gió có chi phí móng tuabin cao hơn; yêu cầu các hệ thống phụ trợ để đảm bảo nguồn điện cho tuabin, dự kiến sẽ phát sinh thêm chi phí (cao hơn) so với khái niệm Sản xuất tập trung.</p>

Bảng 28 thể hiện ước tính chi phí cho dự án sản xuất ngoài khơi tập trung và phi tập trung, cũng như cho nhà máy sản xuất hydrogen trên bờ sử dụng công nghệ PEMEC với công suất 100 MW và 1 GW. Chi phí này bao gồm các khoản chi phí liên quan đến thiết bị điện phân, cũng như các thành phần phụ trợ của nhà máy (BOP), một số hạ tầng điện và tàu phục vụ việc xây dựng và lưu trữ. Trong tương lai, máy nén có thể không cần thiết vì công nghệ điện phân có thể tạo ra hydrogen ở áp suất mong muốn. Chi phí này không bao gồm chi phí giàn cho máy điện phân, móng, móng nổi hoặc tuabin gió.

*Bảng 28: Ước tính chi phí sản xuất ngoài khơi tập trung và phi tập trung so với sản xuất trên bờ sử dụng công nghệ PEMEC.*

	100 MW	1 GW
<b>Sản xuất ngoài khơi tập trung*</b>		
Mức đầu tư (€/kW của tổng đầu vào tương đương )	1,450	1,350
- % cho vật liệu	78%	83%
- % cho nhân sự	8%	11%
- % cho EPC	14%	6%
<b>Sản xuất ngoài khơi phi tập trung*</b>		
Mức đầu tư (€/kW của tổng đầu vào tương đương )	1,500	1,350
- % cho vật liệu	77%	83%
- % cho nhân sự	7%	10%
- % cho EPC	16%	7%
<b>Sản xuất trên bờ*</b>		
Mức đầu tư (€/kW của tổng đầu vào tương đương )	1,300	1,200

\* Dữ liệu nội bộ của Ramboll

Chi phí lắp đặt là yếu tố chính tạo nên sự khác biệt về chi phí giữa nhà máy ngoài khơi và trên bờ. Việc vận chuyển các thiết bị và bộ phận cần thiết đến địa điểm ngoài khơi và lắp đặt có thể tốn kém hơn so với việc xây dựng một cơ sở tương tự trên bờ. Hoạt động lắp đặt ngoài khơi thường đòi hỏi sử dụng các tàu chuyên dụng, cần cầu và nhân lực, tất cả đều làm phát sinh chi phí. Ngoài ra, nhà máy điện phân ngoài khơi đòi hỏi xây dựng thêm hạ tầng trên biển, chẳng hạn như móng, giàn và đường ống ngầm dưới biển, các yếu tố này không được xem xét trong Bảng 28. Đây là những yếu tố cần thiết để đảm bảo khả năng vận hành an toàn và đáng tin cậy của nhà máy nhưng sẽ làm tăng tổng chi phí so với các nhà máy trên bờ. Cuối cùng, việc bảo dưỡng ngoài khơi cũng khó khăn hơn so với bảo dưỡng trên bờ và hệ thống giám sát, điều khiển từ xa tiên tiến hơn cũng có thể làm tăng thêm chi phí.

#### **Xử lý nước cho các nhà máy ngoài khơi**

Đối với xử lý và cấp nước cho cả các quy trình điện phân trên bờ và ngoài khơi, một yếu tố quan trọng là phải có bể chứa nước siêu tinh khiết. Bể chứa này có chức năng ổn định và hỗ trợ khởi động hệ thống. Một lưu ý đặc biệt đối với các dự án ngoài khơi là lợi thế bổ sung từ việc tận dụng nhiệt sinh ra từ quá trình điện

phân thông qua giải pháp khử muối bằng nhiệt. Cách tiếp cận này giúp lượng nhiệt bị lãng phí được đưa vào ứng dụng thiết thực.

Cốt lõi của sự tích hợp nhiệt này nằm ở bộ trao đổi nhiệt, một thành phần vô cùng quan trọng. Thiết bị này giúp truyền nhiệt hiệu quả giữa dòng nước ấm từ máy điện phân và dòng nước biển lạnh đi vào.

Đặc biệt, khử muối bằng nhiệt là một giải pháp hiệu quả trong bối cảnh này. Khác với các phương pháp xử lý nước khác như thẩm thấu ngược, phương pháp này đòi hỏi tần suất bảo dưỡng ít hơn đáng kể, là lựa chọn hấp dẫn và bền vững cho các ứng dụng ngoài khơi.

### Vận tải (vận tải bằng tàu biển, máy bay, xe tải đường dài)

Cuối cùng, một ứng dụng khác của dự án phát triển nhà máy sản xuất hydrogen là phục vụ lĩnh vực giao thông vận tải dưới dạng các trạm nạp hydrogen sản xuất tại chỗ. Trong trường hợp này, tính khả thi của các dự án quy mô nhỏ với hệ thống điện phân chỉ vài MW được cải thiện, nhưng lại đặt ra yêu cầu khắt khe hơn cho máy nén và hệ thống lưu trữ vì các ứng dụng trong giao thông vận tải đòi hỏi áp suất tối thiểu 350 bar hoặc thậm chí lên tới 750 bar. Các giải pháp lưu trữ thường phải duy trì áp suất lớn hơn do quá trình nạp được thực hiện theo nguyên lý nạp phân cấp (cascade), trong đó áp suất từ bình chứa cao áp được dùng để nạp đầy khí vào các bình có áp suất thấp hơn. Trong trường hợp này, yêu cầu về không gian cũng như tính linh hoạt thường là rào cản chính vì hoạt động sản xuất phải theo sát nhu cầu thực tế, do đó, hệ thống điện phân PEMEC có thể là một giải pháp phù hợp cho ứng dụng này. Tuy nhiên, như đã nêu trong ví dụ trước, nếu có đủ không gian, có thể cân nhắc thêm hệ thống điện phân kiềm (AEC) áp suất.

### Các dự án trong những năm gần đây

Phần này tóm tắt về các hệ thống điện phân đã được triển khai vận hành thương mại hoặc trong giai đoạn thử nghiệm. Các hệ thống điện phân tại những khu vực khác nhau cho mục đích ứng dụng đa dạng cùng thông số kỹ thuật chi tiết cũng được tóm tắt trong bảng sau.

*Bảng 29: Ví dụ về các dự án nhà máy sản xuất hydrogen đã đi vào hoạt động trong những năm gần đây theo địa điểm, quy mô và công nghệ. [32]*

Dự án	Địa điểm	Loại	Công suất (MW)	Sản lượng H <sub>2</sub> (t/y)	Năm vận hành thương mại	Lĩnh vực ứng dụng của bên mua
Sinopec - Kuqa	Trung Quốc	AEC	260	44.1k	2023	Lọc dầu
Iberdrola – Puertollano I	Tây Ban Nha	PEMEC	20	3500	2022	Amoniac
Dự án sản xuất hydrogen cho nhà máy thép tại Hofors	Thụy Điển	AEC	17	2900	2023	Sắt và thép
Dự án hợp tác giữa NTPC-Technip-L&T để sản xuất MeOH, Vindhyachal	Ấn Độ	PEMEC	5	700	2023	Methanol
Multiphly	Hà Lan	SOEC	2,5	500	2023	Lọc dầu, nhiên liệu tổng hợp
Dự án H2RES sản xuất hydrogen từ điện gió ngoài khơi của Orsted	Đan Mạch	AEC	2	300	2022	Vận tải
Phòng thí nghiệm Hydrogen Leuna (giai đoạn 1)	Đức	SOEC	1	200	2021	Methanol

### Các dự án tại Việt Nam

Hiện nay, nhiều nhà đầu tư trong và ngoài nước đang nghiên cứu, đề xuất và triển khai các dự án phát triển hydrogen tại Việt Nam. Mặc dù phần lớn các dự án vẫn đang trong giai đoạn chuẩn bị đầu tư và nghiên cứu, chưa đi vào vận hành thương mại, nhưng đã cho thấy nhiều tín hiệu tích cực đối với sự phát triển của nền kinh tế sản xuất hydrogen tại Việt Nam.

Hiện nay, một số dự án sản xuất hydrogen xanh đã được các chủ đầu tư triển khai (bao gồm Nhà máy sản xuất hydrogen xanh Trà Vinh, Nhà máy sản xuất hydrogen xanh Bến Tre, Nhà máy sản xuất hydrogen xanh Bạc Liêu và Nhà máy sản xuất hydrogen xanh Tiền Giang) với tổng công suất khoảng 120.000 tấn hydrogen mỗi năm. Tháng 3/2023, dự án Nhà máy sản xuất hydrogen xanh Trà Vinh đã được khởi công xây dựng tại tỉnh Vĩnh Long (trước đây là tỉnh Trà Vinh). Sau khi hoàn thành và đi vào hoạt động, nhà máy sẽ có công suất thiết kế 24.000 tấn/năm khí hydrogen và 195.000 tấn/năm khí oxy. Nhà máy sản xuất hydrogen xanh bằng phương pháp điện phân nước biển, sử dụng điện để tách nước thành hydrogen và oxy. Dự án chủ yếu sử dụng điện từ năng lượng tái tạo và sẽ xuất khẩu hydrogen ra thị trường quốc tế trong giai đoạn đầu, do thị trường hydrogen ở Việt Nam vẫn chưa phát triển mạnh.

Ngoài ra, nhiều nhà đầu tư trong và ngoài nước đang hợp tác với chính quyền địa phương để nghiên cứu, khảo sát và đề xuất các dự án sản xuất hydrogen tại các tỉnh như Bình Định (20.000 tấn/năm), Long An (249 tấn/năm), Ninh Thuận, Quảng Bình, Quảng Trị, Sóc Trăng và Thành phố Hồ Chí Minh, v.v

thiết kế chi tiết để kết hợp các yêu cầu của dự án và địa điểm, đồng thời cần áp dụng phương án dự phòng dựa trên tiêu chuẩn AACE để phù hợp với mức độ chi tiết trong ước tính.

### Ước tính số liệu

Dữ liệu từ các nguồn khác nhau trong bảng dưới đây đã được điều chỉnh theo lạm phát từ năm giá gốc về mức USD năm 2025, nhưng chưa áp dụng yếu tố học hỏi công nghệ/tốc độ học hỏi.

Chi phí đầu tư [triệu USD/kW] - AEC	2020	2025	2030	2040	2050
Cảm nang công nghệ - Việt Nam 2026		1175	750	575	400
Cảm nang công nghệ – Việt Nam 2023	734		508		282
Fraunhofer ISE, 2021	892	597			
IEAGHG, 2024			1580		339
Electric Hydrogen, 2024*	2300				

\* Bao gồm chi phí phát triển, xây dựng, thiết bị, công tác tại hiện trường và thi công. Phạm vi rộng hơn so với Cảm nang này do đã bao gồm chi phí phát triển, vì vậy CAPEX cao hơn.

Chi phí đầu tư [triệu USD/kW] - PEMEC	2020	2025	2030	2040	2050
Cảm nang công nghệ - Việt Nam 2026		1325	875	675	475
Cảm nang công nghệ – Việt Nam 2023	1044		733		452
Fraunhofer ISE, 2021	969	673			
IEAGHG, 2024		2032		339	339
Electric Hydrogen, 2024*	2550				

\* Bao gồm chi phí phát triển, xây dựng, thiết bị, công tác tại hiện trường và thi công. Phạm vi rộng hơn so với Cảm nang này do đã bao gồm chi phí phát triển, vì vậy CAPEX cao hơn.

### Tài liệu tham khảo

- [1] IEA, “Vai trò của các khoáng chất thiết yếu trong quá trình chuyển đổi năng lượng sạch”, IEA, 2022.
- [2] M. Chatenet, B. G. Pollet, D. R. Dekel, F. Dionigi, J. Deseure, P. Millet, R. D. Braatz, M. Z. Bazant, M. Eikerling, I. Staffell, P. Balcombe, Y. Shao-Horn và H. Schäfer, “Điện phân nước: từ lý thuyết đến các chiến lược khoa học và phát triển công nghiệp mới nhất,” *Chemical Society Reviews*, tập 16, số 11, tháng 5/2022.
- [3] IEA, “Báo cáo Triển vọng công nghệ năng lượng năm 2023”, IEA, 2023.
- [4] DNV, *Dự báo về hydrogen đến năm 2050: Triển vọng chuyển đổi năng lượng năm 2022*, 2022.
- [5] Monitor Deloitte, *Thúc đẩy tương lai của ngành giao thông: máy điện phân hydrogen*, 2021.
- [6] IRENA, *Bước đột phá: Chính sách hydrogen xanh và chi phí công nghệ*, Abu Dhabi, 2021.
- [7] IEA, “Tương lai năng lượng hydrogen - Năm bắt cơ hội hiện tại, Báo cáo tóm tắt và khuyến nghị, Báo cáo do IEA chuẩn bị cho G20, Nhật Bản,” IEA, 2019.
- [8] Eurowater, *Xử lý nước để sản xuất hydrogen xanh*, Eurowater, một công ty thuộc Grundfos.
- [9] A. K. Jensen, “Giới thiệu về vận chuyển khí và chất lỏng,” *Energystyrelsen*, 2021.
- [10] R. R. Mosebæk, M. Rao, C. Chochlidakis và E. Rothuizen, *Lưu trữ hydrogen*, *Energystyrelsen*, 2020, trang 72-120.
- [11] H. Becker, J. Murawski, D. V. Shinde, I. E. L. Stephens, G. Hinds và G. Smith, “Tổng quan về tác động của tạp chất đối với quá trình điện phân nước”, *Royal society of chemistry*, tập 7, trang 1565-1603, 2023.
- [12] *Dữ liệu công nghệ: Nhiên liệu tái tạo*, *Energystyrelsen* (Cục Năng lượng Đan Mạch), 2017.

- [13] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel và D. Stolten, “Tổng quan về điện phân nước bằng công nghệ PEM”, *Tạp chí Quốc tế về Năng lượng Hydrogen*, tập 38, số 12, trang 4901-4934, ngày 22/4/2013.
- [14] A. Buttler và H. Spliethoff, “Hiện trạng công nghệ điện phân nước cho lưu trữ năng lượng, cân bằng lưới điện và kết nối các lĩnh vực thông qua chuyển đổi điện năng thành khí và điện năng thành chất lỏng: Tổng quan”, *Tạp chí Đánh giá năng lượng tái tạo và bền vững*, tập 82, tr. 2440–2454, tháng 2/2018.
- [15] S. Bruce, M. Temminghoff, J. Hayward, E. Schmidt, C. Munnings, D. Paylfreyman và P. Hartley, “Lộ trình hydrogen quốc gia: Lộ trình hướng tới một ngành công nghiệp hydrogen bền vững về kinh tế tại Australia”, CSIRO, Australia, 2018.
- [16] J. Hansen, “Fasstofoxid Celle baseret Produktion og Anvendelse af Ammoniak,” Haldor Topsøe A/S, [Trực tuyến]. Nguồn: <https://eudp.dk/projekter/fasstofoxid-celle-baseret-produktion-anvendelse-ammoniak>. [Truy cập vào tháng 6/2023].
- [17] Hệ thống Hydrogen Xanh, “Dòng thiết bị điện phân kiềm của HyProvide,” [Trực tuyến]. Nguồn: <https://greenhydrogen.dk/wp-content/uploads/2021/02/A-Series-brochure-120421.pdf>. [Truy cập vào tháng 6/2023].
- [18] HyTechCycling, *Các công nghệ và chiến lược mới cho pin nhiên liệu và công nghệ hydrogen trong giai đoạn tái chế và tháo dỡ*, 2020.
- [19] A. Hodges, A. L. Hoang, G. Tsekouras, K. Wagner, C.-Y. Lee, G. F. Swieger và G. G. Wallace, “Tế bào điện phân cấp nước bằng mao dẫn hiệu suất cao hứa hẹn mang lại hydrogen tái tạo cạnh tranh hơn về chi phí”, *Nature Communications*, tập 13, 2022.
- [20] Hydrogen pro, “Hai dự án nghiên cứu và phát triển của Hydrogen Pro Đan Mạch được tài trợ 15,3 triệu NOK,” Hydrogen pro, 2023. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://hydrogen-pro.com/2023/07/04/two-rd-projects-with-hydrogenpro-denmark-granted-153-mnok/>. [Truy cập ngày 21/7/2023].
- [21] TNO, “Đột phá trong phát triển máy điện phân: giảm 200 lần nhu cầu sử dụng iridium,” ngày 24/10/2022. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.tno.nl/en/newsroom/2022/10/breakthrough-electrolyser-development/>. [Truy cập ngày 21/7/2023].
- [22] ISPT, “Điện phân oxit rắn thế hệ tiếp theo, tiềm năng mở rộng quy mô và đánh giá kinh tế kỹ thuật cho 3 ứng dụng trong công nghiệp,” ISPT, 2023.
- [23] Green Hydrogen Systems, “Khởi động giai đoạn tiếp theo của dự án mở rộng cơ sở sản xuất”, Green Hydrogen Systems, ngày 22/7/2021. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://investor.greenhydrogen.dk/announcements-and-news/news-details/2021/182021Green-Hydrogen-Systems--Launch-of-the-next-phase-of-production-facilities-expansion/default.aspx>. [Truy cập năm 2023].
- [24] U. Frohke, “Topsoe kỷ niệm dự án xây dựng cơ sở điện phân sử dụng công nghệ SOEC quy mô lớn đầu tiên trên thế giới”, Topsoe, ngày 1/5/2023. [Trực tuyến]. Nguồn: [https://www.topsoe.com/press-releases/topsoe-celebrates-milestone-in-construction-of-worlds-first-industrial-scale-soec-electrolyzer-facility?hs\\_amp=true](https://www.topsoe.com/press-releases/topsoe-celebrates-milestone-in-construction-of-worlds-first-industrial-scale-soec-electrolyzer-facility?hs_amp=true). [Truy cập vào tháng 12/2023].
- [25] T. van Wingerden, D. Geerdink, C. Taylor và C. F. Hülsen, “Đặc điểm kỹ thuật của hệ thống ngoài khơi Châu Âu,” DNV, 2023.
- [26] A. Singlitico, J. Østergaard và S. Chatzivasileiadis, “Điện phân trên bờ, ngoài khơi hay trong tuabin? Tổng quan về kinh tế-kỹ thuật đối với các phương án tích hợp sản xuất hydrogen xanh trong các hub tuabin gió ngoài khơi,” *Chuyển đổi năng lượng tái tạo và bền vững*, tập 1, tháng 8/2021.
- [27] “Dolphyn Hydrogen,” 2023. [Trực tuyến]. Nguồn: [dolphynhydrogen.com](http://dolphynhydrogen.com). [Truy cập vào tháng 10/2023].
- [28] “Poshydon,” 2023. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://poshydon.com/en/home-en/>. [Truy cập vào tháng 10/2023].
- [29] “H2opZee,” RWE, 2023. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.rwe.com/en/research-and-development/hydrogen-projects/h2opzee/>. [Truy cập vào tháng 10/2023].
- [30] “AquaVentus,” AquaVentus Förderverein e.V., 2023. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://aquaventus.org/en/>. [Truy cập vào tháng 10/2023].
- [31] “H2Ø - BrintØ i Nordsøen inden 2030,” Copenhagen Infrastructure Partners, [Trực tuyến]. Nguồn: <https://hydrogenisland.dk/da>.
- [32] IEA, “Cơ sở dữ liệu các dự án sản xuất hydrogen và phát triển hạ tầng hydrogen”, tháng 10/2023. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>. [Truy cập vào tháng 12/2023].
- [33] E. Doyle, E. Krasowski, S. Jøkladal, F. Hencken, N. LaBrake, J. Schneemeier, E. Miles và E. R. Nielsen, “Hướng tới mục tiêu tối ưu hóa chi phí tại các nhà máy sản xuất hydrogen xanh,” Ramboll, 2023.
- [34] Hydrogen Council, McKinsey & Company, “Báo cáo chuyên sâu về Hydrogen năm 2023: Thực trạng nền kinh tế hydrogen toàn cầu và phân tích chi tiết xu hướng chi phí hydrogen tái tạo,” Hydrogen Council, 2023.
- [35] IRENA, “Giảm chi phí hydrogen xanh: Mở rộng quy mô các thiết bị điện phân để đáp ứng mục tiêu khí hậu về duy trì mức tăng nhiệt độ thế giới dưới 1,5°C”, Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi, 2020.
- [36] IEA, “Báo cáo tổng quan về hydrogen toàn cầu năm 2023”, 2023.
- [37] Văn phòng Công nghệ Hydrogen và Pin nhiên liệu thuộc Bộ Năng lượng, “Các mục tiêu kỹ thuật cho điện phân kiềm lỏng”, Bộ Năng lượng, [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-liquid-alkaline-electrolysis>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [38] Văn phòng Công nghệ Hydrogen và Pin nhiên liệu thuộc Bộ Năng lượng, “Các mục tiêu kỹ thuật cho điện phân màng trao đổi proton”, Bộ Năng lượng, [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [39] Văn phòng Công nghệ Hydrogen và Pin nhiên liệu thuộc Bộ Năng lượng, “Các mục tiêu kỹ thuật cho điện phân ở nhiệt độ cao”, Bộ Năng lượng, [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-high-temperature-electrolysis>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [40] Clean Hydrogen Partnership, *Chương trình nghị sự chiến lược về nghiên cứu và đổi mới giai đoạn 2021–2027*, 2022.
- [41] ISPT, “Nhà máy sản xuất hydrogen xanh công suất gigawatt; Thiết kế hiện đại và tổng chi phí đầu tư lắp đặt”, 2020.
- [42] Viện Fraunhofer về Hệ thống năng lượng mặt trời, “DỰ BÁO CHI PHÍ CHO ĐIỆN PHÂN Ở NHIỆT ĐỘ THẤP”, 2021.
- [43] L. Janke, S. McDonagh, S. Weinrich, J. Murphy, D. Nilsson, P.-A. Hansson và Å. Nordberg, “Tối ưu hóa chương trình chuyển đổi điện năng thành hydrogen (power-to-H2) trong thị trường điện Nord Pool: Tác động của các chiến lược đấu thầu đến vận hành nhà máy,” *Năng lượng tái tạo*, tập 156, trang 820-836, tháng 8/2020.
- [44] H. Böhm, A. Zauner, D. C. Rosenfeld và R. Tichler, “Dự báo diễn biến chi phí cho các dự án chuyển đổi điện năng thành khí đốt quy mô lớn trong tương lai bằng cách xem xét hiệu ứng quy mô”, *Tạp chí Năng lượng ứng dụng*, tập 264, ngày 15/4/2020.
- [45] IRENA, “Triển vọng chuyển đổi năng lượng thế giới năm 2023: Lộ trình để duy trì mức tăng nhiệt độ thế giới dưới 1,5°C,” 2023.
- [46] IEA, “Lộ trình Net Zero: Kế hoạch hành động toàn cầu hướng tới mục tiêu duy trì mức tăng nhiệt độ thế giới dưới 1,5°C”, năm 2023.

- [47] BloombergNEF, “Hydrogen: Doanh số máy điện phân dự kiến tăng gấp 4-5 lần trong năm 2022,” pvEurope, ngày 02/9/2022. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.pveurope.eu/markets/bloombergnef-hydrogen-electrolyzer-sales-set-grow-4-5-times-2022>. [Truy cập vào tháng 11/2023].
- [48] GlobalData Energy, “Công suất điện phân toàn cầu dự kiến đạt 8,52GW vào năm 2026”, Power Technology, ngày 11/7/2022. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.power-technology.com/comment/global-electrolyzer-capacity/>. [Truy cập vào tháng 11/2023].
- [49] FCH JU, *Phát triển công nghệ điện phân nước tại Liên minh Châu Âu*, 2014.
- [50] SALCOS Salzgitter AG, “GrInHy2.0: “Hydrogen xanh cho thép xanh”, ngày 17/10/2022. [Trực tuyến]. Nguồn: [https://salcos.salzgitter-ag.com/en/grinhy-20/news.html?tx\\_pagetypenews\\_archive%5Baction%5D=show&tx\\_pagetypenews\\_archive%5Barticle%5D=20194&cHash=a21aa8f3c64d86965222191b99a6f62e](https://salcos.salzgitter-ag.com/en/grinhy-20/news.html?tx_pagetypenews_archive%5Baction%5D=show&tx_pagetypenews_archive%5Barticle%5D=20194&cHash=a21aa8f3c64d86965222191b99a6f62e). [Truy cập vào tháng 6/2023].
- [51] Green Hydrogen Systems, “Dự án hợp tác với Siemens Gamesa,” [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.greenhydrogensystems.com/projects/siemens>. [Truy cập vào tháng 6/2023].
- [52] L. Collins và X. Yihe, “Dự án hydrogen xanh lớn nhất thế giới — nhà máy Kuqa 260MW của Trung Quốc — dự kiến đi vào hoạt động cuối tháng 5”, Hydrogeninsight, ngày 26/5/2023. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.hydrogeninsight.com/production/world-s-largest-green-hydrogen-project-chinas-260mw-kuqa-facility-to-be-commissioned-at-the-end-of-may/2-1-1457242>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [53] L. Collins, “Baofeng Energy đưa dự án hydrogen xanh lớn nhất thế giới đi vào hoạt động tại Trung Quốc,” Thông tin khám phá về năng lượng của Upstream, ngày 2/2/2022. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.upstreamonline.com/hydrogen/baofeng-energy-brings-worlds-largest-green-hydrogen-project-on-line-in-china/2-1-1161221>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [54] Air Liquide, “Air Liquide khánh thành nhà máy sản xuất hydrogen ít phát thải các-bon, dựa trên công nghệ màng lọc lớn nhất thế giới tại Canada,” Air Liquide, ngày 26/1/2021. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.airliquide.com/group/press-releases-news/2021-01-26/air-liquide-inaugurates-worlds-largest-low-carbon-hydrogen-membrane-based-production-unit-canada>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [55] Fertiberia, “Vua Felipe VI khánh thành nhà máy sản xuất amoniac và phân bón xanh của Fertiberia tại Puertollano, nhà máy đầu tiên trên thế giới trong lĩnh vực này,” Fertiberia, ngày 13/5/2022. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.fertiberia.com/en/el-rey-felipe-vi-inaugura-la-planta-de-amoniaco-y-fertilizantes-verdes-de-fertiberia-en-puertollano-la-primera-del-sector-en-el-mundo/>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [56] Toshiba, “Dự án sản xuất hydrogen quy mô lớn nhất thế giới, Khu nghiên cứu năng lượng hydrogen Fukushima (FH2R), đã hoàn thành tại thị trấn Namie, Fukushima”, Toshiba, ngày 7/3/2020. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.global.toshiba/ww/news/energy/2020/03/news-20200307-01.html>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [57] Carbon Recycling International, “NHÀ MÁY METHANOL TÁI TẠO GEORGE OLAH: NHÀ MÁY SẢN XUẤT NHIÊN LIỆU TỪ CO2 QUY MÔ LỚN ĐẦU TIÊN TRÊN THẾ GIỚI,” Carbon Recycling International, [Trực tuyến]. Nguồn: [carbonrecycling.is/project-goplant](https://carbonrecycling.is/project-goplant).
- [58] Tập đoàn Asahi Kasei, “Hệ thống điện phân của Asahi Kasei bắt đầu vận hành, cung cấp hydrogen với quy mô lớn nhất thế giới tại Khu nghiên cứu năng lượng hydrogen Fukushima ở Namie”, Asahi Kasei, ngày 3/4/2020. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://www.asahi-kasei.com/news/2020/ze200403.html>. [Truy cập vào tháng 7/2023].
- [59] Nel Hydrogen, “Iberdrola trao hợp đồng dự án sản xuất phân bón xanh công suất 20 MW tại Tây Ban Nha,” ngày 14/1/2021. [Trực tuyến]. Nguồn: <https://nelhydrogen.com/press-release/awarded-iberdrola-contract-for-20-mw-green-fertilizer-project-in-spain/>. [Truy cập vào tháng 7/2023].

## Bảng số liệu

Các trang sau trình bày các bảng dữ liệu của công nghệ. Tất cả chi phí được thể hiện bằng đô la Mỹ (USD), theo mặt bằng giá năm 2025. Mức độ không chắc chắn liên quan đến từng tham số cụ thể và không thể đọc theo chiều dọc – nghĩa là một công nghệ có hiệu suất thấp hơn không nhất thiết có chi phí thấp hơn, hoặc ngược lại.

Sản xuất hydrogen bằng điện phân kiềm (AEC).											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>											
Dạng năng lượng lưu trữ											
Ứng dụng											
Công suất đầu vào một đơn vị	MW										
Công suất đầu tư một đơn vị (hydrogen)	kgH <sub>2</sub> /ngày tối đa										
Công suất đầu vào một nhà máy	MW	100	100	100	100	100	100	100	100		
Công suất đầu tư một đơn vị (hydrogen)	kgH <sub>2</sub> /ngày tối đa	46.656	49.379	51.885	55.556	49.037	44.496	56.845	54.323	A, B	
<b>Đầu vào</b>											
Điện	% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh)	100	100	100	100	100	100	100	100		
Mức tiêu thụ điện năng (cấp ngân xếp).	kWh/kgH <sub>2</sub>	51,4	48,6	46,3	43,2	48,9	53,9	42,2	44,2	C, D	1, 2, 3, 4
Mức tiêu thụ điện năng (cấp ngân xếp + hệ thống phụ trợ BOP).	kWh/kgH <sub>2</sub>	56,7	53,6	51,0	47,6	53,9	59,4	46,5	48,7	E	1, 2, 3, 4
Nước cho quá trình điện phân	kg/MWh	175	185	195	208	166,9	183,9	213	204		
<b>Đầu ra</b>		0									
Hydrogen (% tổng đầu vào tương đương)	% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh)	58,7	62,2	65,3	69,9	61,7	56,0	71,6	68,4	F	
Δ E từ HHV sang LHV	(% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh))	11,9	12,6	13,2	14,1	12,5	11,3%	14,4%	13,8%	G, H	
Tôn thất nhiệt (% tổng đầu vào tương đương)	% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh)	29,4	25,3	21,5	15,9	26,0	32,5	14,0	17,8		
- phần tổn thất nhiệt không thể thu hồi	%-các điểm tổn thất nhiệt	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	I	
- phần tổn thất nhiệt có thể thu hồi	%-các điểm tổn thất nhiệt	26,4	22,3	18,5	12,9	23,0	29,5	11,0	14,8		
Hydrogen	kg/MWh đầu vào tương đương	19,4	20,6	21,6	23,1	20,4	18,5	23,7	22,6		
Ngừng máy cưỡng bức	%	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	J	
Ngừng máy theo kế hoạch	Ngày mỗi năm	11	11	11	11	11	11	11	11	J	
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	25	25	25	25	20	30	20	30	J	
Tần suất thay thế ngân xếp	Giờ	80.000	92.500	94.500	101.500	70.500	89.500	83.000	120.000	C, D, K	1, 2, 3, 4, 5
Thời gian xây dựng	Năm	2	2	2	2	1,5	2	1,5	2	L	
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>											
Đầu tư danh định	USD/kW của tổng đầu vào tương đương	1.175	750	575	400	950	1.400	350	475	D, M, N, X	2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
Đầu tư danh định	USD/kgH <sub>2</sub> /ngày sản lượng tối đa	2.518	1.519	1.108	720	1.937	3.146	616	874	A, B, O	
- Tỷ lệ thiết bị	%	90	90	90	90	90	90	90	90	J, P	
- Tỷ lệ lắp đặt	%	10	10	10	10	10	10	10	10	J, P	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% của chi phí đầu tư/năm	4	4	4	4	4	4	4	4	J, Q	8

Sản xuất hydrogen bằng điện phân kiềm (AEC).											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	R	
<b>Số liệu riêng của công nghệ</b>											
Mật độ dòng	A/cm <sup>2</sup>	0,8	1,0	1,2	1,5	0,5	0,8	1,2	1,5	J, S	8
Thời gian khởi động lạnh	Tối thiểu từ 0 đến 100%	60	30	<30	<30	38	79	<30	<30	T	3, 8, 11
Kích thước ngăn xếp	MW	5,0	5	10	10	3,8	6,3	10	10	J	3, 10, 12
Tốc độ suy giảm	%/1000h	0,13	0,12	0,11	0,10	0,11	0,15	0,09	0,11	J, S, U	5, 8
Diện tích	m <sup>2</sup> /MW đầu vào tương đương	184	108	90	72	147	276	57	108	V, W	
Tiêu thụ nước	L/MWh	670	670	670	670	-	-	-	-		13

#### Ghi chú:

- A Đối với đơn vị tính theo “ngày”, ở đây giá định hệ số tải là 100% (tức là hệ thống vận hành ở công suất danh định trong toàn bộ 24 giờ mỗi ngày). Trong thực tế vận hành, số giờ vận hành đủ tải trong ngày có thể thay đổi và do đó cần được điều chỉnh cho phù hợp.
- B Sản lượng hydrogen tối đa trong một ngày, giá định vận hành đủ tải 24 giờ/ngày.
- C Các giá trị được tổng hợp từ nhiều nguồn khác nhau. Giá trị cho các năm 2025 và 2040 được tính toán bằng phương pháp hồi quy tuyến tính dựa trên dữ liệu trong các tài liệu tham khảo đã nêu, bao gồm các mốc năm 2020, 2030 và 2050.
- D Giá trị giới hạn trên và dưới được xác định dựa trên giá trị trung bình của các độ lệch chuẩn tìm thấy trong bộ dữ liệu liên quan, như trình bày tại chú thích C. Độ lệch chuẩn đối với các khoản đầu tư cụ thể tuân theo các giá trị kỳ vọng của các dự án tiền FEED điển hình (20%).
- E Dựa trên tài liệu tham khảo [3], mức tiêu thụ năng lượng của toàn bộ hệ thống (bao gồm cả ngăn xếp và các hạng mục thuộc hệ thống phụ trợ – balance of plant) được ước tính.
- F Hiệu suất của AEC và PEMEC được tính toán dựa trên mức tiêu thụ điện năng ở cấp ngăn xếp và hệ thống phụ trợ (BOP), đồng thời giá định theo giá trị nhiệt trị thấp của hydrogen. Đối với SOEC, năng lượng cung cấp cho quá trình tạo hơi nước cũng được tính đến.
- G Hiệu suất điện phân theo nhiệt trị cao có thể được tính bằng tổng của hai dòng: “ $\Delta E$  từ nhiệt trị cao sang nhiệt trị thấp” và “Hydrogen”.
- H Việc tính toán dựa trên giá trị nhiệt trị và nhiệt trị thấp của hydrogen.
- I Ước tính có khoảng 3% năng lượng là không thể thu hồi đối với các nhà máy sản xuất hydrogen sử dụng công nghệ AEC và PEMEC.
- J Dựa trên các dự án nội bộ và các tài liệu tham khảo do Ramboll thực hiện, bao gồm các dự án FEED cũng như các ước tính từ khách hàng và nhà cung cấp.
- K Các giá trị đã được làm tròn đến bội số 500 gần nhất.
- L Theo ước tính nội bộ của Ramboll, thời gian xây dựng đối với các nhà máy hydrogen công suất 1 MW và 10 MW là khoảng 0,75–1 năm; đối với nhà máy 100 MW là khoảng 1,5–2 năm; và đối với nhà máy 1 GW là trên 3 năm. Ước tính này bao gồm cả các hạng mục thiết bị điện quy mô lớn và bản thân nhà máy.
- M Chi phí đầu tư cho quy mô 100 MW của tất cả các công nghệ được xây dựng dựa trên các ước tính CAPEX công bố cho các năm 2030 và 2050. Các dự án năm 2020 do Ramboll thực hiện sau đó được sử dụng để xác định xu hướng biến đổi chi phí theo quy mô công suất.
- N Các giá trị đã được làm tròn đến bội số 25 gần nhất.
- O Để phân tích cơ cấu chi phí của một nhà máy hydrogen, xem xét hai hạng mục chính là thiết bị điện phân và hệ thống phụ trợ. Ngoài ra, các yếu tố chi phí khác cần thiết cho việc đưa nhà máy vào vận hành cũng được tính đến, bao gồm chi phí xây dựng dân dụng, lắp đặt, và chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC).
- P Đối với các nhà máy hydrogen công suất 1 MW và 10 MW, tỷ lệ chi phí ước tính giữa thiết bị và lắp đặt là 95:5; trong khi đó, đối với các nhà máy hydrogen công suất 100 MW và 1 GW, tỷ lệ chi phí ước tính giữa thiết bị và lắp đặt là 90:10.
- Q Chi phí thay thế ngăn xếp (stack) không được bao gồm.
- R Chi phí của các dòng đầu vào (nước và điện năng) chưa được ước tính.
- S Các giá trị được dựa trên các nguồn công khai. Khi tiền gần tới năm 2050, mức độ không chắc chắn sẽ cao hơn.
- T Tính linh hoạt trong vận hành của một hệ thống thường được quyết định bởi thời gian khởi động nguội, đây là bước tốn thời gian nhất và là yếu tố phân biệt quan trọng giữa các công nghệ khác nhau.
- U Tốc độ suy giảm của ngăn xếp điện phân được đưa ra là giá trị trung bình. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng tốc độ này còn phụ thuộc vào chế độ vận hành, chẳng hạn như tần suất khởi động/dừng hệ thống.
- V Quy mô của thiết bị điện phân được xác định dựa trên cấu hình đa ngăn xếp, sử dụng dữ liệu so sánh từ Ramboll. Ví dụ, các giá định cho hệ thống điện phân 10 MW đối với PEMEC, AEC và SOEC lần lượt là: 2 × 5 MW ngăn xếp trong một container; 2 × 2,5 MW ngăn xếp trong một container, cần tổng cộng hai container; và 72 container, mỗi container công suất 0,14 MW.
- W Diện tích mặt bằng nhà máy bao gồm việc lắp đặt các tổ hợp thiết bị điện phân, mỗi tổ hợp đi kèm với bộ chính lưu tương ứng. Khoảng cách an toàn 5 m được duy trì giữa các tổ hợp, đồng thời bố trí khu vực tập kết/phục vụ bảo dưỡng. Hệ thống phụ trợ cũng được tính trong tổng diện tích mặt bằng.
- X Dữ liệu được trình bày ở đây bao gồm: thiết bị điện phân, hệ thống điện phân (không bao gồm chi phí thiết bị điện phân), các hạng mục phụ trợ của nhà máy, hệ thống điều khiển, hạ tầng xây dựng và các chi phí gián tiếp như chi phí EPC. Dữ liệu không bao gồm máy nén, lưu trữ hydro cũng như đầu nối điện (dưới dạng máy biến áp hạ áp và các thiết bị đóng cắt). Tuy nhiên, các bộ chính lưu và máy biến áp ban đầu cho các thiết bị điện phân tại hiện trường đã được bao gồm.

#### Tài liệu tham khảo

- 1 DNV, “Dự báo hydrogen đến năm 2050”, 2022.
- 2 Monitor Deloitte, “Tiếp năng lượng cho tương lai của giao thông: Thiết bị điện phân hydrogen”, 2021.
- 3 IRENA, Tạo đột phá: Chính sách hydrogen xanh và chi phí công nghệ, Abu Dhabi, 2021.
- 4 IEA, “Tương lai của hydrogen, Nắm bắt các cơ hội hiện nay, Tóm tắt điều hành và khuyến nghị, Báo cáo do IEA chuẩn bị cho G20, Nhật Bản,” IEA, 2019.
- 5 DoE Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, “Các mục tiêu kỹ thuật cho công nghệ điện phân kiềm lỏng,” DoE, [Tháng 7/2023].
- 6 IRENA, “Giảm chi phí hydrogen xanh: Mở rộng quy mô thiết bị điện phân để đạt mục tiêu khí hậu 1,5°C,” Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi, 2020.

- 7 IEA, “Báo cáo hydrogen toàn cầu 2023,” 2023.
- 8 Đối tác Hydrogen Sạch, Chương trình nghị sự chiến lược về nghiên cứu và đổi mới giai đoạn 2021–2027, 2022
- 9 ISPT, “Nhà máy hydrogen xanh quy mô gigawatt; Thiết kế hiện đại và tổng chi phí đầu tư lắp đặt,” 2020
- 10 Viện Fraunhofer về Hệ thống Năng lượng Mặt trời, “Dự báo chi phí cho công nghệ điện phân nhiệt độ thấp,” 2021
- 11 Janke và cs., “Tối ưu hóa sự tham gia của công nghệ điện-sang-hydrogen (power-to-H<sub>2</sub>) trên thị trường điện Nord Pool: Tác động của các chiến lược chào giá khác nhau đến vận hành nhà máy,” Renewable Energy, tập 156, tr. 820–836, tháng 8 năm 2020
- 12 Böhm và cs., “Dự báo diễn biến chi phí cho các dự án điện-sang-khí (power-to-gas) quy mô lớn trong tương lai thông qua hiệu ứng mở rộng quy mô,” Applied Energy, tập 264, ngày 15 tháng 4 năm 2020.
- 13 IRENA and Bluerisk, 2023 – Nước cho sản xuất hydrogen.

Sản xuất hydrogen bằng điện phân màng trao đổi proton (PEMEC).											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>											
Dạng năng lượng lưu trữ											
Ứng dụng											
Công suất đầu vào một đơn vị	MW										
Công suất đầu tư một đơn vị (hydrogen)	kgH <sub>2</sub> /ngày tối đa										
Công suất đầu vào một nhà máy	MW	100	100	100	100	100	100	100	100		
Công suất đầu tư một đơn vị (hydrogen)	kgH <sub>2</sub> /ngày tối đa	44.566	47.398	49.909	53.791	46.013	43.207	57.143	50.811	A, B	
<b>Đầu vào</b>											
Điện	% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh)	100	100	100	100	100	100	100	100		
Mức tiêu thụ điện năng (cấp ngắn xếp).	kWh/kgH <sub>2</sub>	53,9	50,6	48,1	44,6	52,2	55,5	42,0	47,2	C, D	1, 2, 3, 4
Mức tiêu thụ điện năng (cấp ngắn xếp + hệ thống phụ trợ BOP).	kWh/kgH <sub>2</sub>	60,5	56,9	54,1	50,2	58,6	62,4	47,2	53,1	E	1, 2, 3, 4
Nước cho quá trình điện phân	kg/MWh	167	178	187	202	162,0	172,5	214	191		
<b>Đầu ra</b>		0									
Hydrogen (% tổng đầu vào tương đương)	% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh)	55,0	58,5	61,6	66,4	57,9	52,3	70,5	62,7	F	
Δ E từ HHV sang LHV	(% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh))	11,3	12,0	12,7	13,7	11,7	11,0	14,5	12,9	G, H	
Tổn thất nhiệt (% tổng đầu vào tương đương)	% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh)	33,7	29,5	25,7	19,9	31,8	35,4	15,0	24,4		
- phân tổn thất nhiệt không thể thu hồi	%-các điểm tổn thất nhiệt	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	I	
- phân tổn thất nhiệt có thể thu hồi	%-các điểm tổn thất nhiệt	30,7	26,5	22,7	16,9	28,8	32,4	12,0	21,4		
Hydrogen	kg/MWh đầu vào tương đương	18,6	19,7	20,8	22,4	19,2	18,0	23,8	21,2		
Ngừng máy cưỡng bức	%	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	J	
Ngừng máy theo kế hoạch	Ngày mỗi năm	11	11	11	11	11	11	11	11	J	
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	25	25	25	25	20	30	20	30	J	
Tần suất thay thế ngắn xếp	Giờ	65.500	77.500	90.000	105.000	55.000	76.000	86.500	123.500	C, D, K	1, 2, 3, 4, 5
Thời gian xây dựng	Năm	2	2	2	2	1,5	2	1,5	2	L	
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>											
Đầu tư danh định	USD/kW của tổng đầu vào tương đương	1.325	875	675	475	1.050	1.600	375	575	D, M, N, X	2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
Đầu tư danh định	USD/kgH <sub>2</sub> /ngày sản lượng tối đa	2.973	1.846	1.352	883	2.282	3.703	656	1.132	A, B, O	
- Tỷ lệ thiết bị	%	90	90	90	90	90	90	90	90	J, P	
- Tỷ lệ lắp đặt	%	10	10	10	10	10	10	10	10	J, P	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% của chi phí đầu tư/năm	2	2	2	2	2	2	2	2	J, Q	8
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	R	

Sản xuất hydrogen bằng điện phân màng trao đổi proton (PEMEC).											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu riêng của công nghệ</b>											
Mật độ dòng	A/cm <sup>2</sup>	2,8	5,0	7,5	10	1,5	3,0	7,5	12,5	J, S	8
Thời gian khởi động lạnh	Tối thiểu từ 0 đến 100%	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	1,0	0,1	0,3	T	3, 8, 11
Kích thước ngăn xếp	MW	1,5	2	5	10	1	1,3	10	10	J	3, 10, 12
Tốc độ suy giảm	%/1000h	0,17	0,13	0,10	0,10	0,19	0,25	0,10	0,11	J, S, U	5, 8
Diện tích	m <sup>2</sup> /MW đầu vào tương đương	77	45	37	28	61	115	22	42	V, W	
Tiêu thụ nước	L/MWh	526	526	526	526	-	-	-	-		13

**Ghi chú:**

- A Đối với đơn vị tính theo “ngày”, ở đây giả định hệ số tải là 100% (tức là hệ thống vận hành ở công suất danh định trong toàn bộ 24 giờ mỗi ngày). Trong thực tế vận hành, số giờ vận hành đủ tải trong ngày có thể thay đổi và do đó cần được điều chỉnh cho phù hợp.
- B Sản lượng hydrogen tối đa trong một ngày, giả định vận hành đủ tải 24 giờ/ngày.
- C Các giá trị được tổng hợp từ nhiều nguồn khác nhau. Giá trị cho các năm 2025 và 2040 được tính toán bằng phương pháp hồi quy tuyến tính dựa trên dữ liệu trong các tài liệu tham khảo đã nêu, bao gồm các mốc năm 2020, 2030 và 2050.
- D Giá trị giới hạn trên và dưới được xác định dựa trên giá trị trung bình của các độ lệch chuẩn tìm thấy trong bộ dữ liệu liên quan, như trình bày tại chú thích C. Độ lệch chuẩn đối với các khoản đầu tư cụ thể tuân theo các giá trị kỳ vọng của các dự án tiền FEED điển hình (20%).
- E Dựa trên tài liệu tham khảo [3], mức tiêu thụ năng lượng của toàn bộ hệ thống (bao gồm cả ngăn xếp và các hạng mục thuộc hệ thống phụ trợ – balance of plant) được ước tính.
- F Hiệu suất của AEC và PEMEC được tính toán dựa trên mức tiêu thụ điện năng ở cấp ngăn xếp và hệ thống phụ trợ (BOP), đồng thời giả định theo giá trị nhiệt trị thấp của hydrogen. Đối với SOEC, năng lượng cung cấp cho quá trình tạo hơi nước cũng được tính đến.
- G Hiệu suất điện phân theo nhiệt trị cao có thể được tính bằng tổng của hai dòng: “ΔE từ nhiệt trị cao sang nhiệt trị thấp” và “Hydrogen”.
- H Việc tính toán dựa trên giá trị nhiệt trị và nhiệt trị thấp của hydrogen.
- I Ước tính có khoảng 3% năng lượng là không thể thu hồi đối với các nhà máy sản xuất hydrogen sử dụng công nghệ AEC và PEMEC.
- J Dựa trên các dự án nội bộ và các tài liệu tham khảo do Ramboll thực hiện, bao gồm các dự án FEED cũng như các ước tính từ khách hàng và nhà cung cấp.
- K Các giá trị đã được làm tròn đến bội số 500 gần nhất.
- L Theo ước tính nội bộ của Ramboll, thời gian xây dựng đối với các nhà máy hydrogen công suất 1 MW và 10 MW là khoảng 0,75–1 năm; đối với nhà máy 100 MW là khoảng 1,5–2 năm; và đối với nhà máy 1 GW là trên 3 năm. Ước tính này bao gồm cả các hạng mục thiết bị điện quy mô lớn và bản thân nhà máy.
- M Chi phí đầu tư cho quy mô 100 MW của tất cả các công nghệ được xây dựng dựa trên các ước tính CAPEX công bố cho các năm 2030 và 2050. Các dự án năm 2020 do Ramboll thực hiện sau đó được sử dụng để xác định xu hướng biến đổi chi phí theo quy mô công suất.
- N Các giá trị đã được làm tròn đến bội số 25 gần nhất.
- O Để phân tích cơ cấu chi phí của một nhà máy hydrogen, xem xét hai hạng mục chính là thiết bị điện phân và hệ thống phụ trợ. Ngoài ra, các yếu tố chi phí khác cần thiết cho việc đưa nhà máy vào vận hành cũng được tính đến, bao gồm chi phí xây dựng dân dụng, lắp đặt, và chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC).
- P Đối với các nhà máy hydrogen công suất 1 MW và 10 MW, tỷ lệ chi phí ước tính giữa thiết bị và lắp đặt là 95:5; trong khi đó, đối với các nhà máy hydrogen công suất 100 MW và 1 GW, tỷ lệ chi phí ước tính giữa thiết bị và lắp đặt là 90:10.
- Q Chi phí thay thế ngăn xếp (stack) không được bao gồm.
- R Chi phí của các dòng đầu vào (nước và điện năng) chưa được ước tính.
- S Các giá trị được dựa trên các nguồn công khai. Khi tiến gần tới năm 2050, mức độ không chắc chắn sẽ cao hơn.
- T Tính linh hoạt trong vận hành của một hệ thống thường được quyết định bởi thời gian khởi động nguội, đây là bước tốn thời gian nhất và là yếu tố phân biệt quan trọng giữa các công nghệ khác nhau.
- U Tốc độ suy giảm của ngăn xếp điện phân được đưa ra là giá trị trung bình. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng tốc độ này còn phụ thuộc vào chế độ vận hành, chẳng hạn như tần suất khởi động/dừng hệ thống.
- V Quy mô của thiết bị điện phân được xác định dựa trên cấu hình đa ngăn xếp, sử dụng dữ liệu so sánh từ Ramboll. Ví dụ, các giả định cho hệ thống điện phân 10 MW đối với PEMEC, AEC và SOEC lần lượt là: 2 × 5 MW ngăn xếp trong một container; 2 × 2,5 MW ngăn xếp trong một container, cần tổng cộng hai container; và 72 container, mỗi container công suất 0,14 MW.
- W Diện tích mặt bằng nhà máy bao gồm việc lắp đặt các tổ hợp thiết bị điện phân, mỗi tổ hợp đi kèm với bộ chính lưu tương ứng. Khoảng cách an toàn 5 m được duy trì giữa các tổ hợp, đồng thời bố trí khu vực tập kết/phục vụ bảo dưỡng. Hệ thống phụ trợ cũng được tính trong tổng diện tích mặt bằng.
- X Dữ liệu được trình bày ở đây bao gồm: thiết bị điện phân (electrolyser unit), hệ thống điện phân (không bao gồm chi phí thiết bị điện phân), các hạng mục phụ trợ của nhà máy (BOP), hệ thống điều khiển, hạ tầng xây dựng và các chi phí gián tiếp như chi phí EPC. Dữ liệu không bao gồm máy nén, lưu trữ hydro cũng như đầu nối điện (dưới dạng máy biến áp hạ áp và các thiết bị đóng cắt). Tuy nhiên, các bộ chính lưu và máy biến áp ban đầu cho các thiết bị điện phân tại hiện trường đã được bao gồm.

**Tài liệu tham khảo**

- 1 DNV, “Dự báo hydrogen đến năm 2050”, 2022.
- 2 Monitor Deloitte, “Tiếp năng lượng cho tương lai của giao thông: Thiết bị điện phân hydrogen”, 2021.
- 3 IRENA, Tạo đột phá: Chính sách hydrogen xanh và chi phí công nghệ, Abu Dhabi, 2021.
- 4 IEA, “Tương lai của hydrogen, Nắm bắt các cơ hội hiện nay, Tóm tắt điều hành và khuyến nghị, Báo cáo do IEA chuẩn bị cho G20, Nhật Bản,” IEA, 2019.
- 5 DoE Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, “Các mục tiêu kỹ thuật cho công nghệ điện phân kiềm lỏng,” DoE, [Tháng 7/2023].

- 6 IRENA, “Giảm chi phí hydrogen xanh: Mở rộng quy mô thiết bị điện phân để đạt mục tiêu khí hậu 1,5°C,” Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi, 2020.
- 7 IEA, “Báo cáo hydrogen toàn cầu 2023,” 2023.
- 8 Đối tác Hydrogen Sạch, Chương trình nghị sự chiến lược về nghiên cứu và đổi mới giai đoạn 2021–2027, 2022
- 9 ISPT, “Nhà máy hydrogen xanh quy mô gigawatt; Thiết kế hiện đại và tổng chi phí đầu tư lắp đặt,” 2020
- 10 Viện Fraunhofer về Hệ thống Năng lượng Mặt trời, “Dự báo chi phí cho công nghệ điện phân nhiệt độ thấp,” 2021
- 11 Janke và cs., “Tối ưu hóa sự tham gia của công nghệ điện-sang-hydrogen (power-to-H<sub>2</sub>) trên thị trường điện Nord Pool: Tác động của các chiến lược chào giá khác nhau đến vận hành nhà máy,” Renewable Energy, tập 156, tr. 820–836, tháng 8 năm 2020
- 12 Böhm và cs., “Dự báo diễn biến chi phí cho các dự án điện-sang-khí (power-to-gas) quy mô lớn trong tương lai thông qua hiệu ứng mở rộng quy mô,” Applied Energy, tập 264, ngày 15 tháng 4 năm 2020.
- 13 IRENA and Blucrisk, 2023 – Nước cho sản xuất hydrogen.

## 9. TỔNG HỢP AMMONIA XANH

### Mô tả công nghệ

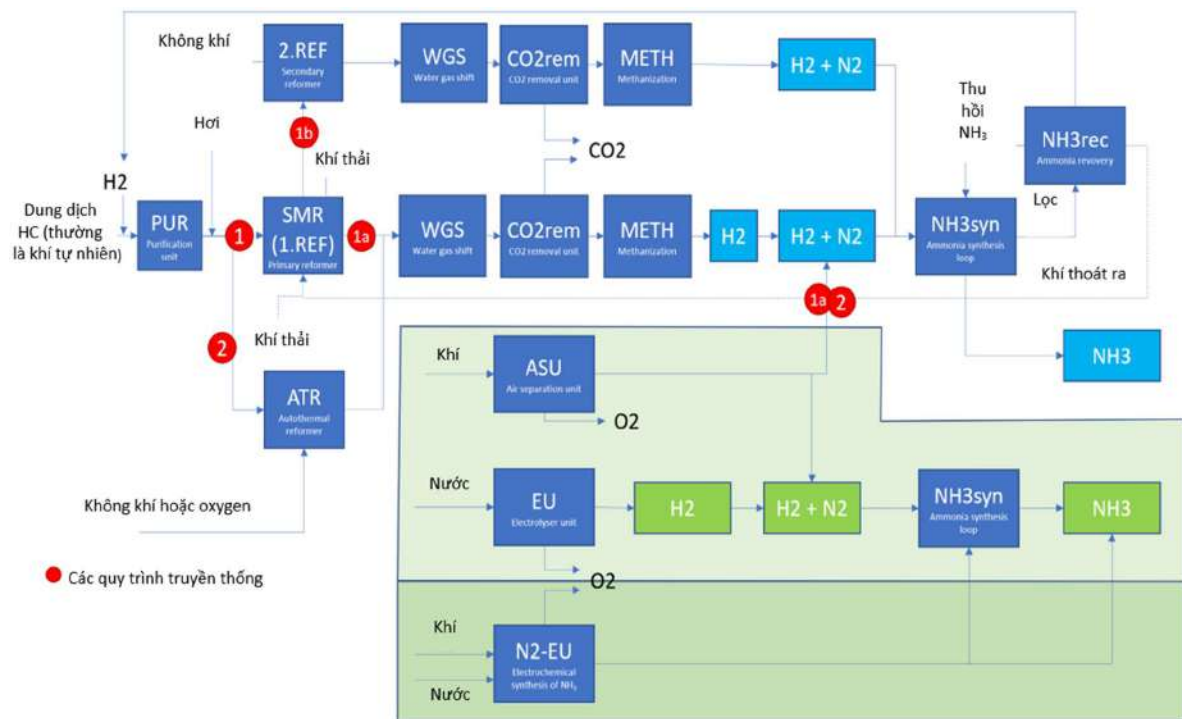
Trong hệ thống năng lượng xanh tương lai, nhiên liệu cho sản xuất năng lượng, các ngành công nghiệp và giao thông vận tải sẽ dần được thay thế bằng các nhiên liệu xanh. Một giải pháp nhiên liệu thay thế đó là sử dụng ammonia xanh (green ammonia) cho các động cơ lớn trong ngành công nghiệp vận tải đường biển hoặc thậm chí trong sản xuất điện.

Ngày nay, gần như tất cả hệ thống sản xuất ammonia công nghiệp đều dựa trên quá trình Haber-Bosch, trong đó nguyên tố nitrogen và hydrogen được kết hợp dưới áp suất và nhiệt độ cao bằng cách sử dụng chất xúc tác. Nitrogen có thể được thu hồi từ không khí xung quanh, còn hydrogen chủ yếu được tạo ra bằng cách nhiệt hoá methane, quá trình này có lượng khí thải CO<sub>2</sub> lớn. Do đó, việc giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub> từ quá trình sản xuất ammonia có liên quan chặt chẽ với việc giảm lượng khí thải từ quá trình sản xuất hydrogen. Điều này có thể đạt được bằng cách thu giữ và lưu trữ CO<sub>2</sub> từ quá trình sản xuất hydrogen truyền thống (được trình bày dưới đây) hoặc thay thế phương pháp sản xuất hydrogen truyền thống bằng hydrogen xanh từ quá trình điện phân sử dụng năng lượng tái tạo.

Chương này mô tả ngắn gọn về các công nghệ sản xuất NH<sub>3</sub> khác nhau. Sau đó tập trung vào công nghệ sản xuất ammonia xanh. Ammonia xanh có nhiều ứng dụng khác nhau và được cho là sẽ trở thành giải pháp trung hòa carbon do được sử dụng làm nhiên liệu vận chuyển hàng hải và sản xuất phân bón xanh. Có thể xem xét cho các ứng dụng trong pin nhiên liệu, lưu trữ năng lượng dài hạn, nhiên liệu cho ngành công nghiệp và nhà máy phủ đỉnh, hoặc như một phụ gia/pha trộn với các nhiên liệu khác.

Công nghệ sản xuất ammonia xanh bao gồm:

- Hệ thống điện phân để sản xuất H<sub>2</sub>,
- Bộ phận tách khí (ASU) để sản xuất nitrogen và
- Quá trình tổng hợp ammonia (xem hộp màu xanh nhạt trong Hình 62).



Hình 62: Các quy trình sản xuất NH<sub>3</sub>. Phần màu xanh nhạt là quy trình sản xuất NH<sub>3</sub> xanh đã được đề cập trong Cẩm nang Công nghệ này. Phần màu xanh đậm là quy trình tiềm năng trong tương lai (điện hóa). Phần màu trắng hiển thị ba cấu phần thiết bị truyền thống, gồm 1a) SMR+ASU, 1b) SMR+2.REF và 2) ATR+ASU.

Cẩm nang này chỉ trình bày dữ liệu về hiệu suất và chi phí cho quá trình tổng hợp ammonia. Ước tính chi phí và nhu cầu năng lượng của bộ phận tách khí (ASU) cũng được trình bày ở chương này nhưng không nằm trong phần tổng hợp. Dữ liệu về chi phí và hiệu suất của quá trình điện phân được trình bày trong một chương riêng và cần được xem xét cùng với nhau khi đánh giá toàn bộ quá trình sản xuất.

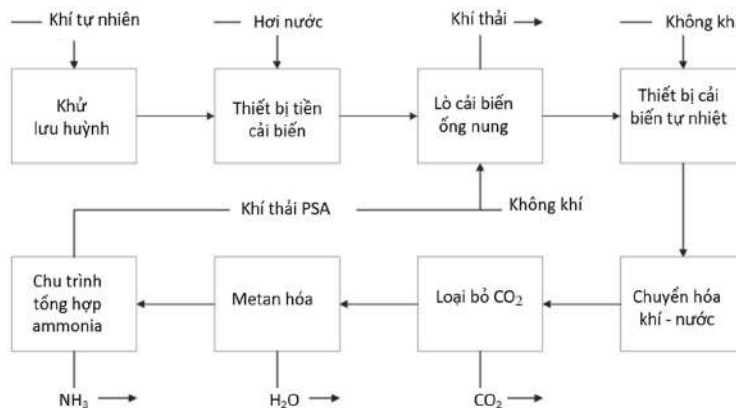
Quy trình sản xuất ammonia truyền thống và quy trình sản xuất ammonia xanh được minh họa trong Hình 63. Mặc dù quy trình chung được mô tả trong phần “*Các quy trình sản xuất ammonia*”, từng bước trong quy trình (ví dụ: ô xanh đậm) sẽ được mô tả trong tiêu mục “*Các bước quy trình*”.

### Các quy trình sản xuất ammonia

#### Quy trình truyền thống – $NH_3$ xám

Nhà máy ammonia truyền thống sử dụng nhiên liệu hóa thạch (chủ yếu là khí thiên nhiên) làm nhiên liệu đầu vào.

Hình 63 mô tả nhà máy  $NH_3$  truyền thống dựa trên công nghệ bộ cải biến sơ cấp và thứ cấp, trong đó nitrogen được đưa đến bộ cải biến thứ cấp qua không khí. Một quy trình chuyển hoá khác sử dụng thiết bị cải biến tự nhiệt (ATR) hoặc bộ nhiệt hoá methane (SMR) kết hợp với ASU để cung cấp nitrogen.



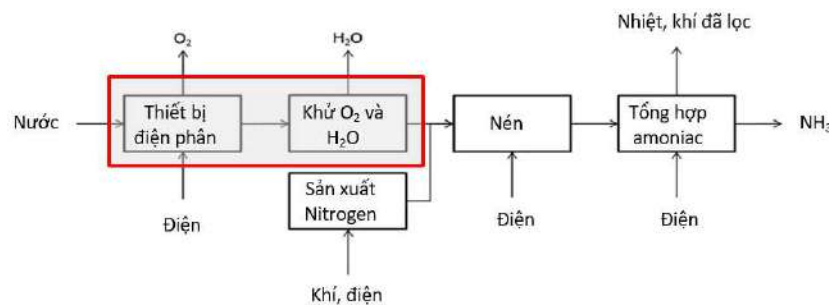
Hình 63: Nhà máy ammonia truyền thống (Tài liệu tham khảo 20)

#### Quy trình truyền thống – $NH_3$ xanh lam

Nhà máy ammonia xanh lam là nhà máy  $NH_3$  truyền thống, có thu hồi carbon (CC) để thu giữ lượng khí thải  $CO_2$  từ bộ chuyển hóa. Điều này sẽ làm giảm đáng kể lượng khí thải carbon so với ammonia xám. Tuy nhiên, nhiên liệu đầu vào vẫn là khí thiên nhiên và sơ đồ mặt bằng nhà máy tương tự như nhà máy truyền thống.

#### Điện phân – $NH_3$ xanh lá

Nhà máy ammonia xanh sử dụng hydrogen xanh được sản xuất thông qua quá trình điện phân để cung cấp cho quy trình tổng hợp ammonia. Quá trình điện phân sử dụng năng lượng tái tạo như điện mặt trời hoặc điện gió.



Hình 64: Nhà máy ammonia xanh lá. Bất kỳ tạp chất nào của  $O_2$  trong sản phẩm  $H_2$  đều được loại bỏ bằng cách phản ứng với  $H_2$  qua DeOX (đơn vị khử oxygen).

### Tổng hợp ammonia điện hoá –NH<sub>3</sub> xanh lá

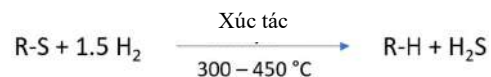
Quá trình sản xuất trực tiếp NH<sub>3</sub> bằng phản ứng điện hóa của nước và không khí, nghĩa là quy trình Haber-Bosch được loại bỏ, có thể trở thành một quy trình thay thế để sản xuất NH<sub>3</sub> xanh lá, sử dụng điện tái tạo. Công nghệ này vẫn chỉ ở mức nghiên cứu (xem thêm mô tả trong phần 4) *Bộ chuyển hoá nhiệt tự động (ATR)*.

#### Các bước quy trình

Phần này mô tả từng bước của quy trình được minh họa trong Hình 59.

#### Lọc cấp liệu (PUR)

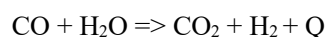
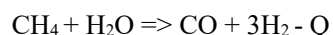
Bước lọc cấp liệu để loại bỏ tạp chất (lưu huỳnh, clo và kim loại nặng) trong chất xúc tác hạ nguồn. Hệ thống lọc thường bao gồm hai thiết bị; Đầu tiên là bộ chuyển đổi lưu huỳnh hữu cơ (và clo) thành H<sub>2</sub>S (HCl) thông qua phản ứng sau:



Thiết bị thứ hai là bộ hấp thụ hạ nguồn để loại bỏ H<sub>2</sub>S (và HCl) khỏi nguồn cấp thông qua quá trình hấp thụ.

#### Chuyển hoá methane hơi (SMR)

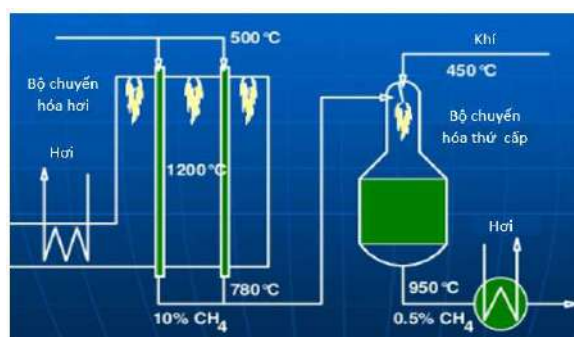
Chuyển hoá methane hơi là phương pháp sản xuất hydrogen từ hydrogencarbon và hơi nước thông qua các phản ứng sau:



Các phản ứng chuyển hoá hấp thụ nhiệt cao do đó cần bổ sung nhiệt. Hệ thống SMR thường bao gồm một số ống chứa đầy chất xúc tác được gia nhiệt thông qua hộp bức xạ được đốt cháy hoặc thông qua đối lưu với khí nóng >1000 °C. Trong cả hai trường hợp đều cần thêm nhiên liệu vào để cung cấp nhiệt. Nhiệt độ của khí thải từ bộ chuyển hoá phụ thuộc vào công nghệ, nằm trong khoảng 900-1150°C.

Điều kiện đầu ra điển hình	
Nhiệt độ	800-920°C <sup>13</sup>
Áp suất	20-50 bar
CH <sub>4</sub>	5-10 % khô
CO	15-20 % khô
CO <sub>2</sub>	5 % khô
H <sub>2</sub>	70 % khô
N <sub>2</sub> , Argon	< 1 % khô

#### Bộ chuyển hoá thứ cấp (2. REF)



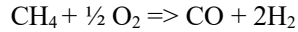
Hình 65: Sơ đồ bố trí bộ chuyển hoá sơ cấp và thứ cấp

Điều kiện đầu ra điển hình	
Nhiệt độ	900-1000°C
Áp suất	20-50 bar
CH <sub>4</sub>	<0,5 % khô
CO	10-15 % khô
CO <sub>2</sub>	5-10 % khô
H <sub>2</sub>	50-60 % khô
N <sub>2</sub>	20-25 % khô
Argon	<0,5 % khô

Nitrogen để sản xuất NH<sub>3</sub> có thể được bổ sung thông qua ASU hoặc thông qua bộ chuyển hoá thứ cấp sử dụng không khí.

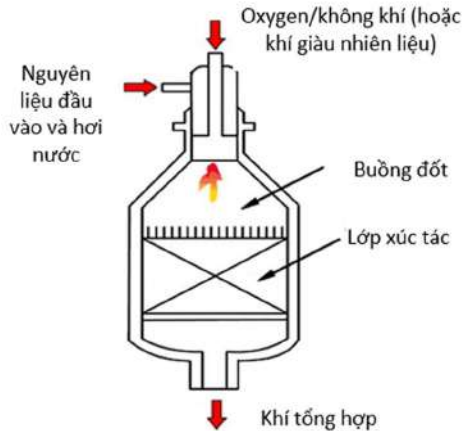
<sup>13</sup> Nếu tiếp theo là bộ chuyển hoá thứ cấp, nhiệt độ đầu ra (T<sub>out</sub>) là ~800°C, và nếu không có bộ chuyển hoá thứ cấp nhiệt độ là ~900°C.

Trong thiết bị chuyển hoá thứ cấp, nhiệt cho quá trình chuyển hoá được cung cấp bằng cách đốt cháy một số khí tổng hợp bên trong thiết bị phản ứng với không khí được cấp vào. Khi bổ sung không khí, N<sub>2</sub> được thêm vào, nghĩa là không cần sử dụng ASU. Phản ứng như sau:



Mức không khí bổ sung phải được kiểm soát sao cho tỷ lệ hydrogen và nitrogen đầu vào vòng ammonia ở mức xấp xỉ 3:1, đây là tỷ lệ cân bằng hóa học cần thiết cho phản ứng ammonia.

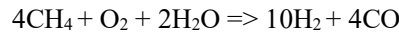
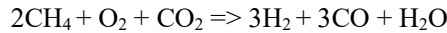
*Bộ chuyển hoá nhiệt tự động (ATR)*



Điều kiện đầu ra điển hình	
Nhiệt độ	1000-1100°C
Áp suất	20-50 bar
CH <sub>4</sub>	< 0,5 % khô
CO	15 % khô
CO <sub>2</sub>	5-10 % khô
H <sub>2</sub>	50 % khô
N <sub>2</sub>	25 % khô
Argon	< 0,5 % khô

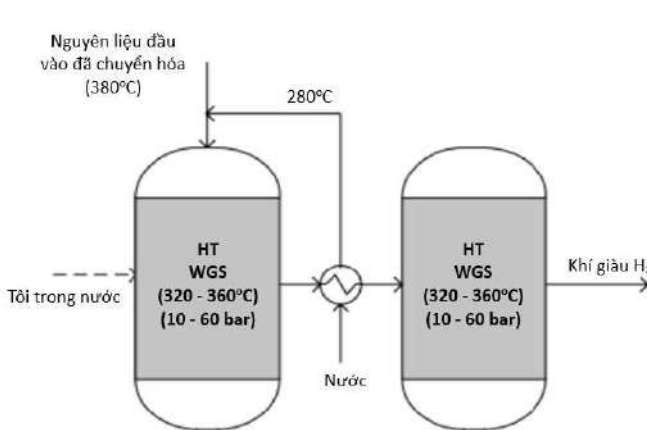
Hình 66: Bộ chuyển hoá nhiệt tự động (ATR)

Cũng giống như SMR, ATR có thể được sử dụng để chuyển đổi nguồn cung cấp hydrocarbon thành khí tổng hợp giàu hydrogen. Trong ATR, nhiệt cho phản ứng chuyển hoá được cung cấp bằng cách đốt cháy một phần khí tổng hợp bên trong thiết bị phản ứng thường bằng oxygen tinh khiết. Phản ứng như sau:



Ưu điểm của hệ thống ATR là tỷ lệ H:CO của sản phẩm có thể thay đổi, tùy thuộc vào lượng hơi nước và oxygen (O<sub>2</sub>) được thêm vào.

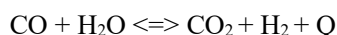
*Chuyển hoá khí bằng hơi nước (WGS)*



Điều kiện đầu ra điển hình	
Nhiệt độ	~ 160°C
Áp suất	20-40 bar
CH <sub>4</sub>	<0,5% khô
CO	<0,5% khô
CO <sub>2</sub>	20 % khô
H <sub>2</sub>	60 % khô
N <sub>2</sub>	20 % khô
Argon	<0,5% khô

Hình 67: Sơ đồ chuyển hoá điển hình của nhà máy ammonia

Mục đích của (các) thiết bị chuyển hoá là tạo ra hydrogen (H<sub>2</sub>) bằng cách chuyển đổi CO thông qua phản ứng sau:



Vì phản ứng chuyển hoá tỏa nhiệt, nhiệt độ thấp tạo điều kiện cho hàm lượng CO ở trạng thái cân bằng thấp. Tuy nhiên, nhiệt độ thấp cũng làm giảm tốc độ phản ứng. Để đảm bảo quá trình chuyển đổi diễn ra nhanh và nồng độ cân bằng CO thấp, có thể sử dụng các thiết bị phản ứng chuyển hoá có làm mát giữa các tầng (xem Hình 10). Nhà máy ammonia truyền thống thường bao gồm quá trình chuyển hoá nhiệt độ cao (HTS) và chuyển hoá nhiệt độ thấp (LTS).

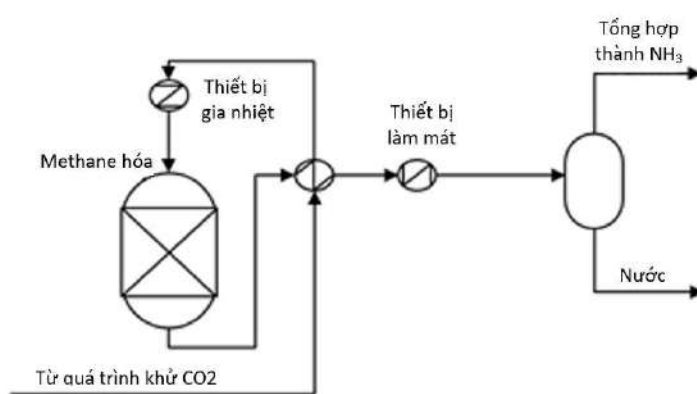
#### Thiết bị loại bỏ CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>rem)

CO<sub>2</sub> trong khí tổng hợp từ quá trình chuyển hoá khí bằng hơi nước phải được loại bỏ trước khi khí tổng hợp được đưa vào quá trình tổng hợp NH<sub>3</sub>. Lý do là CO<sub>2</sub> gây độc cho chất xúc tác NH<sub>3</sub>. Ngoài ra, toàn bộ CO<sub>2</sub> có thể được chuyển đổi thành methane trong thiết bị phản ứng methane hóa hạ nguồn (xem bước methane hóa trong phần tiếp theo), nhưng sẽ tạo ra một lượng lớn chất trơ (CH<sub>4</sub> và Argon trơ trong vòng ammonia) trong vòng NH<sub>3</sub> cần nén và xả bỏ. Bộ phận loại bỏ CO<sub>2</sub> thường dựa trên công nghệ hấp thụ amin. Các công nghệ được áp dụng khác là Selexol, Benefield và Vetrocoke.

Điều kiện đầu ra điển hình	
Nhiệt độ	~30°C
Áp suất	20-50 bar
CH <sub>4</sub>	<0,5 % khô
CO	<0,5 % khô
CO <sub>2</sub>	0,05 % khô
H <sub>2</sub>	75 % khô
N <sub>2</sub>	25 % khô
Argon	<0,5 % khô

#### Methane hóa (METH)

Quá trình methane hóa nhằm mục đích loại bỏ CO và CO<sub>2</sub> dư (gây độc cho chất xúc tác ammonia) khỏi dòng cấp liệu trước khi đi vào lò phản ứng tổng hợp ammonia.



Điều kiện đầu ra/khí tổng hợp điển hình	
Nhiệt độ	~30°C
Áp suất	20 – 50 bar
CH <sub>4</sub>	< 1% khô
CO	< 5 ppm
CO <sub>2</sub>	< 5 ppm khô
H <sub>2</sub>	75 % khô
N <sub>2</sub>	25 % khô
Argon	< 0,5 % khô

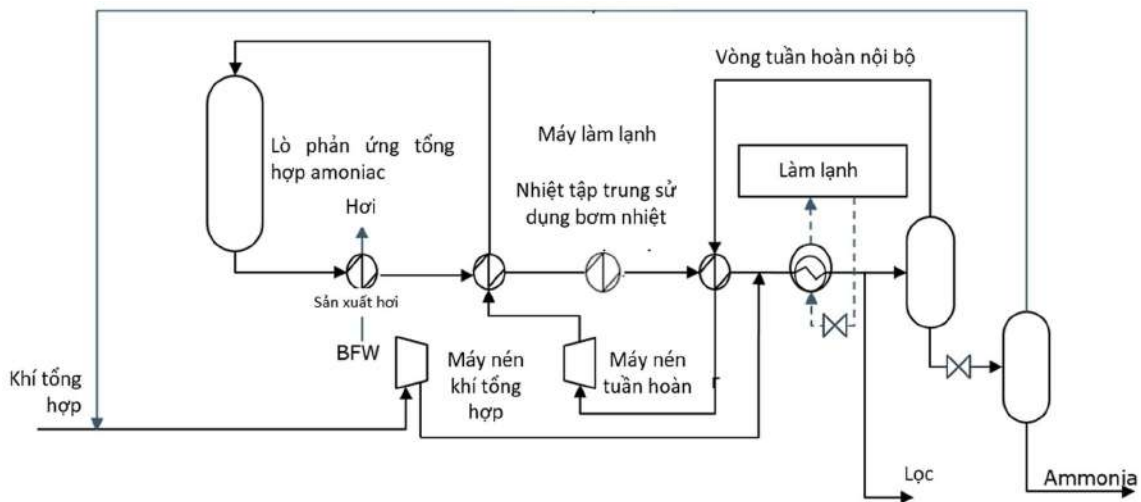
Hình 68: Quá trình methane hóa, làm mát và tách nước

#### Tổng hợp Ammonia (NH<sub>3</sub>syn)

Cấp liệu hydrogen và nitrogen được nén và đưa vào vòng ammonia (được gọi là quá trình Haber-Bosch).



Phản ứng ammonia này tỏa nhiệt rất cao và nhiệt sinh ra được sử dụng để tạo ra hơi nước. Hơi nước được tạo ra từ vòng tổng hợp ammonia. Trong nhà máy truyền thống, một phần hơi nước được sử dụng để sản xuất hydrogen trong thiết bị chuyển hóa khí methane hơi (SMR) và một phần để phát điện trong tua bin hơi. Tỷ lệ chuyển đổi thường chỉ ~25 %, do đó, quy trình tuần hoàn cần có quy mô lớn để đảm bảo mức chuyển đổi tổng thể cao.



Hình 69: Vòng tổng hợp ammonia và lọc tạp chất hạ nguồn

Quá trình tổng hợp ammonia khai thác được lợi thế từ áp suất vận hành cao. Tùy thuộc vào nhà cung cấp công nghệ, áp suất vận hành thường từ 150 đến 250 barg. Mức giảm áp suất chung của vòng lặp chung là khoảng 10 bar. Nhiệt độ trong phạm vi vòng lặp từ 350°C đến 550°C. Hơi từ thiết bị phản ứng ammonia được làm mát, làm lạnh và ngưng tụ. Ammonia ngưng tụ được tách ra khỏi chất phản ứng chưa phản ứng trong bình áp suất cao và sau đó trong bình 20-25 barg. Các chất phản ứng không phản ứng được tuần hoàn trở lại quy trình.

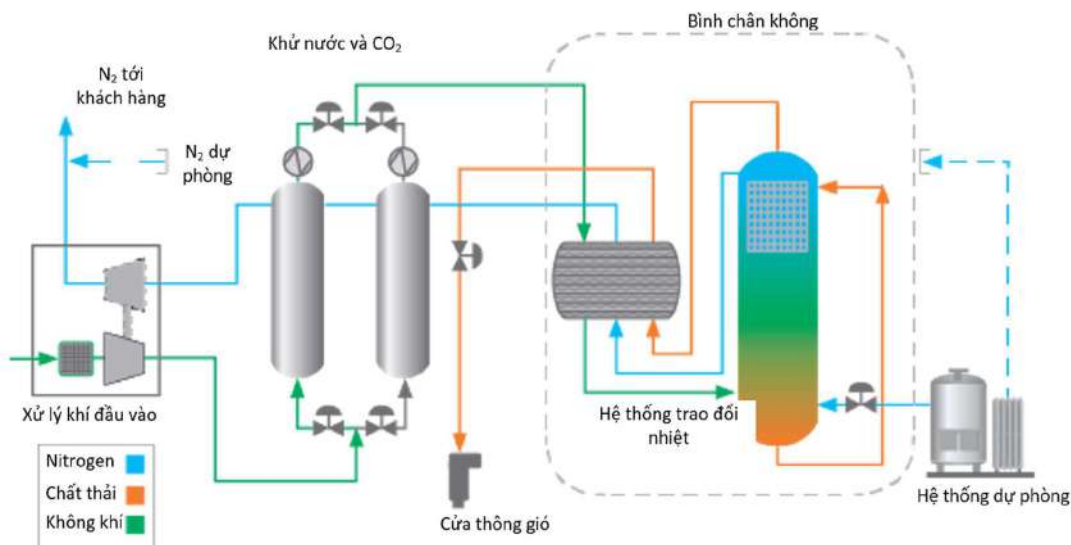
Điều kiện đầu ra sản phẩm ammonia điển hình	
Nhiệt độ	-10 – 0°C
Áp suất	20-25 bar
NH <sub>3</sub>	> 99 %

#### Điện phân

Tham khảo chương “Thiết bị điện phân” của Cẩm nang.

#### Bộ tách khí (ASU)

Nitrogen tinh khiết được sử dụng làm cấp liệu cho quá trình tổng hợp ammonia Haber-Bosch, như trong hình sau.



Hình 70: Lưu đồ nhà máy nitrogen. Nguồn: AIChE.

Nitrogen tinh khiết được sản xuất trong ASU, sử dụng quy trình chưng cất đông lạnh để tách không khí xung quanh thành nitrogen, oxygen và argon. Hình trên mô tả lưu đồ của ASU điển hình để sản xuất nitrogen. Không khí xung quanh được nén và khử nước trước khi được làm lạnh thông qua trao đổi nhiệt với các sản phẩm N<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> lỏng lạnh từ quá trình chưng cất. Bước làm lạnh cuối cùng được thực hiện thông qua giãn nở không khí. Cột chưng cất sẽ tách nitrogen lỏng ra khỏi oxygen lỏng và argon. ASU không tạo ra nhiệt thải có thể tái sử dụng.

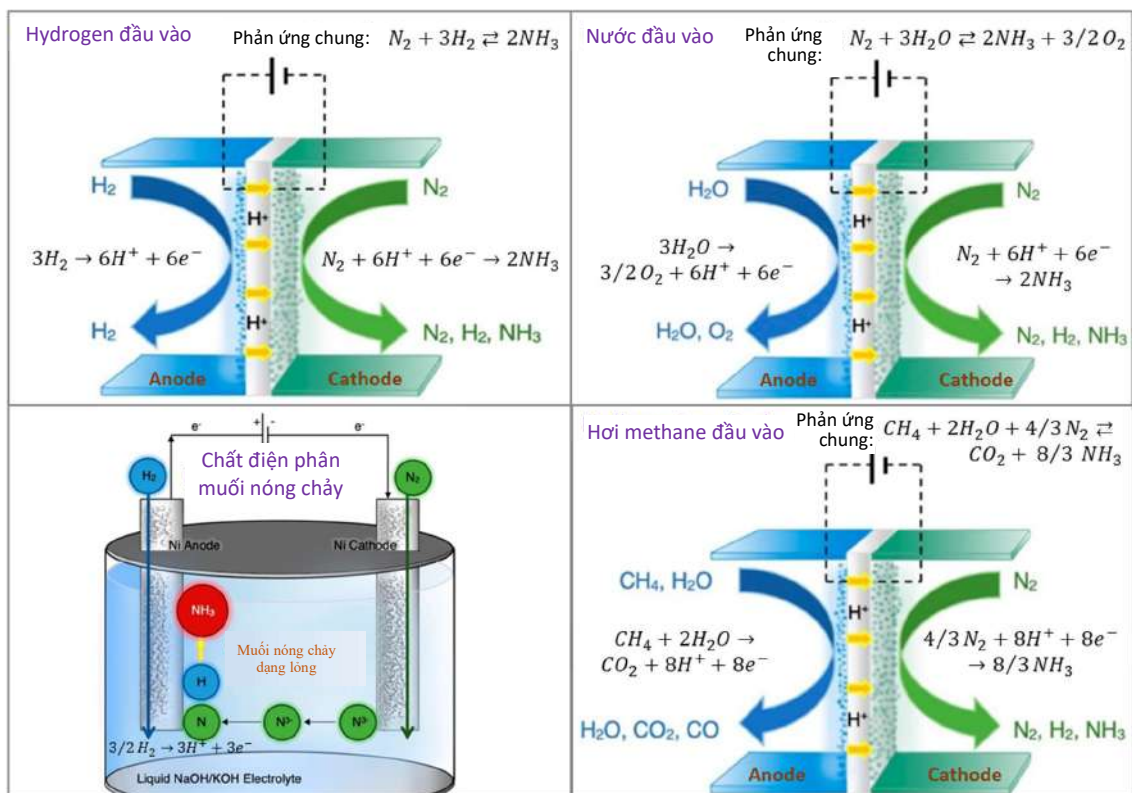
ASU sẽ cung cấp nitrogen tinh khiết cao (>99,9%), nhưng cũng có thể được cấu hình để đồng sản xuất oxygen tinh khiết, có thể được sử dụng trong sản xuất hydrogen xám/hydrogen lam nếu nhà máy ammonia sử dụng bộ chuyển hoá nhiệt tự động ATR).

*Tổng hợp điện hóa ammonia (N<sub>2</sub>-EU)*

Tổng hợp điện hóa trực tiếp ammonia từ N<sub>2</sub>/không khí và nước sử dụng điện tái tạo là một giải pháp hay vì nó không đòi hỏi phải sử dụng quá trình Haber-Bosch và có khả năng tách không khí. Quá trình tổng hợp điện hóa ammonia đã được phát triển trong 20 năm qua và đã qua thử nghiệm nhiều công nghệ. Các phương pháp sản xuất ammonia điện hóa đang nghiên cứu có thể được chia thành phương pháp nhiệt độ thấp và nhiệt độ cao:

**Nhiệt độ thấp (<100°C):** Phương pháp này thường được tiến hành trong một tế bào nước, trong đó dung dịch nước vừa là nguồn hydrogen vừa đóng vai trò là chất điện phân. Các dung môi điện phân nước và các vật liệu xúc tác khác nhau đã được nghiên cứu (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, MOF (Au, Fe, Cu), Ni, v.v.) để tối đa hóa hiệu suất và tốc độ phản ứng. Tuy nhiên, ở nhiệt độ thấp chỉ đạt được tốc độ phản ứng rất thấp.

**Phương pháp sử dụng nhiệt độ cao (>100°C, điển hình là 200-650°C):** Thường sử dụng chất điện phân ở trạng thái rắn hoặc muối nóng chảy. Nguồn hydrogen có thể là chính hydrogen, hơi hoặc hỗn hợp hơi methane. Ưu điểm chính của phương pháp nhiệt độ cao là tốc độ phản ứng cao hơn đáng kể. Tuy nhiên, hiệu suất thấp hơn. Một nhược điểm lớn ở phương pháp nhiệt độ cao hơn là phản ứng tạo thành hydrogen và bắt đầu phân hủy sản phẩm NH<sub>3</sub> ở nhiệt độ trên 250°C và diễn ra mạnh ở 500°C [1].



Hình 71: Minh họa phản ứng anot và catot trong quá trình điện hóa sản xuất NH<sub>3</sub> [1]

Kết quả cho thấy có mối quan hệ nghịch đảo giữa hiệu suất và tốc độ phản ứng. Do đó, nhiệt độ cao và các chất xúc tác có tốc độ phản ứng cao hơn nhưng có xu hướng mang lại hiệu quả thấp nhất. Tốc độ phản ứng và hiệu suất đạt được ngày nay vẫn còn quá thấp để ứng dụng thực tế [1,2], do đó quá trình này sẽ còn nhiều thập kỷ nữa mới có thể ứng dụng thương mại. Mức độ sẵn sàng công nghệ (TRL) được đánh giá ở mức 1-2.

### **Chế độ vận hành**

Chế độ vận hành của nhà máy ammonia truyền thống và nhà máy ammonia xanh lá có thể được chia thành:

1. Ngừng máy - chế độ chờ nguội
2. Dự phòng nóng – không sản xuất nhưng nhà máy được giữ nóng cho khởi động nhanh
3. Vận hành ở mức 0-20% công suất
4. Vận hành ở mức 20-35% công suất
5. Vận hành ở mức 30-100% công suất

#### *Ngừng máy - chờ nguội*

Chế độ ngừng máy/chờ nguội là khi nhà máy ngừng hoạt động và làm mát bằng nhiệt độ môi trường. Ngừng máy nguội nói chung chỉ nên được sử dụng để bảo dưỡng. Không nên sử dụng khi nhà máy dừng vận hành trong thời gian ngắn khi không có nhu cầu sản xuất hoặc thiếu nguồn cấp liệu. Lý do là làm mát và làm nóng thường xuyên sẽ làm hư hại chất xúc tác (va đập giữa các hạt chất xúc tác do giãn nở khi làm nóng và co lại khi làm mát) và do đó làm giảm tuổi thọ của chất xúc tác. Do đó, khuyến khích duy trì nhà máy ammonia ở chế độ chờ nóng (xem phần tiếp theo) ngay cả khi không hoạt động.

#### *Chế độ chờ nóng*

Chế độ chờ nóng là chế độ vận hành không sản xuất nhưng hầu như tất cả các thiết bị được giữ ở điều kiện vận hành bình thường (ở nhiệt độ và áp suất vận hành bình thường) để cho phép tăng nhanh công suất.

Đối với nhà máy ammonia, chế độ chờ nóng phụ thuộc vào thời gian, nghĩa là có thể ở chế độ chờ trong vài ngày, trong khi khí nóng tuần hoàn có thể được sử dụng để giữ nóng thiết bị phản ứng trong thời gian dài (hàng tuần).

Để khởi động quá trình sản xuất ammonia từ điều kiện chờ nguội có thể mất tới một ngày, trong khi tăng dần từ điều kiện chờ nóng chỉ mất ~2 giờ. Chế độ chờ nóng không cần cấp liệu. Năng lượng cần bổ sung trong thời gian chờ nóng kéo dài sẽ tương đương với tổn thất nhiệt ra môi trường xung quanh và sẽ là rất ít nếu nhà máy được bảo ôn phù hợp. Để khởi động, vẫn cần có hệ thống gia nhiệt khởi động, vốn đầu tư thêm cho chế độ chờ nóng sẽ rất nhỏ.

Tương tự, đối với thiết bị điện phân, chế độ chờ nóng có thể cho phép tăng tốc nhanh chóng (trong vòng vài giây)<sup>14</sup>. Tùy thuộc vào dự báo thời tiết và kiến thức về biến động trong sản xuất điện và nhu cầu, số lượng tế bào điện phân được giữ ở chế độ chờ nóng có thể được tối ưu hóa.

#### *Vận hành ở mức 30 – 100% công suất*

Một nhà máy ammonia thông thường thường có công suất vận hành từ 70-100%. Tuy nhiên, với hệ số điều chỉnh (turndown ratio) chung của thiết bị quay, nhiều thiết bị đo và van điều khiển ở mức 30%, các nhà máy thường có thể xử lý tải xuống mức 30% mà không dẫn đến các thay đổi lớn.

#### *Vận hành ở mức 20 – 35% công suất*

Nếu cần giảm công suất vận hành xuống 20%, điều này thường có thể đạt được bằng cách bổ sung CAPEX để mua thiết bị có thể xử lý dải công suất thấp hơn.

#### *Vận hành ở mức 0 – 20% công suất*

Vận hành công suất thấp hơn 20%, có thể làm tăng đáng kể CAPEX, vì cần mua nhiều van, dụng cụ và thiết bị quay để quản lý nhiều loại tải hoạt động.

### **Yêu cầu vận hành linh hoạt**

Các yêu cầu về tính linh hoạt trong vận hành phụ thuộc rất nhiều vào nguồn cung cấp (năng lượng hoặc hydrogen) và các yêu cầu đối với dòng sản phẩm. Nếu nguồn cấp là hydrogen, nhà máy được kết nối với

<sup>14</sup> Yêu cầu đầu nối nguồn điện thông thường: tăng 50% nguồn điện trong vòng <5 giây và 100% nguồn điện trong vòng 30 giây (nếu chỉ cần một đầu nối để đảm bảo yêu cầu này, giá sẽ cao hơn).

hệ thống truyền tải hydrogen, dự trữ trong hệ thống sẽ đảm bảo dòng cấp ổn định, giá thành ổn định. Do đó, yêu cầu về tính linh hoạt trong vận hành sẽ thấp.

Nếu sử dụng điện, hydrogen được sản xuất bằng phương pháp điện phân nước, giá điện có tính biến động và yêu cầu tối đa hóa thu nhập dẫn đến yêu cầu về tính linh hoạt cao trong công suất của nhà máy ammonia. Về biến động giá điện, cần xem xét các kịch bản sau:

A. Tăng công suất nhanh: Các đầu nối lưới hỗ trợ tăng công suất nhanh có chi phí thấp hơn.

B. Các giai đoạn kéo dài với giá điện cao

Điểm A: Quá trình tổng hợp ammonia không thể tăng công suất nhanh như thiết bị điện phân. Tuy nhiên, lượng dự trữ nhỏ "hydrogen và nitrogen" có thể đảm bảo nhà máy ammonia xanh có thể đáp ứng điểm A.

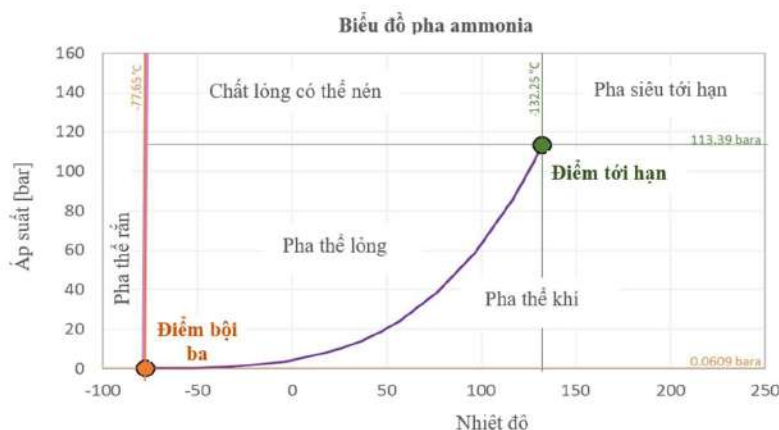
Điểm B: Như đã thảo luận ở trên, điều quan trọng là duy trì nhiệt độ bên trong thiết bị phản ứng ammonia không đổi vì việc làm mát và gia nhiệt thường xuyên sẽ gây ra hiện tượng va đập, theo đó tuổi thọ của chất xúc tác bị giảm. Để tối đa hóa thu nhập trong thời gian kéo dài với giá điện cao, đồng thời đảm bảo nhiệt độ ổn định trong thiết bị phản ứng ammonia, có thể áp dụng các phương án thiết kế sau (hoặc kết hợp các phương án):

1. Thiết kế nhà máy NH<sub>3</sub> có dải vận hành linh hoạt + lưu trữ thêm NH<sub>3</sub>: Có thể tối ưu hóa các giai đoạn có giá điện cao bằng cách giảm công suất của nhà máy NH<sub>3</sub> và thậm chí đặt ở chế độ dự phòng nóng. Giải pháp này có thể kết hợp với lưu trữ NH<sub>3</sub> (lưu trữ NH<sub>3</sub> rẻ hơn rất nhiều so với lưu trữ H<sub>2</sub>) để đáp ứng yêu cầu hợp đồng về sản lượng ammonia tối thiểu.
2. Đặt nhà máy cạnh mạng lưới truyền tải hydrogen: Như đã nêu ở trên, điều này sẽ giảm thiểu chi phí đầu vào biến động.
3. Nhà máy NH<sub>3</sub> kết hợp: Kết hợp sản xuất NH<sub>3</sub> xanh với sản xuất NH<sub>3</sub> truyền thống giúp tăng tải của hệ thống chuyển hoá khi giá điện cao.

Phương án tối ưu nhất phụ thuộc vào hoàn cảnh. Vị trí nhà máy đặt cạnh lưới truyền tải hydrogen hoặc bên cạnh nhà máy ammonia truyền thống hiện hữu có thể là giải pháp tiết kiệm chi phí nhất. Điểm bất lợi của điểm 1 (và ở một mức độ nào đó đối với điểm 3) là do chi phí vốn rất lớn của một nhà máy ammonia, đòi hỏi tải >90% để có thể thu hồi vốn đầu tư.

Biểu đồ dưới đây trình bày đặc tính nhiệt và vật lý của ammonia dạng khí:

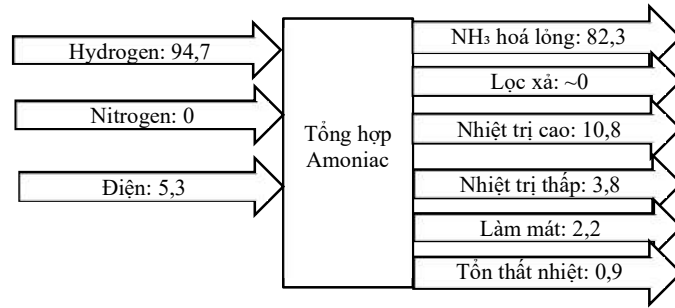
Khối lượng phân tử:	17 kg/kmol
Mật độ chuẩn:	0,77 kg/m <sup>3</sup>
Nhiệt trị thấp, LHV:	19 MJ/kg
Nhiệt trị cao, HHV:	23 MJ/kg



Hình 72: Biểu đồ pha trong quá trình tổng hợp Ammonia

## Đầu vào

Các phần đầu vào và đầu ra trình bày tổng quan về đầu vào và đầu ra về năng lượng của quá trình tổng hợp ammonia (đơn vị quy đổi MWh).



Hình 73: Cân bằng năng lượng tổng thể của quá trình tổng hợp ammonia. Thiết bị điện phân được đề cập trong [4] và nguồn điện cần thiết cho ASU.

Đầu vào của quá trình tổng hợp ammonia gồm hydrogen, nitrogen và năng lượng như trong hình trên. Bao gồm thiết bị điện phân và thiết bị tách khí (ASU), các dòng đầu vào gồm nước, không khí và năng lượng. Nước cấp lò hơi (BFW) thường được sử dụng để loại bỏ nhiệt dư có giá trị cao từ phản ứng tổng hợp ammonia, trong khi nước làm mát được sử dụng để loại bỏ nhiệt dư có hàm lượng calo thấp.

## Đầu ra

Các đầu ra từ quá trình tổng hợp ammonia gồm ammonia, hơi nước, nước nóng (dùng cho các ứng dụng gia nhiệt nhiệt độ thấp) và một dòng xả nhỏ.

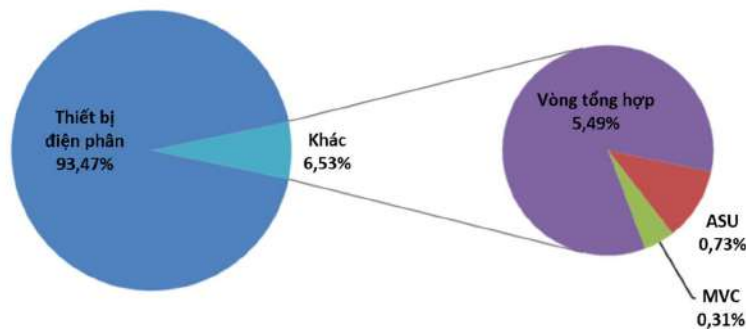
Nhiệt lượng có giá trị cao có thể được sử dụng để tạo ra hơi ở các cấp độ khác nhau. Hơi có thể được chuyển đổi thành hơi áp suất cao và được sử dụng trong nhà máy để chạy máy nén. Hơi không sử dụng hết để cung cấp năng lượng cho quy trình có thể được xuất bán.

Dòng xả là cần thiết để loại bỏ tạp chất tích tụ, nhưng vì dòng vào gần như là 100% H<sub>2</sub> và N<sub>2</sub> thuần nên dòng xả sẽ không đáng kể. Vì dòng lọc có chứa tạp chất NH<sub>3</sub> nên phải được dùng làm nhiên liệu đốt cháy hoặc đốt xả.

Hệ thống gồm thiết bị điện phân và ASU, các dòng đầu ra khác bên cạnh các dòng đã đề cập ở trên, gồm oxygen từ thiết bị điện phân và oxygen từ ASU.

## Cân bằng năng lượng

Có nhiều nghiên cứu về nhu cầu năng lượng của nhà máy ammonia xanh. Nhu cầu năng lượng của nhà máy ammonia xanh khác rất nhiều so với nhà máy ammonia truyền thống, vì mức tiêu thụ điện năng của thiết bị điện phân chiếm phần lớn tổng nhu cầu điện năng của nhà máy. Hình 74 mô tả một ví dụ về cân bằng năng lượng của nhà máy ammonia xanh chi tiết (vận hành ở 150 bar), trong đó quy trình tổng hợp là năng lượng cần thiết để chạy máy nén và máy bơm.



Hình 74: Phân tích nhu cầu năng lượng của nhà máy ammonia xanh (MVC=Nén hơi cơ học, bao gồm bơm và khử muối nước cấp cho thiết bị điện phân) [5].

Bảng dưới đây trình bày về tiêu thụ năng lượng chi tiết dựa trên ước tính của Cẩm nang công nghệ Đan Mạch, (giá trị MVC nói trên không được đưa vào vì không đáng kể):

*Bảng 30: Các bộ phận tiêu thụ điện năng chính trong nhà máy ammonia xanh*

Các bộ phận trong nhà máy	Tiêu thụ năng lượng	%
ASU	250 kWh/tấn N <sub>2</sub>	2,1%
Thiết bị điện phân (hiệu suất 65%)	9350 kWh/tấn NH <sub>3</sub>	94,4%
Khí tổng hợp và máy nén khí	290 kWh/tấn NH <sub>3</sub>	2,9%
Làm lạnh ammonia	50 kWh/t NH <sub>3</sub>	0,5%
<b>TỔNG CỘNG</b>	<b>9900 kWh/t NH<sub>3</sub> (36 GJ/t NH<sub>3</sub>)</b>	

Mức tiêu thụ năng lượng của ASU (200-400 kWh/tấn N<sub>2</sub>) phụ thuộc vào công suất, mức độ tích hợp và khối lượng N<sub>2</sub> lỏng dự phòng cần thiết.

Tích hợp trong các nhà máy NH<sub>3</sub> truyền thống như sau:

- Hơi sản xuất trong quy trình ammonia thường được sử dụng để bổ sung hơi cho quá trình chuyển hoá khí bằng hơi, sản xuất điện cho máy nén và máy bơm trong nhà máy ammonia, và xuất bán hơi.
- Hydrogen thu hồi trong thiết bị thu hồi ammonia (NH<sub>3rec</sub>) được sử dụng cho quá trình hydrogen hóa trong phần lọc cấp liệu.
- Khí nhiên liệu được thu hồi (khí thải) từ thiết bị thu hồi ammonia (NH<sub>3rec</sub>) được sử dụng làm nhiên liệu cho thiết bị nhiệt hoá methane (SMR) hoặc được xuất bán nếu không có thiết bị nhiệt hoá khí methane (SMR).

Khả năng tích hợp trong NH<sub>3</sub> xanh:

- Hơi sản xuất trong quá trình ammonia có thể được sử dụng cho sản xuất điện tự dùng, ví dụ, ASU, máy nén và máy bơm trong nhà máy ammonia, hoặc xuất bán hơi (để sử dụng trong các quy trình công nghiệp lân cận).
- Oxygen từ thiết bị điện phân và ASU được xuất bán
- Nhiệt dư nhiệt độ thấp: Bộ làm mát nước/không khí trong quá trình điện phân và sản xuất ammonia có thể được sử dụng cho các ứng dụng gia nhiệt nhiệt độ thấp.

Nếu ammonia trở thành một loại nhiên liệu giao thông, thị trường ammonia sẽ được thúc đẩy mạnh mẽ. Do đó, có thể có nhu cầu tăng công suất của các nhà máy ammonia hiện hữu và/hoặc chuyển dịch theo hướng xanh hơn. Hai nhu cầu này có thể được đáp ứng bằng cách bổ sung thiết bị điện phân vào nhà máy hiện hữu. Bộ chuyển hoá thứ cấp có thể đáp ứng nhu cầu N<sub>2</sub> tăng hay không hoặc cần lắp đặt thêm ASU, điều này phụ thuộc vào nhu cầu tăng công suất.

Nếu mục đích của việc bổ sung thiết bị điện phân là để tăng công suất, thì thông thường việc này sẽ được thực hiện bằng cách xác định các điểm tắc nghẽn của nhà máy ammonia hiện tại và thay thế các thiết bị (hoặc thêm các thiết bị bổ sung) để giải quyết nút thắt. Công suất thường có thể tăng lên 110% mà không hoặc chỉ cần một số thay đổi rất nhỏ. Có thể tăng công suất lên 20-30% với mức đầu tư chấp nhận được (vì chỉ cần tân trang/thay thế một số thiết bị), còn mức tăng công suất lớn hơn sẽ đòi hỏi đầu tư lớn vì hầu như tất cả các hạng mục cần phải được thay thế.

Nếu hệ thống chuyển hoá ammonia xám truyền thống và cấu phần ASU và thiết bị điện phân" xanh lá mới có thể vận hành độc lập, thì không thể tích hợp toàn diện. Cấu phần vận hành độc lập sẽ được sử dụng nếu "ASU và thiết bị điện phân" ngừng vận hành khi giá điện cao.

Khả năng tích hợp trong nhà máy NH<sub>3</sub> kết hợp:

- Hơi sản xuất trong chu trình ammonia có thể được sử dụng cho:
  - Bổ sung hơi cho quá trình nhiệt hoá methane
  - Sản xuất điện để tiêu thụ riêng, ví dụ như ASU, máy nén và máy bơm trong nhà máy ammonia
  - Xuất bán hơi
- Oxygen từ thiết bị điện phân và ASU:

- Cung cấp không khí được làm giàu cho bộ chuyển đổi thứ cấp: Công suất của bộ chuyển đổi thứ cấp có thể được tăng lên bằng cách cung cấp không khí được làm giàu, vì có thể tăng cấp liệu (thông qua đốt cháy một phần khí nạp bằng oxygen) mà không cần phải thêm nitrogen dư [6]
  - Xuất bán
3. Hydrogen và khí bay hơi từ hệ thống thu hồi NH<sub>3</sub>: Giống như trong nhà máy NH<sub>3</sub> truyền thống
4. Nhiệt độ quá thấp
- Bộ làm mát nước/không khí trong quá trình điện phân và sản xuất ammonia có thể được sử dụng cho hệ thống gia nhiệt nhiệt độ thấp
  - Nhiệt từ thiết bị điện phân có thể được sử dụng để gia nhiệt sơ bộ NH<sub>3</sub> tuần hoàn

Một tính năng chính của thiết bị điện phân là cung cấp hydrogen cho khởi động. Bộ phận lọc cấp liệu cần hydrogen, được tuần hoàn từ hệ thống hạ nguồn, nhưng do hệ thống hạ nguồn không hoạt động khi khởi động nhà máy nên cần bổ sung H<sub>2</sub> cho các nhà máy truyền thống. Điều này không áp dụng với nhà máy ammonia xanh hoặc nhà máy kết hợp.

### Công suất điển hình

Công suất điển hình của các nhà máy ammonia truyền thống được xây dựng hiện nay nằm trong khoảng 1000 đến 3500 TPD cho một dây chuyền.

Đối với sản xuất ammonia xanh, quy mô của thiết bị điện phân hoặc nguồn điện tái tạo sẵn có là yếu tố thiết lập giới hạn về quy mô của thiết bị.

### Khả năng điều tiết

Chọn một (hoặc kết hợp) các phương án sau:

- Hệ số điều chỉnh (turndown ratio) là 0% (chế độ chờ nóng)
- Khả năng sử dụng điện lưới
- Khả năng lấy đầu vào (N<sub>2</sub> và H<sub>2</sub>) từ lưới hoặc hệ thống lưu trữ
- Khả năng tăng công suất của nhà máy truyền thống (giải pháp kết hợp)

Một số nhà cung cấp công nghệ đưa ra các số liệu sau đây về hệ số điều chỉnh:

- Haldor Topsoe : 10-100% [7]
- ThyssenKrupp: 30-100% (thông tin nhà cung cấp)
- Casale : 20-110% (thông tin nhà cung cấp)
- KBR: 30-100% (thông tin nhà cung cấp)

### Ưu điểm/nhược điểm

*Ưu điểm:*

Ưu điểm chính của quá trình sản xuất ammonia xanh so với quá trình truyền thống là:

- Không sử dụng nhiên liệu hóa thạch (khí tự nhiên), do đó có thể sản xuất không phát thải CO<sub>2</sub>.
- Vị trí không bị ràng buộc với các khu vực/khu vực có sẵn khí thiên nhiên chi phí thấp.
- N<sub>2</sub> và H<sub>2</sub> là nguyên liệu tinh khiết nên yêu cầu lọc giảm và giảm nhu cầu thu hồi NH<sub>3</sub>. Điều này làm tăng hiệu quả chung của quá trình tổng hợp NH<sub>3</sub>.
- Khả năng thay đổi công suất có thể góp phần tăng tính linh hoạt trong tiêu thụ điện năng, nghĩa là nếu sản lượng điện năng sản xuất cao, hiệu suất sử dụng điện năng có thể tăng. Điều này giúp tăng hệ số huy động trung bình (hệ số công suất) của các tổ máy phát điện tái tạo.

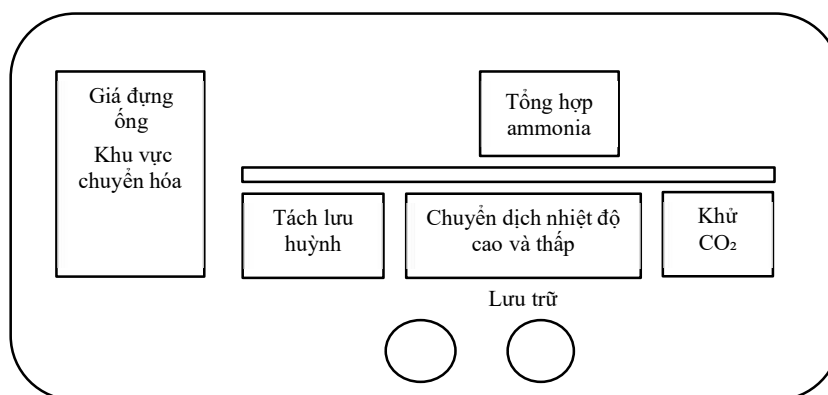
*Nhược điểm:*

Những nhược điểm chính có thể được tóm tắt như sau:

- Biến động sản lượng điện tái tạo dẫn đến biến động hồ sơ vận hành, làm giảm hệ số phụ tải.
- Hiện nay, chi phí sản xuất hydrogen sử dụng điện cao hơn nhiều so với khí thiên nhiên, vì vậy chi phí NH<sub>3</sub> xanh cao hơn.

## Yêu cầu không gian

Với các nhà máy sản xuất ammonia thông thường, diện tích đất cần thiết cho công suất sản xuất 1390 TPD là khoảng 150 x 100 m. Diện tích này bao gồm tất cả các công trình vận hành nhưng không bao gồm cơ sở lưu trữ. Vị trí thực tế của các khu vực công nghệ trong nhà máy không ảnh hưởng nhiều, miễn là các quy tắc an toàn của ngành được tuân thủ. Một nhà máy ammonia điển hình (có bộ chuyển hóa thứ cấp và không có ASU) có sơ đồ như sau:



Hình 75: Sơ đồ mặt bằng nhà máy ammonia điển hình

Đối với nhà máy ammonia xanh, chỉ có khu vực tổng hợp ammonia của nhà máy là phù hợp, các khu vực khác được loại bỏ để dành không gian cho thiết bị điện phân và ASU. Thiết bị điện phân và ASU yêu cầu ít không gian sơ đồ hơn so với thiết bị chuyển hoá, khử lưu huỳnh, lò phản ứng chuyển hoá và thiết bị loại bỏ CO<sub>2</sub>. Về mặt định tính, nhà máy ammonia xanh đòi hỏi diện tích đất nhỏ hơn so với nhà máy truyền thống có cùng công suất.

## Tiêu thụ nước

Đối với sản xuất amoniac xanh, mức tiêu thụ nước chủ yếu được quyết định bởi khâu thượng nguồn là sản xuất hydrogen xanh thông qua quá trình điện phân, như đã mô tả trong phần điện phân hydrogen. Ngoài công đoạn tạo hydrogen, việc sử dụng nước trong các bước xử lý hạ nguồn vẫn có xảy ra nhưng ở mức độ thấp hơn đáng kể.

Trong vòng tổng hợp amoniac (ví dụ quy trình Haber–Bosch), nước không tham gia vào phản ứng hóa học chính và không bị tiêu thụ. Việc sử dụng nước chủ yếu liên quan đến các quá trình phụ trợ như làm mát, làm sạch khí và, trong các trường hợp áp dụng, tách nitơ (ví dụ các hệ thống tách không khí sử dụng làm mát ướt). Nhu cầu nước này thường mang tính không tiêu hao hoặc chỉ gây ra tổn thất bay hơi hạn chế, tùy thuộc vào thiết kế hệ thống làm mát.

Nhìn chung, mức tiêu thụ nước gia tăng ngoài phần phục vụ cho điện phân là không đáng kể. Do đó, dấu chân nước tổng thể của amoniac xanh chủ yếu được quyết định bởi cấu hình thiết bị điện phân và chiến lược làm mát, trong khi bản thân quá trình tổng hợp amoniac chỉ làm phát sinh nhu cầu nước bổ sung ở mức rất nhỏ.

## An toàn

Các khía cạnh chính về HSE (Sức khỏe, An toàn và Môi trường) cần xem xét trong nhà máy ammonia:

- Ammonia là một chất độc hại – xem mô tả trong [8]
- Hydrogen là chất rất dễ cháy nổ – xem mô tả trong [8]
- Rò rỉ
- Thiết bị cao áp
- Dàn lạnh
- Bề mặt nóng

## Nghiên cứu và phát triển

Quy trình Haber-Bosch tổng hợp ammonia là một quy trình chín muồi đã được sử dụng trong ngành hơn 100 năm. Quy trình này đã trải qua những cải tiến đáng kể trong những năm qua, do đó người ta tin rằng khả năng cải tiến và mức giảm chi phí trong tương lai là không nhiều.

Dự kiến công nghệ điện phân để sản xuất H<sub>2</sub> sẽ được cải thiện đáng kể vào năm 2050. Trong 10 năm tới, H<sub>2</sub> có thể được phân phối trực tiếp từ thiết bị điện phân ở áp suất cao. Điều này sẽ dẫn đến giảm CAPEX và tiêu thụ điện để nén cấp liệu tổng hợp ammonia xanh.

Việc kết hợp thành công thiết bị điện phân và ASU trong SOEC hoặc phát triển thành công quy trình điện hóa để sản xuất ammonia ở nhiệt độ thấp từ không khí và nước có thể là những yếu tố thay đổi chính. Tuy nhiên, như đã đề cập trước đó, các quy trình này còn khá lâu nữa mới có thể đưa vào ứng dụng thương mại.

## Ví dụ về những dự án hiện có

Hiện chỉ có một số nhà máy NH<sub>3</sub> có hệ thống điện phân đang hoạt động. Một trong số đó là nhà máy thí điểm ở Minnesota (hoạt động từ năm 2013) với sản lượng 25 tấn ammonia xanh mỗi năm. Hệ thống điện phân chạy bằng điện gió [15]. Yara đang phát triển một giải pháp kết hợp tại nhà máy ammonia Pilbara ở Tây Úc. Dự kiến sẽ xây dựng một trang trại điện mặt trời 100 MW để vận hành hệ thống điện phân công suất 50-60 MW, điều này sẽ làm tăng sản lượng ammonia từ hệ thống Haber-Bosch hiện tại là ~80 tấn mỗi ngày (TPD) [16]. Hoạt động lắp đặt kết hợp hệ thống hydrogen xanh đã được hoàn thành vào năm 2018. Theo kế hoạch, nhà máy sẽ mở rộng sản xuất ammonia xanh theo từng giai đoạn cho đến năm 2030 khi 90% sản lượng dự kiến sẽ đến từ các nguồn xanh. Yara cũng đang hợp tác với Orsted để phát triển một nhà máy điện phân 100 MW sản xuất hydrogen xanh cho sản xuất ammonia ở Hà Lan. Nhà máy này dự kiến sẽ đi vào hoạt động vào năm 2024/2025 và sẽ sản xuất khoảng 200 TPD ammonia xanh [17].

Bảng 31: Ví dụ về các dự án ammonia [10]; tấn/ngày được ước tính bằng (tấn/năm)/360

Địa điểm	Công ty	Công suất ammonia (nghìn tấn/năm)	Công suất ammonia (dự kiến tấn/ngày)	CAPEX (tr USD)	CAPEX (tr USD nghìn tấn/năm)
Pilbara, Australia	Yara	24	67	200	8,33
Puertollano, Spain	Iberdrola, Fertiberia	200	556	2.124	10,62
Abu Dhabi, United Arab Emirates	KIZAD, Helios Industry	200	556	1.000	5,00
Duqm, Oman	ACME, Tatweer	770	2.139	2.500	3,25
Neom, Saudi Arabia	Air Products, ACWA Power, ThyssenKrupp, Haldor Topsøe	1.200	3.333	5.000	4,17
Pilbara, Australia	InterContinental Energy	5.710	15.861	17.080	2,99
Pilbara, Australia	InterContinental Energy	9.900	27.500	27.790	2,81
Al Wusta, Oman	OQ, InterContinental Energy, EnerTech	10.450	29.028	25.000	2,39
Mauritania	CWP	11.425	31.736	40.000	3,50

Air Products gần đây đã công bố đầu tư vào một nhà máy sản xuất ammonia xanh mới sẽ đi vào hoạt động vào năm 2025 tại trung tâm công nghiệp NEOM ở Ả Rập Saudi. Sử dụng công nghệ Haldor Topsoe, nhà máy 4 GW sẽ sản xuất 650 tấn hydrogen xanh/ngày, tương đương với 3250 tấn ammonia xanh/ngày [18]. Ở Đan Mạch, gần Lemvig, một nhà máy ammonia xanh mới được lên kế hoạch sản xuất ammonia xanh 5000 tấn/năm. Dự án là sự hợp tác giữa Skovgaard Invest, Haldor Topsøe và Vestas [19].

Bảng trên liệt kê một số nhà máy ammonia tái tạo trên khắp thế giới và chi phí vốn ước tính cho các nhà máy ammonia tái tạo (bao gồm chi phí sản xuất năng lượng tái tạo).

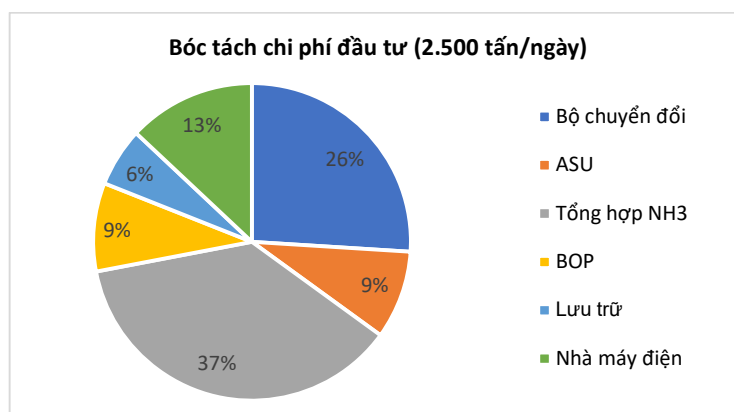
## Ước tính số liệu

Các ước tính chi phí đầu tư cho nhà máy ammonia xanh được dựa trên dữ liệu chung của ngành, vì hiện chưa có nhà máy hoặc dự án quy mô lớn nào được hoàn thành hoặc đang hoạt động. Dữ liệu tổng chi phí nhà máy được bóc tách theo các bộ phận chính trong nhà máy để phân bổ chi phí. Một số nguồn khác nhau

đã được so sánh đối chiếu trên cơ sở đó xác định giá trị cho từng bộ phận của nhà máy. Đối với phân tích chi phí đầu tư, các bộ phận sau của nhà máy ammonia được xem xét:

- Quá trình tổng hợp ammonia
- Các bộ phận chính của nhà máy (BOP) thường là tiện ích xung quanh, hệ thống lưu trữ, khởi động và tắt máy. Thường có sự khác biệt về hạng mục của BOP. Ở đây hệ thống lưu trữ và nhà máy điện được liệt kê riêng biệt, nghĩa là không được bao gồm trong BOP.
- Hệ thống lưu trữ

Dựa trên dữ liệu bóc tách chi phí của nhiều nhà máy truyền thống (một ví dụ là Linde như trong Hình 76) và các số liệu thu được từ các nhà cung cấp khác nhau, các hệ số bóc tách trung bình đã được ước tính. Cách tiếp cận này cho thấy rằng chi phí trung bình của quá trình tổng hợp ammonia bao gồm hệ thống lưu trữ và BOP là khoảng ~54% so với chi phí của quá trình sản xuất NH<sub>3</sub> thông thường.

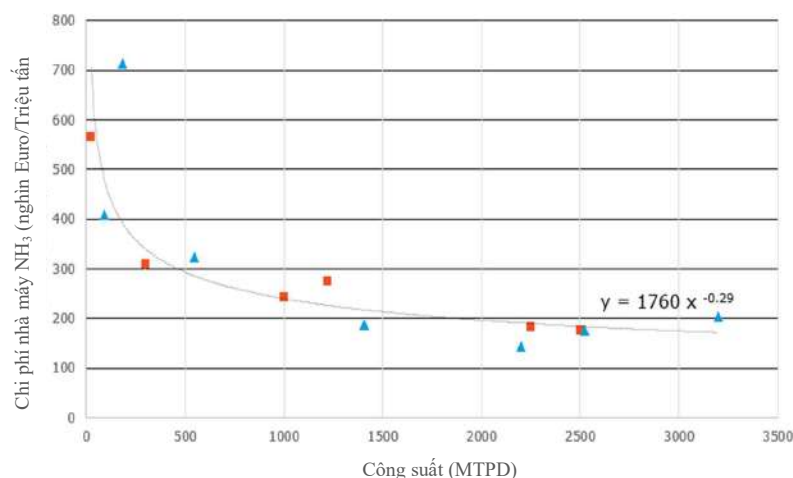


Hình 76: Bóc tách chi phí của các hệ thống chính trong nhà máy NH<sub>3</sub> truyền thống từ Linde [25]. Hệ thống chuyển hoá, nhà máy điện và một số hệ thống khác (BOP) sẽ không có ở nhà máy NH<sub>3</sub> xanh. Do đó, chi phí của nhà máy NH<sub>3</sub> xanh (không bao gồm thiết bị điện phân và ASU) được tính bằng 54% so với nhà máy thông thường, dựa trên tất cả các dữ liệu thu được.

Trong Hình 77, đường cong chi phí-công suất cho CAPEX cụ thể của nhà máy ammonia xanh đã được xây dựng sử dụng dữ liệu chi phí của các nhà máy ammonia thông thường ở các công suất khác nhau. Hệ số 0,54 được giải thích ở trên đã được áp dụng để loại bỏ ASU và các bộ phận không liên quan đến ammonia xanh. Tất cả chi phí trong hình đã được chia tỷ lệ bằng cách sử dụng Chỉ số chi phí nhà máy kỹ thuật hóa học (CEPCI) để phản ánh chi phí năm 2019. Theo quan sát, ở công suất thấp (<300 tấn/ngày), CAPEX sẽ tăng mạnh. Vì số giờ thiết kế, thời gian xây dựng và lượng kim loại được sử dụng trên một đơn vị công suất đối với các nhà máy nhỏ lớn hơn nhiều so với các nhà máy lớn, các nhà máy nhỏ tùy chỉnh sẽ luôn có chi phí cao hơn nhiều so với các nhà máy lớn.

Tuy nhiên, sản xuất lắp ráp hàng loạt có thể thay đổi đáng kể bức tranh này. Mức tăng mạnh đối với công suất nhỏ như trong Hình 77 có thể giảm đáng kể nếu thị trường cho nhà máy ammonia nhỏ được phát triển. Tuy nhiên, liệu một thị trường lớn hơn cho các nhà máy sản xuất ammonia nhỏ có phát triển được hay không vẫn còn là một câu hỏi, vì những lợi thế của việc có các nhà máy sản xuất ammonia phân phối là rất hạn chế.

Để bổ sung chi phí ASU, cần áp dụng hệ số 1,06-1,09 cho tổng chi phí của các bộ phận nhà máy ammonia như được liệt kê ở trên.



Hình 77: Ước tính chi phí tổng hợp ammonia + BOP + Lưu trữ (thiết bị điện phân và ASU không được bao gồm trong hình). Hình tam giác màu xanh đại diện cho dữ liệu có sẵn công khai. Tất cả các số liệu được điều chỉnh để phản ánh chỉ số chi phí cho năm 2019. Hệ số chuyển đổi 0.8931 được dùng để chuyển đổi đồng USD năm 2019.

Ước tính chi phí đầu tư trong bảng dưới đây chịu ảnh hưởng bởi công suất lắp đặt hơn là các năm. Đối với các nhà máy NH<sub>3</sub> nhỏ (dưới 500 tấn/ngày) có độ không chắc chắn cao vì ngày nay rất ít nhà máy được xây dựng ở mức công suất này (dữ liệu từ các nhà máy nhỏ trong Hình 72 là giá trị ước tính của nhà cung cấp chứ không phải giá trị từ các nhà máy được xây dựng thực tế). Đối với các nhà máy NH<sub>3</sub> lớn hơn, có nhiều tài liệu tham khảo hơn nên mức độ chắc chắn cao hơn. Ngoài ra, CAPEX còn phụ thuộc rất nhiều vào địa điểm xây dựng và điều kiện địa phương. Mặc dù một số nhà máy NH<sub>3</sub> nhỏ hiện có (dưới 500 tấn/ngày) trong bảng dưới đây có thể được coi là dự án thí điểm giai đoạn đầu, chúng ta vẫn có thể dự kiến chi phí đầu tư cao hơn một chút so với chi phí ước tính bên dưới cho các nhà máy nhỏ (vào các năm 2020 và 2030). Chi phí đầu tư chính xác cho các nhà máy NH<sub>3</sub> nhỏ như vậy ở Việt Nam sẽ phụ thuộc nhiều vào địa điểm, điều kiện địa phương và sự phát triển toàn cầu của công nghệ (và tác động của nó đối với việc giảm chi phí) vào thời điểm công nghệ này được giới thiệu ở Việt Nam.

Cẩm nang công nghệ Việt Nam năm 2026 cập nhật đã cập nhật lại toàn bộ các dự báo chi phí theo quy đổi USD năm 2025.

Chi phí đầu tư [Triệu USD/MW]	2020	2025	2030	2040	2050	Ghi chú
	Dưới 100 nghìn tấn/năm		100-300 nghìn tấn/năm	300-700 nghìn tấn/năm	700-1000 nghìn tấn/năm	
	Dưới 278 tấn/ngày		278-833 tấn/ngày	833-1944 tấn/ngày	1944-2777 tấn/ngày	
Cẩm nang Công nghệ Việt Nam 2026		2,33	1,9		1,2	
Cẩm nang Công nghệ Việt Nam 2023	1,87 (84 nghìn tấn/năm)		1,53 (168 nghìn tấn/năm)	1,25 (335 nghìn tấn/năm)	0,96 (839 nghìn tấn/năm)	A
Cảng Lincoln, Úc [9, 10] 19 nghìn tấn/năm	8,50 (19 nghìn tấn/năm)					B
Cảng Bonython, Úc [9, 10] 40 nghìn tấn /năm	8,03 (40 nghìn tấn/năm)					B
Nam Úc [9, 11] 200 nghìn tấn /năm			5,18 (200 nghìn tấn/năm)			B, C
Esbjerg, Đan Mạch [9, 12] 650 nghìn tấn/năm				2,97 (650 nghìn tấn/năm)		B

Fasihi và cộng sự (2021) [13] từ 400 nghìn tấn /năm			0,96 (400 nghìn tấn/năm)		D
Morgan (2013) [14] 400 nghìn tấn/năm			0,69 (từ 400 nghìn tấn/năm)	0,69 (từ 400 nghìn tấn/năm)	A
Morgan (2013) [14] 1.000 nghìn tấn/năm				0,91 (1.000 nghìn tấn/năm)	D
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (cập nhật năm 2021)	1,87 (84 nghìn tấn/năm)	1,53 (168 nghìn tấn/năm)	1,25 (335 nghìn tấn/năm)	0,96 (839 nghìn tấn/năm)	A

#### Ghi chú

Giá sử tấn/năm = 360 tấn/ngày

A: Chỉ cho quy trình tổng hợp NH<sub>3</sub>, không bao gồm hệ thống điện phân, hệ thống lưu trữ và ASU, NH<sub>3</sub>

B: Chỉ phí vốn cho các nhà máy ammonia tái tạo, không bao gồm chi phí sản xuất năng lượng tái tạo

C: Bao gồm hệ thống điện phân

D: Nhà máy quy mô lớn, bao gồm bộ tách khí, máy nén N<sub>2</sub> & H<sub>2</sub>, dự trữ N<sub>2</sub> và kho chứa NH<sub>3</sub> 30 ngày

#### Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này phần lớn dựa trên Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “Dữ liệu Công nghệ – Nhiên liệu tái tạo; 103 Ammonia xanh”.

- [1] Garagounis, I., Vourros, A., Stoukides, D., Dasopoulos, D., & Stoukides, M. Tổng hợp ammonia bằng phương pháp điện hóa: Những nỗ lực gần đây và triển vọng tương lai. *Membranes*, 9(9), 112, 2019.
- [2] Zhao, R., Xie, H., Chang, L., Zhang, X., Zhu, X., Tong, X., ... & Sun, X., Tiến bộ gần đây trong quá trình tổng hợp ammonia bằng phương pháp điện hóa trong điều kiện môi trường xung quanh. *Tạp chí Hóa học năng lượng*, 1(2), 100011, 2019.
- [3] Ammonia xanh: Quá trình điện phân oxit rắn Haldor Topsøe – Ngành công nghiệp Ammonia. <https://ammoniaindustry.com/haldor-topsoe-solid-oxide-electrolyzer/>
- [4] Energistyrelsen, Dữ liệu công nghệ cho nhiên liệu tái tạo, 2018
- [5] Morgan, E. R., *Nghiên cứu khả thi kinh tế-kỹ thuật về các nhà máy ammonia sử dụng nguồn điện gió ngoài khơi*. Đại học Massachusetts Amherst, 2013.
- [6] Làm thế nào để tăng công suất nhà máy ammonia, Quá trình – Toàn cầu. <https://www.process-worldwide.com/how-to-increase-ammonia-plant-capacity-a-398571/?p=3>
- [7] Topsøe, Alfa Laval, Hafnia, Vestas, Siemens Gamesa, Nhiên liệu ammonia – Góc nhìn công nghiệp về sử dụng ammonia như một loại nhiên liệu hàng hải, 2020
- [8] Energistyrelsen, Technologikatalog kapitel om transport og mellemlagring af brint, ammoniak, DME og LOHC.
- [9] D.D. Papadias, J-K. Peng, R.K. Ahluwalia. Sản xuất H<sub>2</sub> theo quy mô: Triển vọng của chất mang hydrogen ở các quy mô khác nhau. Hội thảo Chất mang Hydrogen của Bộ Năng lượng, Denver, ngày 13-14 tháng 11 năm 2019.
- [10] IRENA và AEA, Triển vọng đổi mới: Ammonia tái tạo, Cơ quan năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi, Hiệp hội năng lượng Ammonia, Brooklyn, 2022.
- [11] Brown, T., “Nhà máy trình diễn ammonia tái tạo được công bố ở Nam Úc”, Hiệp hội Năng lượng Ammonia. [www.ammoniaenergy.org/articles/renewable-ammonia-demonstration-plant-announced-in-south-australia](http://www.ammoniaenergy.org/articles/renewable-ammonia-demonstration-plant-announced-in-south-australia), 2018
- [12] Chính phủ Nam Úc và các cộng sự, Nghiên cứu hydrogen xanh Nam Úc, Melbourne, <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/modern-energy/hydrogen-in-south-australia/hydrogen-files/green-h2-study-report-8-sept-2017.pdf>, 2017
- [13] Barsøe, T., “Maersk ủng hộ kế hoạch xây dựng nhà máy ammonia xanh lớn ở Đan Mạch”, Nasdaq, [www.nasdaq.com/articles/maersk-backs-plan-for-large-green-ammonia-plant-in-denmark-2021-02-23](http://www.nasdaq.com/articles/maersk-backs-plan-for-large-green-ammonia-plant-in-denmark-2021-02-23), 2021
- [14] Fasih, M., Weiss, R., Savolainen, J., & Breyer, C., Tiềm năng ammonia xanh toàn cầu dựa trên các nhà máy điện gió và điện mặt trời. *Tạp chí Năng lượng ứng dụng*, 294, 116170, 2021
- [15] Đại học Minnesota, Nghiên cứu sản xuất ammonia từ năng lượng tái tạo tiếp tục thực hiện tại WCROC. <https://wcroc.cfans.umn.edu/news/arpa-e-ammonia-project>
- [16] Hiệp hội Năng lượng Ammonia, “Các nhà máy ammonia xanh được cấp vốn tại Úc và New Zealand”. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/green-ammonia-plants-win-financing-in-australia-and-new-zealand>
- [17] Ørsted, “Ørsted và Yara phát triển dự án ammonia xanh mang tính đột phá tại Hà Lan”. <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2020/10/143404185982536>
- [18] Hiệp hội Năng lượng Ammonia, “Ả Rập Xê Út xuất khẩu năng lượng tái tạo sử dụng ammonia xanh”. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/saudi-arabia-to-export-renewable-energy-using-green-ammonia>
- [19] Green Power Denmark, Skovgaard Invest bắt đầu triển khai dự án PtX với Vestas và Haldor Topsøe. <https://greenpowerdenmark.dk/nyheder/skovgaard-invest-indleder-ptx-projekt-med-vestas-haldor-topsoe>
- [20] Cloete, S., Khan, M. Z., Nazir, S. M., Amini, S., Sản xuất amoniac sạch hiệu quả về mặt chi phí bằng cách sử dụng phương pháp cải tạo nhiệt tự động có sự hỗ trợ của màng. *Tạp chí Kỹ thuật Hóa học*, 2021.

## Bảng số liệu

Phần này trình bày bảng dữ liệu của công nghệ. Mức độ không chắc chắn liên quan đến các thông số cụ thể và không có quan hệ tuyến tính, nghĩa là sản phẩm có hiệu quả thấp hơn không có giá thấp hơn hoặc ngược lại.

Bảng dữ liệu được trình bày cho một nhà máy ammonia xanh 229 tấn/ngày, tương đương với một nhà máy sử dụng hệ thống điện phân có tổng công suất ~90 MW. Các số liệu về công suất tăng lên mức 2.290 tấn/ngày (yêu cầu xấp xỉ 900 MW đơn vị điện phân) được sử dụng để tham khảo về các nhà máy quy mô rất lớn tiềm năng trong tương lai.

Sự phát triển chi phí chi phản ánh tác động từ quy mô kinh tế và dự kiến sẽ không có sự phát triển công nghệ nào nữa. Ước tính chi phí của các nhà máy quy mô rất lớn trong tương lai cũng sẽ được áp dụng cho những năm trước đó. Trong trường hợp một nhà máy quy mô rất lớn, ví dụ 2.290 tấn/ngày được dự kiến cho năm 2040 thay vì năm 2050, sử dụng các giá trị chi phí dự kiến cho quy mô nhà máy này là 0,8 triệu USD/MW, thay vì dữ liệu chi phí của năm tương ứng.

Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định được tính bằng 3% CAPEX. Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi được coi là chi phí thay thế chất xúc tác và các vật tư tiêu hao nhỏ khác. Việc thay thế chất xúc tác được chia tỷ lệ dựa trên tài liệu tham khảo cho nhà máy 1.500 tấn/ngày NH<sub>3</sub> với 10 m<sup>3</sup>/năm [21]. Giá xúc tác sắt giả định là 2.825 USD/m<sup>3</sup>.

Nhà máy Ammonia xanh: Sản xuất ammonia sử dụng hydrogen (không bao gồm thiết bị điện phân và ASU)										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tổng quy mô nhà máy điện hình	tấn/ngày	229	458	2290					A	
Tổng quy mô nhà máy điện hình (sản lượng ammonia)	MW	50	100	500						
<b>Đầu vào</b>										
Tiêu thụ N <sub>2</sub>	t/t Ammonia	0,84	0,84	0,84	0,82	0,86	0,82	0,86	B, L	
Tiêu thụ hydrogen	t/t Ammonia	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	B, L	
Tiêu thụ hydrogen	MWh/MWh tổng đầu vào	0,95	0,95	0,95	0,93	0,97	0,93	0,97	B, L	
Tiêu thụ điện	MWh/MWh tổng đầu vào	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,04	0,08	C, L	
<b>Đầu ra</b>										
Sản lượng ammonia	MWh/MWh tổng đầu vào	0,82	0,82	0,82	0,81	0,84	0,81	0,84		
Nhiệt trị cao	MWh/MWh tổng đầu vào	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	D, L	
Tồn thất nhiệt	MWh/MWh tổng đầu vào	0,04	0,04	0,04	0,00	0,04	0,03	0,04	E, L	
Ngừng máy bắt buộc, ngừng máy ngoài kế hoạch	%	5	3	2	2	8	2	4	M	
Ngừng máy theo kế hoạch	tuần mỗi năm	3	3	3					M	
Công suất hoạt động	%	20-100	20-100	20-100					N	
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	30	30	30						
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2						
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>										
Suất đầu tư	Tr USD/MW Sản lượng Ammonia	2,33	1,90	1,20	1,82	3,07	0,84	1,4	F, I, J, M	
- trong đó thiết bị	%	50	50	50					M	
- trong đó lắp đặt	%	50	50	50					M	
VH&BD cố định	nghìn USD/MW Ammonia/năm	56	46	29	44	73	20	34	G, M	
VH&BD biến đổi	USD/MWh Ammonia	0,03	0,03	0,03	0,01	0,06	0,01	0,06	H, M	
Khởi động	Tr USD /1.000 t Ammonia	-	-	-						

Nhà máy Ammonia xanh: Sản xuất ammonia sử dụng hydrogen (không bao gồm thiết bị điện phân và ASU)										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>										
Hệ số đầu tư tùy chọn ASU		1,09	1,09	1,09	97%	100%	97%	100%	F, M	
Năng lượng riêng	GJ/tấn Ammonia	18,9	18,9	18,9						
Tỷ trọng riêng	(kg/l) hoặc (tấn/m <sup>3</sup> ) Ammonia	626	626	626						
Suất đầu tư	Tr. USD /Tấn Ammonia đầu ra/ngày	0,51	0,42	0,26	0,40	0,67	0,18	0,30	F, I	
VH&BD cố định	Tr. USD/Tấn Ammonia/ngày	15,3	12,5	7,8	11,9	20,1	5,5	9,1		
VH&BD biến đổi	USD/tấn Ammonia	0,15	0,15	0,15	0,07	0,29	0,07	0,29		
Khởi động	Tr. USD/tấn Ammonia/ngày	-	-	-						
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	-	-	-	-	K	

#### Ghi chú

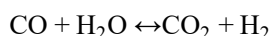
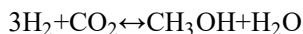
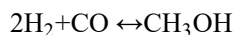
- A. Quy mô nhà máy NH<sub>3</sub> dựa trên nguồn cung cấp H<sub>2</sub> từ hệ thống điện phân 100 MW tương đương năm 2020.
- B. Giả định hiệu suất 98% của quá trình tổng hợp ammonia.
- C. Giả định công nghệ điện phân áp suất cao hơn sẽ ra đời trong tương lai, yêu cầu công suất nén thấp hơn. Nhà máy ammonia xanh có ASU chuyên dụng để sản xuất nitrogen sẽ phát sinh thêm nhu cầu điện.
- D. Hơi ở nhiệt độ lên tới 350°C có thể được tạo ra từ quá trình tổng hợp NH<sub>3</sub>.
- E. Nhiệt có sẵn ở 30-60°C.
- F. Suất đầu tư của nhà máy NH<sub>3</sub> xanh (không bao gồm hệ thống điện phân, ASU, hệ thống lưu trữ NH<sub>3</sub> và tiện ích) ước tính bằng 54% nhà máy NH<sub>3</sub> thông thường sử dụng khí thiên nhiên. Chi phí giảm dần theo thời gian chủ yếu do hiệu ứng quy mô (tăng quy mô nhà máy). Để tính chi phí của ASU, hệ số nhân 1,06-1,09 được áp dụng cho tổng suất đầu tư (trong cả phần Dữ liệu tài chính và Dữ liệu công nghệ).
- G. Chi phí VH&BD cố định được tính bằng 3% CAPEX.
- H. Chi phí VH&BD biến đổi ước tính là chi phí thay thế chất xúc tác và các chi phí vật tư tiêu hao khác.
- I. Dữ liệu tài chính được tính theo giá USD năm 2025.
- J. Ước tính chi phí chi xem xét tính kinh tế theo quy mô và không tính đến yếu tố kỹ thuật phát triển, do công nghệ tổng hợp ammonia đã chín muồi. Trong trường hợp công suất dự kiến cho các năm khác với những năm được hiển thị trong biểu dữ liệu, nên sử dụng dữ liệu chi phí tương ứng của công suất tương ứng thay vì dữ liệu chi phí cho một năm nhất định. Xem thêm Hình 55.
- K. Khi không xét đến quá trình điện phân, lượng tiêu thụ nước là không đáng kể.
- L. Dựa trên cân bằng khối lượng và năng lượng được tính toán.
- M. Dựa trên dữ liệu thu thập được từ các nguồn đã nêu trong phần định tính.
- N. Dựa trên dải vận hành thông thường của thiết bị đo và thiết bị quay. Có thể có dải công suất thấp hơn nhưng thường đắt đỏ vì cần có thiết bị quay và thiết bị dự phòng.

## 10. TỔNG HỢP METHANOL (E-METHANOL)

Chuyển hoá hydrogen thành methanol là một trong những quá trình chuyển hoá quan trọng, thường được nêu trong các khái niệm và dự án Power-to-X. Methanol được đặc biệt quan tâm, vì là một thành phần hóa học quan trọng và có thể được sử dụng làm nhiên liệu xanh, khi được sản xuất từ cấp liệu xanh và năng lượng xanh.

### Mô tả công nghệ

Phương pháp sản xuất methanol truyền thống dựa trên phản ứng của khí tổng hợp gồm H<sub>2</sub>, CO và CO<sub>2</sub> trong thiết bị phản ứng tổng hợp methanol với các phản ứng chính sau:



Hai phản ứng đầu tiên tạo ra methanol, phản ứng thứ ba là phản ứng chuyển hoá khí bằng hơi nước (WGS), xảy ra trong thiết bị phản ứng.

Trong quy trình sản xuất methanol từ nhiên liệu hóa thạch thông thường, khí tổng hợp thường được tạo ra dựa trên quá trình khí hóa than hoặc từ khí thiên nhiên thông qua quá trình nhiệt hoá methane. Thành phần của khí tổng hợp được điều chỉnh bằng cách sử dụng phản ứng chuyển hoá khí bằng hơi nước (phản ứng cuối cùng trong ba phản ứng được liệt kê ở trên) để tối đa hóa quá trình sản xuất methanol. Điều này đạt được khi thành phần khí tổng hợp dẫn đến module  $M$  gần bằng 2 [1]. Module được xác định theo phương trình sau:

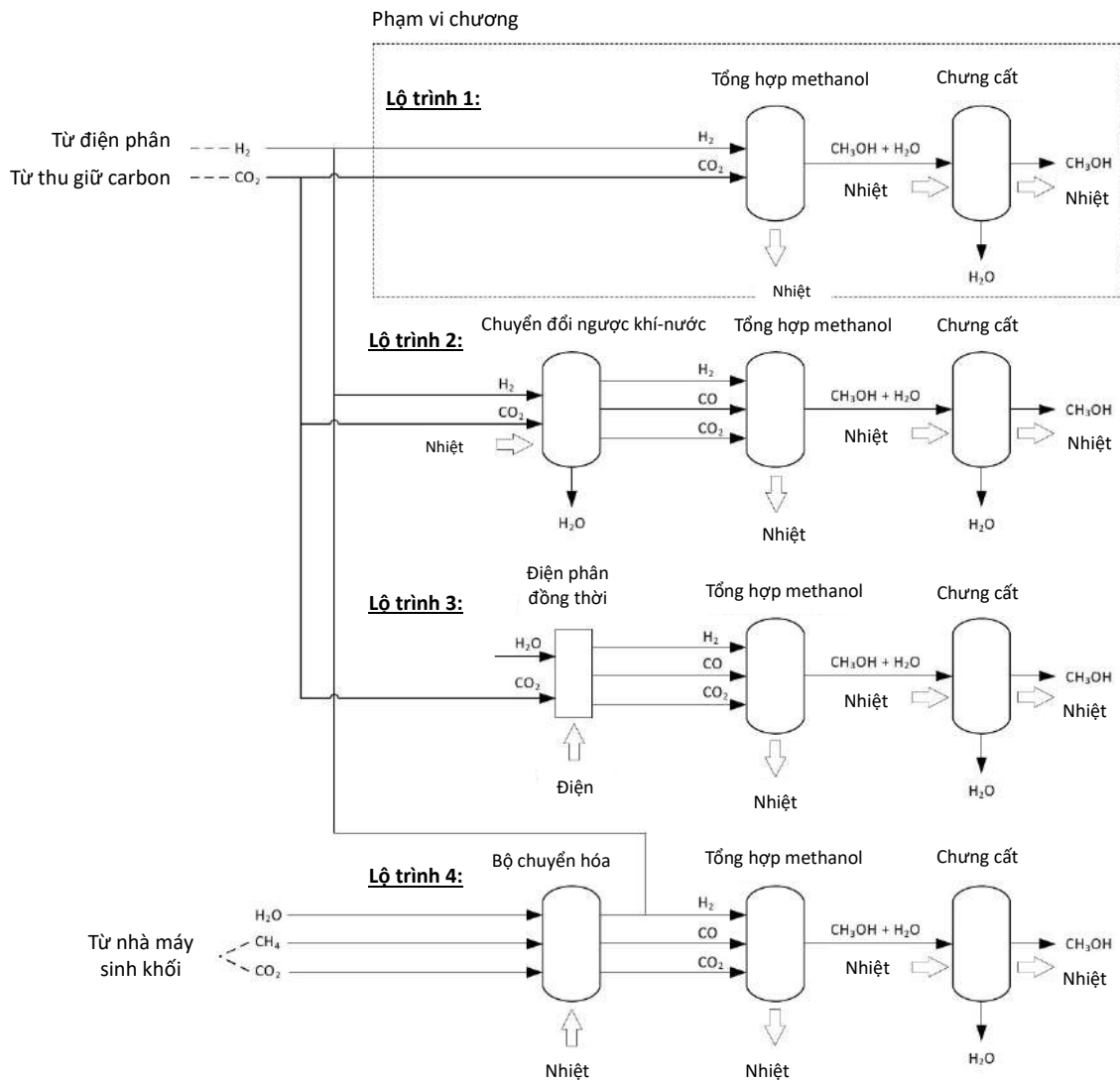
$$M = \frac{x_{\text{H}_2} - x_{\text{CO}_2}}{x_{\text{CO}} + x_{\text{CO}_2}}$$

trong đó  $x$  biểu thị mol.

Sản xuất methanol từ hydrogen đòi hỏi nhiên liệu đầu vào là carbon dạng nguyên tử. Trong sản xuất methanol xanh, cấp liệu cho quá trình tổng hợp methanol có thể là hydrogen xanh được sản xuất bằng điện phân với điện xanh và nguồn CO<sub>2</sub> xanh, ví dụ được lấy từ nguồn sinh học hoặc thu khí trực tiếp (DAC). Một giải pháp khác là sử dụng khí sinh học (CH<sub>4</sub> và CO<sub>2</sub>), có thể chuyển hoá hoàn toàn hàm lượng carbon thành methanol nếu H<sub>2</sub> được thêm vào làm cấp liệu.

#### Khí tổng hợp:

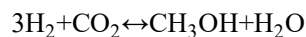
Khí tổng hợp là hỗn hợp khí, có thể bao gồm H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> và H<sub>2</sub>O. Khí tổng hợp là một dòng sản phẩm trung gian trong quá trình chuyển đổi hóa học của nhiên liệu.



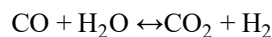
Hình 78: Tổng quan về bốn quá trình sản xuất methanol xanh. Quá trình tổng hợp methanol tạo ra nhiệt độ cao để sử dụng trong quá trình chưng cất. Quá trình chưng cất tạo ra nhiệt độ thấp hơn ở 50-100°C, có thể dùng cho các ứng dụng gia nhiệt nhiệt độ thấp.

Bốn quá trình chuyển hoá sau đây là những ví dụ về ứng dụng của hydrogen xanh trong quá trình sản xuất methanol hoặc e-methanol xanh (xem Hình 78):

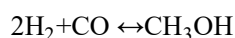
- **Quá trình 1 - Chuyển đổi trực tiếp H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> thành methanol:** Việc sản xuất methanol dựa trên nguyên liệu là H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>. Do đó, dòng cấp liệu không bao gồm CO, đây là điểm khác biệt so với các quá trình khác. Quá trình này được áp dụng tại Nhà máy Methanol tái tạo George Olah ở Iceland do Carbon Recycling Internation (CRI) vận hành [2]. Phản ứng chính trong quá trình tổng hợp methanol:

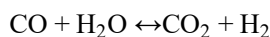
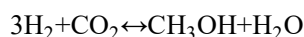


- **Quá trình 2 - Quá trình chuyển đổi khí nước ngược (RWGS):** H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> được chuyển hóa trước trong phản ứng RWGS để đạt được module 2, tương tự như phản ứng tổng hợp methanol thông thường. Tùy thuộc vào thiết kế của thiết bị phản ứng RWGS và trạng thái cân bằng thu được, có thể cần thu hồi CO<sub>2</sub> và H<sub>2</sub> để đạt được mô-đun khí tổng hợp tối ưu. Phản ứng chuyển đổi khí nước ngược:

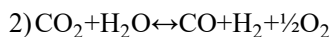


1) Các phản ứng chính trong quá trình tổng hợp methanol:

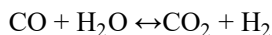
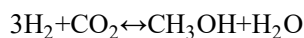
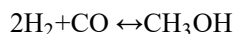




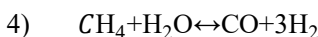
- **Quá trình 3 - Đồng điện phân:** Trong pin điện phân oxy rắn (SOEC), có thể đồng sản xuất CO và H<sub>2</sub> dựa trên hơi nước và CO<sub>2</sub>. Đây hiện là một công nghệ đang được phát triển với mức độ sẵn sàng về mặt công nghệ dưới 5, nhưng có thể là một phần của lộ trình e-methanol trong tương lai. Phản ứng chung trong quá trình đồng điện phân:



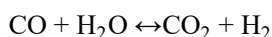
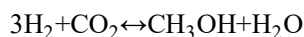
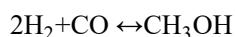
- 3) Các phản ứng chính trong quá trình tổng hợp methanol:



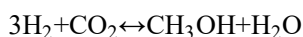
- **Quá trình 4 - Sản xuất e-methanol sử dụng khí sinh học:** Có thể sản xuất methanol xanh sử dụng khí sinh học. Khí sinh học là hỗn hợp của CO<sub>2</sub> và methane, thường được chuyển thành biomethane bằng cách tách và giải phóng CO<sub>2</sub>. Thay vì tách và giải phóng CO<sub>2</sub>, có thể sử dụng CO<sub>2</sub> và methane để sản xuất methanol. Điều này có thể đạt được thông qua chuyển hoá hơi, tạo ra khí tổng hợp từ khí sinh học. Do tính năng cân bằng hóa học của các phản ứng và thành phần của khí sinh học, cần phải thêm H<sub>2</sub> để chuyển đổi hoàn toàn hàm lượng CO<sub>2</sub>. Quá trình này đã được trình diễn bởi Lemvig Biogas (Lemvig Biogas, u.d.). Phản ứng chính trong thiết bị nhiệt hoá khí methane:



- 5) Các phản ứng chính trong quá trình tổng hợp methanol:

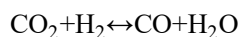


Phần dưới đây mô tả quá trình 1 như được minh hoạ trong Hình 74. Điểm cốt lõi của công nghệ chuyển hoá hydrogen thành methanol trong quá trình 1 là chuyển đổi xúc tác của H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> thành methanol, theo phản ứng sau đây:



Phản ứng xảy ra ở nhiệt độ khoảng 200-300°C và áp suất 50-100 bar (IRENA and Methanol Institute, 2021), và tỏa nhiệt với  $\Delta H = -49,16$  kJ/mol methanol [2].

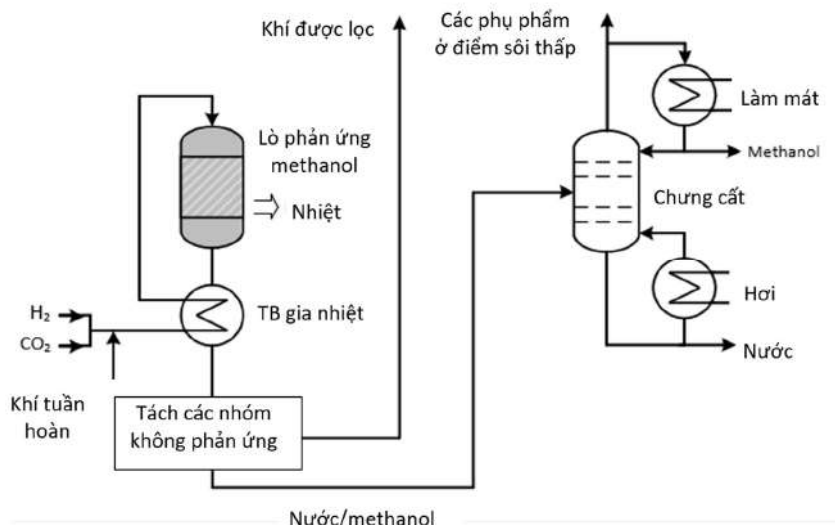
Ngoài phản ứng trên, phản ứng chuyển hoá khí từ nước cũng xảy ra trong thiết bị phản ứng methanol, dẫn đến sự hình thành CO [2]:



Phản ứng thu nhiệt với  $\Delta H = 41,22$  kJ/mol CO. Nhiệt cho phản ứng này sẽ được cung cấp thông qua phản ứng tỏa nhiệt ở trên và cân bằng năng lượng tổng thể dẫn đến sản lượng nhiệt thực từ thiết bị phản ứng.

Cần lưu ý rằng do có CO, methanol cũng sẽ được hình thành do phản ứng của H<sub>2</sub> và CO, tuy nhiên ở mức độ nhỏ so với khí tổng hợp có module khoảng 2 như trình bày ở trên. Thiết bị phản ứng methanol có thể được xây dựng dưới dạng thiết bị phản ứng nước sôi hoặc thiết bị phản ứng làm mát bằng dàn ống [2], trong đó nhiệt giải phóng từ phản ứng dưới dạng hơi hoặc nước nóng. Thiết bị phản ứng nước sôi thường đắt hơn so với thiết bị phản ứng làm mát bằng ống [2], tuy nhiên, về mặt thu hồi nhiệt, hơi là dòng đầu ra có giá trị hơn so với nước nóng.

Trong nhà máy methanol, có một loạt các bước quy trình xung quanh thiết bị phản ứng methanol, được mô tả bằng lược đồ trong Hình 79. Lược đồ không bao gồm phần điều áp hoặc điều hòa đối với các luồng cấp liệu, vì giả định rằng các luồng CO<sub>2</sub> và H<sub>2</sub> được cung cấp từ một đường ống trung tâm ở điều kiện và độ tinh khiết phù hợp. Lược đồ chỉ bao gồm một cột chưng cất, mặc dù các nhà máy thường có nhiều bước chưng cất.



Hình 79: Lược đồ nhà máy sản xuất methanol sử dụng hydrogen.

Ở bước sau thiết bị phản ứng methanol, nước thải được sử dụng để gia nhiệt sơ bộ cấp liệu đầu vào, và các khí không phản ứng được tách ra và tuần hoàn hoặc loại bỏ. Methanol được tạo ra trong quá trình tổng hợp methanol được trộn với nước, do đó cần chưng cất để tách nước và methanol và các sản phẩm phụ khác khỏi phản ứng, ví dụ như rượu, este, ete và xeton bậc cao hơn [2]. Các sản phẩm phụ có khối lượng nhỏ so với sản lượng methanol và được thải bỏ dưới dạng khí thải hoặc nước thải. Khí thải có thể được xử lý thông qua quá trình oxy hóa và nước thải có thể được xử lý bằng các thiết bị xử lý nước thải thông thường.

### Đầu vào

Đầu vào là các dòng  $\text{CO}_2$  và  $\text{H}_2$ . Trong phần sau, giả định rằng  $\text{CO}_2$  và  $\text{H}_2$  được đưa vào nhà máy methanol ở nhiệt độ  $5^\circ\text{C}$  cho cả hai dòng và ở 100 bar đối với  $\text{CO}_2$  và 70 bar đối với  $\text{H}_2$ . Dựa trên những điều kiện này, dòng cấp liệu đã ở mức áp suất thích hợp và do đó, việc nén thêm  $\text{H}_2$  và  $\text{CO}_2$  không được xem xét.

Trong trường hợp  $\text{CO}_2$  và  $\text{H}_2$  được sản xuất tại chỗ thông qua thu giữ carbon và điện phân, các dòng cấp liệu sẽ ở các điều kiện khác nhau và mức áp suất thấp hơn. Nếu như vậy, cần nén khí cấp liệu, do đó, chi phí máy nén phải được thêm vào CAPEX.

Đầu vào bổ sung cho quy trình bao gồm điện cho làm mát và gia nhiệt. Điện được sử dụng cho các thiết bị phụ trợ, làm mát được sử dụng chủ yếu trong (các) cột chưng cất và gia nhiệt (điện hoặc hơi nước) được sử dụng trong (các) cột chưng cất. Cần có điện cho thiết bị phụ trợ ở mức 400 V-AC và mức áp suất hơi ở khoảng 10 bar(g) và  $184^\circ\text{C}$ .

### Đầu ra

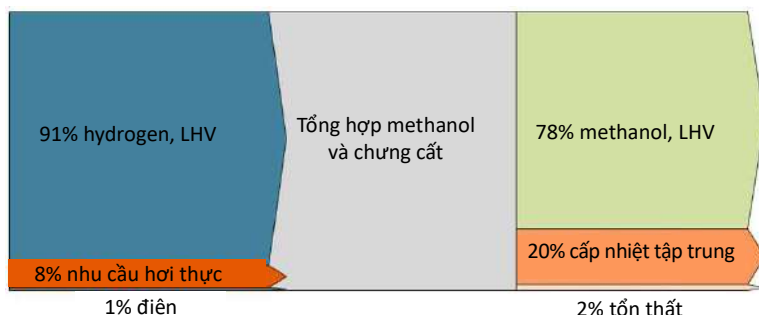
Đầu ra chính của quy trình là methanol, ví dụ như tiêu chuẩn kỹ thuật tham chiếu AA hoặc tiêu chuẩn kỹ thuật tham chiếu IMPCA của Liên bang Hoa Kỳ chỉ định hàm lượng methanol trên 99,85 %wt. Các đầu ra khác gồm khí xả bỏ, trong trường hợp có khí trơ và các sản phẩm phụ được phân tách.

### Cân bằng năng lượng

Cân bằng năng lượng của một nhà máy methanol sản xuất methanol loại AA được thể hiện trong Hình 58. Cân bằng năng lượng dựa trên thông tin sau từ Haldor Topsøe [3]:

- Tiêu thụ hơi áp suất thấp: 1.600 kg-hơi/tấn-methanol
- Lưu lượng khí  $\text{H}_2$ : 2.130  $\text{Nm}^3$  /kg-methanol
- Sản lượng hơi trung áp: 670 kg-hơi/tấn-methanol

Hơi áp suất trung bình được tạo ra trong thiết bị phản ứng tổng hợp methanol dựa trên nhiệt giải phóng trong quá trình phản ứng. Hơi ở áp suất và nhiệt độ cao hơn nhu cầu cấp nhiệt của quá trình chưng cất. Do đó, trong cân bằng năng lượng, giả định (bao gồm trong ước tính CAPEX) rằng nhiệt (hơi nước) được tạo ra trong thiết bị phản ứng methanol có thể được sử dụng trong phần chưng cất. Do đó, nhu cầu hơi rỗng trong Hình 80 thể hiện sự khác biệt giữa mức tiêu thụ và sản xuất hơi.



Hình 80: Cân bằng năng lượng của nhà máy methanol. “Gia nhiệt khu vực” có nhiệt độ thấp có thể dùng để sưởi hoặc cho các quy trình công nghiệp sử dụng nhiệt độ thấp

Nhu cầu điện trong hình trên tương ứng với 100 kWh/tấn-methanol và bao gồm công suất bơm và năng lượng cho hệ thống làm mát, nhưng không bao gồm quá trình nén H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>, vì những cấp liệu này được giả định là được cấp vào ở áp suất phù hợp (nếu không sẽ phải nén các dòng khí đầu vào). Haldor Topsøe [3] cũng cung cấp mức tiêu thụ điện của nhà máy methanol là 500 kWh/tấn methanol, dựa trên H<sub>2</sub> được điều áp một phần từ quá trình điện phân và CO<sub>2</sub> trong khí quyển. Sử dụng giá trị 500 kWh/tấn-methanol để tính toán sẽ thu được đầu vào cho cân bằng năng lượng là 86% hydrogen, 7% nhu cầu hơi rỗng và 7% nhu cầu điện.

Hàm lượng năng lượng trong hydrogen được chuyển thành hàm lượng năng lượng trong methanol, nhưng bị thất thoát do phản ứng tỏa nhiệt. Ngoài ra, cần sử dụng nhiệt để tách methanol và nước trong phần chưng cất. Do đó, 22 % năng lượng đầu vào bị thất thoát dưới dạng nhiệt, một phần nhiệt tổn thất có thể được thu hồi và sử dụng cho các ứng dụng gia nhiệt nhiệt độ thấp.

### Công suất điển hình

Công suất điển hình của nhà máy methanol là khoảng 100.000 tấn/năm hoặc 300 tấn/ngày.

### Khả năng điều chỉnh công suất

Trong các nhà máy sản xuất methanol thông thường, khả năng điều chỉnh công suất không phải là một tiêu chí thiết kế quan trọng, vì nguyên liệu hóa thạch thường có sẵn liên tục. Tuy nhiên, sản xuất e-methanol phụ thuộc vào các nguồn năng lượng tái tạo không liên tục và do đó khả năng điều chỉnh công suất công suất sản xuất là rất quan trọng đối với các nhà máy đó trừ khi các cơ sở lưu trữ đủ lớn được triển khai.

Quy trình khởi động nguội tốn nhiều thời gian và có nguy cơ phân hủy chất xúc tác, do đó nên tránh tối đa. Thay vì ngừng máy, nên thực hiện các biện pháp như chế độ vận hành dự phòng nóng.

### Ưu điểm/nhược điểm

*Ưu điểm:*

Việc sản xuất e-methanol dựa vào nguồn cung cấp CO<sub>2</sub> xanh và nguồn H<sub>2</sub> xanh. So với sản xuất methanol truyền thống dựa trên khí tổng hợp từ nhiên liệu hóa thạch (như khí thiên nhiên hoặc than đá), quá trình sản xuất e-methanol có những ưu điểm sau:

- Methanol trung hòa carbon.
- Không cần chuyển hoá hơi.
- Không có CO trong khí tổng hợp đầu vào, dẫn đến nhiệt phản ứng của quá trình tổng hợp methanol thấp hơn, và do đó có thể chọn trong số nhiều loại thiết bị phản ứng khí thiết kế nhà máy. Ví dụ thiết bị phản

ứng làm mát bằng ống, không phải là một lựa chọn trong các nhà máy methanol thông thường do sự hiện diện của CO trong khí tổng hợp và sinh ra nhiệt phản ứng cao [2].

- Độ tinh khiết của dòng  $H_2$  từ quá trình điện phân cao, cũng tương tự với  $CO_2$  tùy thuộc vào nguồn  $CO_2$  và thiết kế thu giữ. Do đó lượng xả bỏ thấp hơn.

*Nhược điểm:*

Sản xuất e-methanol có những nhược điểm sau đây:

- Không có CO trong khí tổng hợp dẫn đến thành phần khí phản ứng và khí tổng hợp ít hơn.
- $H_2$  phụ thuộc vào các nguồn năng lượng tái tạo, điều này có thể dẫn đến số giờ sản xuất hàng năm ít hơn so với sử dụng nhiên liệu hóa thạch hoặc nhu cầu lưu trữ nhiên liệu lớn.
- $CO_2$  sẵn có có thể thay đổi tùy thuộc vào nguồn.

### **Yêu cầu không gian**

Yêu cầu diện tích dự kiến cho nhà máy sản xuất methanol 300 tấn/ngày là khoảng 4.000 m<sup>2</sup>, tuy nhiên, không gian cần thiết tùy thuộc vào các yêu cầu cụ thể của dự án.

### **Tiêu thụ nước**

Đối với sản xuất e-methanol, mức tiêu thụ nước chủ yếu đến từ khâu thượng nguồn là sản xuất hydrogen thông qua quá trình điện phân, như đã nêu trong phần điện phân hydrogen. Bản thân bước tổng hợp methanol không tiêu thụ nước như một chất phản ứng.

Trong quá trình tổng hợp, khí  $CO_2$  phản ứng với hydrogen để tạo thành methanol và nước. Do đó, nước được tạo ra như một sản phẩm phụ chứ không bị tiêu thụ, và thường được tách ra khỏi dòng sản phẩm. Việc sử dụng nước bổ sung chủ yếu liên quan đến các hệ thống phụ trợ như làm mát, điều hòa khí, cũng như thu giữ và làm sạch  $CO_2$ , tùy thuộc vào công nghệ thu giữ được lựa chọn và cấu hình hệ thống làm mát.

Vì vậy, mức tiêu thụ nước ròng ngoài phần phục vụ cho điện phân là hạn chế và trong một số trường hợp còn được bù đắp một phần bởi lượng nước sinh ra trong quá trình tổng hợp methanol. Dấu chân nước tổng thể của e-methanol do đó chủ yếu được quyết định bởi khâu sản xuất hydrogen và thiết kế hệ thống, hơn là bởi chính phản ứng tổng hợp.

### **Môi trường**

Các sản phẩm đầu ra chính là methanol, nước, sản phẩm phụ của phản ứng và khí trơ. Tùy thuộc vào mức độ tinh khiết đạt được trong quá trình chưng cất, nước sẽ chứa một lượng nhỏ methanol và các sản phẩm phụ từ phản ứng. Các hợp chất hữu cơ này có thể được loại bỏ tại chỗ hoặc trong các cơ sở xử lý nước thải trung tâm.

Tùy thuộc vào độ tinh khiết của các dòng cấp liệu, khí được lọc để không tích tụ khí trơ trong hệ thống. Dòng lọc xả chứa khí trơ và khí chưa phản ứng và có thể được đốt cháy hoặc thu hồi. Trong các nhà máy methanol thông thường, khí lọc xả thường được đốt cháy như một phần của quá trình đốt cháy để cung cấp nhiệt cho thiết bị chuyển hóa hơi. Trong nhà máy e-methanol, quá trình đốt cháy như vậy sẽ không phải là một phần của nhà máy, ví dụ nếu hơi của quá trình được tạo ra trong một nồi hơi sử dụng điện. Tuy nhiên, độ tinh khiết của dòng nguyên liệu cho nhà máy e-methanol cũng có thể cao hơn so với các nhà máy sử dụng nhiên liệu hoá thạch thông thường, vì độ tinh khiết của hydrogen từ quá trình điện phân cao hơn so với hydrogen từ quá trình chuyển hóa hơi. Độ tinh khiết cao hơn của các dòng cấp liệu sẽ làm giảm nhu cầu thanh lọc.

Tương tự như quá trình thanh lọc, các sản phẩm phụ có điểm sôi thấp, được tách ra trong phần chưng cất, cũng cần được xử lý một cách an toàn – ví dụ như được đốt cháy hoặc thu hồi.

### **Nghiên cứu và phát triển**

Quá trình sản xuất methanol quy mô lớn đã tồn tại trong nhiều thập kỷ và cần tăng cường các hệ thống để chuyển đổi  $H_2$  và  $CO_2$  thành e-methanol sẽ dựa trên công nghệ hiện có. Do đó, các quan điểm nghiên cứu và phát triển chủ yếu nhằm mục đích thích ứng và tối ưu hóa các thiết kế nhà máy cho khí tổng hợp không có CO, nhưng có  $H_2$  và  $CO_2$  không liên tục.

Ví dụ về các lĩnh vực nghiên cứu và phát triển có liên quan như sau:

- Tối ưu hóa thiết kế thiết bị phản ứng và xúc tác cho nguyên liệu dựa trên H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>
- Thiết kế thiết bị phản ứng cho phép vận hành linh hoạt hoặc thiết kế kho lưu trữ đảm bảo dòng cấp liên tục
- Tối ưu hoá cùng với các quy trình như thu giữ carbon, điện phân và các quy trình PtX khác
- Thiết kế hệ thống cho phép kết hợp công nghệ (đặc biệt là sử dụng nhiệt thải hoặc oxygen)

Công nghệ chuyển đổi hydrogen thành methanol đã được trình diễn ở quy mô thương mại và do đó ở cấp TRL 9 về mức độ sẵn sàng công nghệ. Lò phản ứng methanol đã là một công nghệ chín muồi và do đó tiềm năng phát triển bị hạn chế. Do đó, các số liệu về hiệu suất và chi phí dự kiến sẽ không thay đổi trong tương lai. Tuy nhiên, có tiềm năng đáng kể trong việc phát triển các mô hình kinh doanh cho các nhà máy sản xuất e-methanol khi xem xét toàn bộ chuỗi cung ứng và tích hợp các nhà máy sản xuất methanol vào cơ sở hạ tầng năng lượng và carbon quốc gia.

### Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy e-methanol đầu tiên được đưa vào vận hành thương mại là nhà máy CRI quy mô nhỏ ở Iceland với công suất 4.000 tấn/năm. Như đã nêu trong danh mục công suất tiêu biểu ở trên và trong báo cáo Triển vọng Đới mới của IRENA [4], nhiều nhà máy đã được lên kế hoạch đưa vào vận hành thương mại trong những năm tới. Gần đây, nhà máy quy mô lớn đầu tiên (xem dự án Shunli trong Bảng 31) có công suất 110.000 tấn/năm đã đi vào hoạt động.

Dựa trên danh sách các dự án được lên kế hoạch và dự án Shunli được đưa vào vận hành gần đây, mức tiêu chuẩn thị trường hiện tại là mức năng lực sản xuất khoảng 100.000 tấn/năm. Tuy nhiên, các thiết kế của nhà máy phải được điều chỉnh cho phù hợp với nguồn nguyên liệu đầu vào có sẵn tại địa điểm phù hợp – thường theo công suất CO<sub>2</sub> tại vị trí nguồn nguyên liệu.

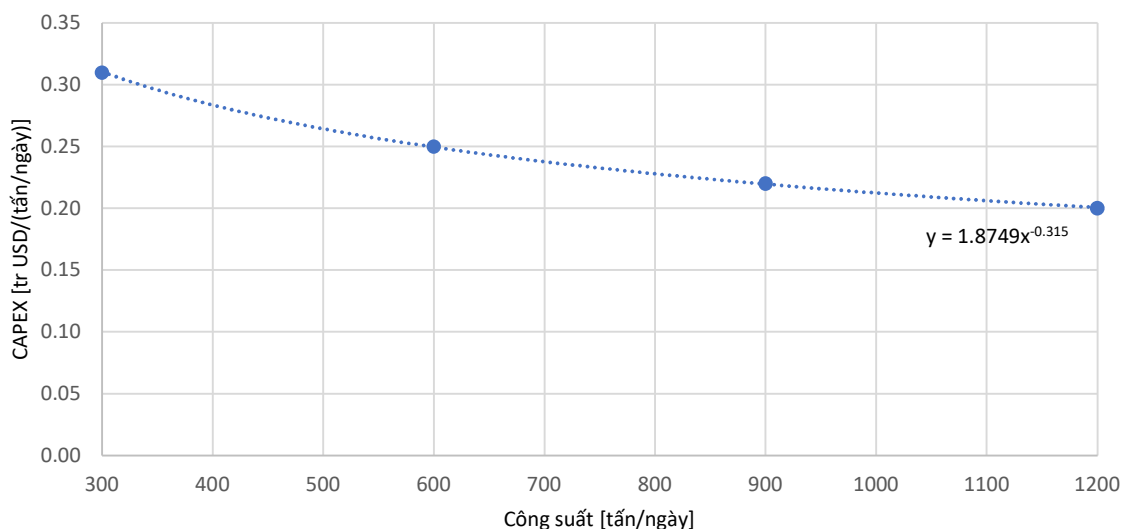
Bảng dưới đây trình bày tổng quan về các dự án đã hoàn thành và dự kiến.

*Bảng 32: Tổng quan về các dự án methanol đã hoàn thành và dự kiến.*

Dự án	Công suất	Tiến độ	Quốc gia
European Energy, Kassø [11]	32.000 tấn/năm	Kế hoạch cho năm 2023	Đan Mạch
Green Fuels for Denmark [12]	50.000 tấn/năm	Giai đoạn 2a dự kiến bắt đầu vận hành thương mại năm 2025	Đan Mạch
LiquidWind [13]	50.000 tấn/năm	Bắt đầu vận hành nhà máy đầu tiên theo kế hoạch vào năm 2024	Thụy Điển
Vordingborg Biofuels [14]	100.000 tấn/năm	Sẵn sàng sản xuất năm 2025	Đan Mạch
Ørsted and Maersk [15]	300.000 tấn/năm	Sẵn sàng sản xuất năm 2025	Hoa Kỳ
Shunli Project [16]	110.000 tấn/năm	Vận hành vào quý 3 năm 2022	Trung Quốc
Sailboat Project [16]	100.000 tấn/năm	Vận hành theo kế hoạch vào năm 2023	Trung Quốc
Finnfjord e-methanol [16]	100.000 tấn/năm	Quyết định đầu tư dự kiến năm 2023	Na Uy
George Olah Renewable Methanol Plant [16]	4.000 tấn/năm	Vận hành từ năm 2012	Iceland

### Ước tính số liệu

Các ước tính chi phí dựa trên dữ liệu chi phí được trình bày bởi Nami et al. , nhưng đã điều chỉnh thêm 10 % dựa trên các cuộc thảo luận với các nhà cung cấp nhà máy methanol. CAPEX được điều chỉnh theo các công suất khác nhau của nhà máy dựa trên quy mô kinh tế thông thường của các nhà máy hóa chất. Hiệu quả của tính kinh tế theo quy mô được minh họa trong đó CAPEX được biểu diễn là một hàm của công suất.



Hình 81: CAPEX là hàm số của công suất. Hệ số chuyển đổi là 0,7857 được dùng để chuyển đổi sang USD<sub>2025</sub>

Cẩm nang công nghệ Việt Nam năm 2026 cập nhật đã cập nhật lại toàn bộ các dự báo chi phí theo quy đổi USD năm 2025.

Chi phí đầu tư [Triệu USD/MW]	2020	2025	2030	2040	2050	Chú thích
	Dưới 150 nghìn tấn/năm		150-250 nghìn tấn/năm	250-350 nghìn tấn/năm	350-450 nghìn tấn/năm	
	Dưới 417 tấn/ngày		417-694 tấn/ngày	694-972 tấn/ngày	972-1250 tấn/ngày	
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2026		1,65	1,33		1,06	
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2023	1,33 (108 nghìn tấn/năm)		1,07 (216 nghìn tấn/năm)	0,94 (324 nghìn tấn/năm)	0,86 (432 nghìn tấn/năm)	A
Hank và cộng sự (2018) [4,5]	3,02 (4 nghìn tấn/năm)					
Hank và cộng sự (2018) [4,5]	1,08 (10 nghìn tấn/năm)					
Bos và cộng sự (2020) [4,6]	2,08 (65 nghìn tấn/năm)					B
Zhang và cộng sự (2019) [4,7]	0,85 (100 nghìn tấn/năm)					
Swiss Liquid Future (2020b) [4,8]	2,25 (100 nghìn tấn/năm)					C
Clausen và cộng sự (2010) [4,9]				0,85 (300 nghìn tấn/năm)		
Pérez-Fortes và cộng sự (2016) [4,10]					0,85 (440 nghìn tấn/năm)	D

Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch	1,06 (108 nghìn tấn/năm)		0,85 (216 nghìn tấn/năm)	0,75 (324 nghìn tấn/năm)	0,68 (432 nghìn tấn/năm)	A
-----------------------------	-----------------------------	--	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	---

#### Ghi chú

Giá sử tấn/năm = 360 tấn/ngày

- Không bao gồm máy điện phân, bảng dữ liệu có chi tiết về các cấu phần được bao gồm và loại trừ
- Bao gồm chi phí vốn cho trang trại điện gió 100 MW
- Ước tính chi phí sản xuất methanol ở các vành đai gió và mặt trời trên thế giới.
- Chi phí nhà máy methanol không bao gồm chi phí sản xuất hydrogen.

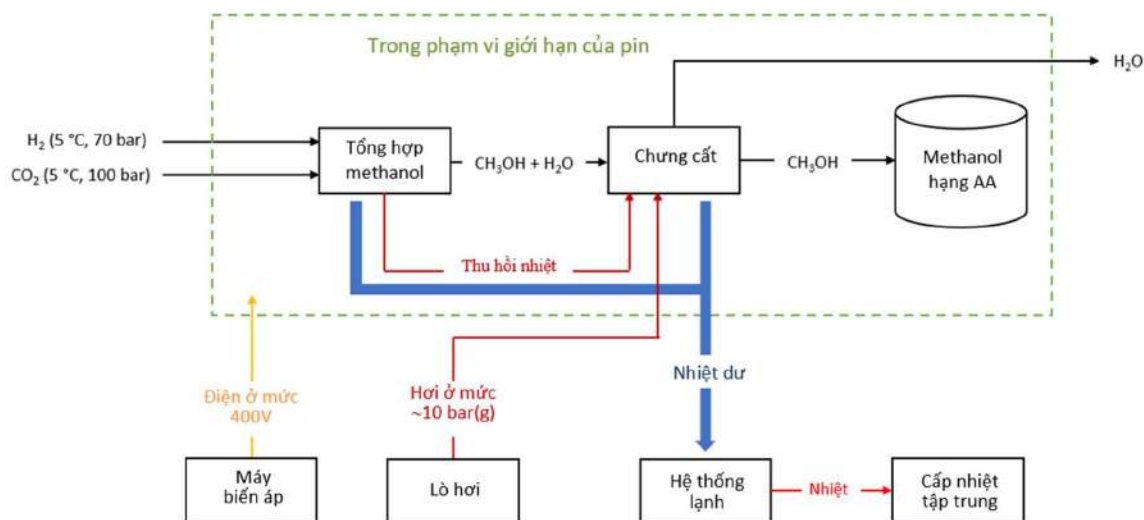
#### Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này phần lớn dựa trên Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “98 Sản xuất methanol sử dụng điện”. Các tài liệu sau đây được tham khảo:

- [1] H. Nami, G. Butera, NJB Campion, HL Frandsen và PV Hendriksen, MarE-ful: Hiệu quả năng lượng trong tổng hợp nhiên liệu xanh và chi phí dự kiến, báo cáo 9/9-2021, DTU Energy, 2021.
- [2] DS Marlin, E. Sarron và Ó. Sigurbjörnsson, 2018. "Ưu điểm của quy trình tổng hợp CO<sub>2</sub> trực tiếp thành methanol," Biên giới hóa học, 6,446.
- [3] eMethanoL – methanol điện phân, Methanol cho tương lai bền vững hơn. Haldor Topsøe, <https://info.topsøe.com/hubs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20Brochures/eMethanol.pdf?hsCtaTracking=6ca24cee-0aed-45df-8aa4-846ecd19151c%7C5d9f6bef-ebfc-483e-8a06-cdfed4ace34a>
- [4] IRENA và Viện Methanol, "Triển vọng đổi mới: Methanol tái tạo," Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi, 2021.
- [5] Hank, C. và cộng sự. "Tính kinh tế và chi phí tránh CO<sub>2</sub> trong sản xuất methanol dựa trên hydrogen tái tạo và CO<sub>2</sub> tuần hoàn – sản xuất methanol sử dụng điện", Sustain. Energy Fuels, tập 2, trang 1244-1261, 2018.
- [6] Bos, MJ và cộng sự, "Chuyển hoá năng lượng gió thành methanol: Sản xuất methanol tái tạo sử dụng điện, điện phân nước và thu khí CO<sub>2</sub>", Applied Energy, Tập. 264, tr. 114672, 2020.
- [7] Zhang, H. và cộng sự, "Tối ưu hóa kinh tế kỹ thuật của quá trình chuyển hóa CO<sub>2</sub> thành methanol bằng máy điện phân oxit rắn", Energies, tập 12, tr. 3742, 2019
- [8] Swiss Liquid Future, "Nhanh chóng thu hồi carbon trong ngành công nghiệp Na Uy", thông cáo báo chí, ngày 1 tháng 7 năm 2020, <https://www.swiss-liquid-future.ch/medien/> và tư liệu trao đổi với SLF, 2020.
- [9] Clausen, LR và cộng sự, "Phân tích kinh tế kỹ thuật của một nhà máy methanol dựa trên quá trình khí hóa sinh khối và điện phân nước", Applied Energy, tập 35, trang 2338-2347, 2010.
- [10] Pérez-Fortes, M. et al., "Tổng hợp methanol sử dụng CO<sub>2</sub> làm cấp liệu: Đánh giá kinh tế-kỹ thuật và môi trường", Applied Energy, tập 161, trang 718-732, 2016.
- [11] Power-to-X ở Aabenraa. Năng lượng châu Âu, <https://dk.europeanenergy.com/2022/03/24/power-to-xi-aabenraa/>.
- [12] Nhiên liệu xanh cho Đan Mạch. Ørsted. <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2022/07/20220715544411>.
- [13] Liquid Wind dành 151 million krone cho sản xuất nhiên liệu không hóa thạch. Liquid Wind, <https://www.liquidwind.se/news/liquidwind-secures-eur15-million-for-production-of-fossil-free-fuel>
- [14] Nhiên liệu sinh học Vordingborg, <https://www.vordingborgbiofuel.dk/2022/03/16/vordingborg-biofuel-inviterer-til-informationsmoede/>
- [15] Ørsted và Maersk ký thỏa thuận bước ngoặt về nhiên liệu xanh khi Ørsted gia nhập thị trường Power-to-X của Mỹ. Ørsted. <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2022/03/20220310491311>
- [16] Carbon Recycling International, <https://www.carbonrecycling.is/projects>.

## Bảng số liệu

Phạm vi của bảng dữ liệu dưới đây xem xét các giới hạn của công nghệ như được minh họa trong hình sau:



Hình 82: Mô tả giới hạn của công nghệ “pin”

Giả sử các dòng H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> được dẫn từ các đường ống trung tâm của quốc gia hoặc khu vực ở mức áp suất cao hơn áp suất của lò phản ứng. Các yếu tố sau (bao gồm cả chi phí lắp đặt) cần được cân nhắc để đưa vào tính toán CAPEX:

- Lò phản ứng methanol bao gồm chất xúc tác
- Chưng cất methanol để thu được methanol loại AA
- Đường ống giữa các thành phần bên trong giới hạn pin (ISBL)
- Cấp điện hạ thế
- SCADA
- Bồn chứa Methanol có thể chứa được sản lượng một ngày
- Cột chưng cất dùng cho ứng dụng gia nhiệt nhiệt độ thấp sưởi ấm (nhiệt độ cao hơn nhiệt độ của nước làm mát)

Các yếu tố sau đây không được bao gồm:

- Máy nén H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>
- Máy biến áp
- Hệ thống điện cao thế
- Phí đầu nối vào lưới điện
- Hệ thống tiện ích: hệ thống làm mát, nồi hơi
- Các kết nối với hệ thống gia nhiệt nhiệt độ thấp
- Dự phòng
- Chi phí đất
- Thuế GTGT và các loại thuế khác
- Chi phí chủ sở hữu

Ước tính chi phí được cung cấp trong bảng dữ liệu dựa trên dữ liệu chi phí của Nami và Cộng sự, được điều chỉnh tăng 10 % dựa trên các cuộc thảo luận với các nhà cung cấp nhà máy methanol.

Bảng dữ liệu của một nhà máy methanol xanh được hiển thị bên dưới. Độ chính xác của các số liệu chi phí dự kiến nằm trong khoảng  $\pm 50\%$ . Cần lưu ý rằng sự phát triển của CAPEX theo thời gian được giả định là do quy mô nhà máy tăng lên và các lợi ích liên quan của tính kinh tế theo quy mô, chứ không phải do phát triển công nghệ. Ví dụ, nếu dự kiến có một nhà máy 1200 tấn/ngày vào năm 2040, thì có thể sử dụng dữ liệu chi phí cho năm 2050 tương ứng với một nhà máy 1200 tấn/ngày.

E-methanol (không bao gồm máy điện phân)										
Thông số	Đơn vị	2025	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tổng quy mô nhà máy điện hình	1.000 tấn methanol/năm	300	600	1200					A	1
Tổng quy mô nhà máy điện hình	MW	69	138	276						
<b>Đầu vào</b>										
Tiêu thụ CO <sub>2</sub>	t/t methanol	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,5	B	2
Tiêu thụ hydrogen	t/t methanol	0,19	0,19	0,19	0,2	0,2	0,2	0,2	C	2
Tiêu thụ hydrogen	MWh/t methanol	6,4	6,4	6,4	6,4	7,0	6,4	7,0	D	
Tiêu thụ điện	MWh/t methanol	0,1	0,1	0,1	0,08	0,12	0,08	0,12	E	2
Tổng đầu vào	MWh/t methanol	0,58	0,58	0,58	0,46	0,70	0,46	0,70	F	2
<b>Đầu ra</b>										
Methanol	MWh/MWh tổng đầu vào	0,78	0,78	0,78	0,780	0,858	0,780	0,858	G	
Tôn thất nhiệt	MWh/MWh tổng đầu vào	0,2	0,2	0,2	0	0,22	0	0,22	H	
Tôn thất nhiệt bổ sung	MWh/MWh tổng đầu vào	0,02	0,02	0,02	0,018	0,022	0,018	0,022	I	
Nước	tấn/tấn methanol	0,55	0,55	0,55	0,550	0,605	0,550	0,605	J	
Ngừng máy bắt buộc	%	5	3	2						
Ngừng máy theo kế hoạch	tuần mỗi năm	3	3	3						
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	30	30	30						
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2					K	
<b>Số liệu kinh tế</b>										
Suất đầu tư	Triệu USD/(tấn methanol)/ngày	0,38	0,31	0,25	0,15	0,46	0,10	0,30	L, O, P	3
Suất đầu tư	Triệu USD /MW sản lượng methanol	1,65	1,33	1,06	0,66	1,99	0,43	1,28	O, P	
- trong đó thiết bị	%	75	75	75						
- trong đó lắp đặt	%	25	25	25						
Chi phí VH&BD cố định	nghìn USD/[tấn methanol/ngày]/năm	11,0	8,6	7,4					M	
Chi phí VH&BD cố định	nghìn USD/tấn methanol/năm	48	37	32						
Chi phí VH&BD biến đổi	USD/tấn methanol	33	33	33					N	3
Chi phí VH&BD biến đổi	USD/MWh methanol	6,0	6,0	6,0						
Khởi động	Tr USD/(tấn/ngày - methanol)	-	-	-						
<b>Số liệu riêng của công nghệ</b>										
Tiêu thụ nước	L/MWh								Q	

#### Ghi chú

- Trong giai đoạn 2020-2030, quy mô nhà máy được điều chỉnh bởi nguồn carbon sẵn có. Đến năm 2050, việc thu hồi khí trực tiếp dự kiến sẽ ảnh hưởng đến tăng quy mô nhà máy.
- Giá trị cao hơn một chút so với phản ứng cân bằng hóa học do sự hình thành các sản phẩm phụ hữu cơ.
- Được tính dựa trên 2,130 Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>/tấn-methanol và 0,09 kg-H<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>.
- Được chuyển đổi dựa trên nhiệt trị thấp hơn đối với hydrogen là 33,3 kWh/kg.
- Haldor Topsøe [5] nêu giá trị 500 kWh/tấn-methanol, bao gồm quá trình nén H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>. Con số được cung cấp trong bảng bao gồm nhu cầu điện cho các thiết bị phụ trợ, không bao gồm máy nén và được giả định bằng 20% giá trị do Haldor Topsøe cung cấp.

- F. Hơi sinh ra trong lò phản ứng methanol được tái sử dụng cho mục đích gia nhiệt cho chung cất. Giá trị trong bảng là hơi nước nhập ròng.
- G. Tính toán dựa trên nhiệt trị thấp hơn đối với methanol là 19,9 GJ/tấn.
- H. Dựa trên giả định rằng các dòng nước ấm có thể được làm mát xuống 50°C.
- I. Bao gồm tổn thất nhiệt ra môi trường xung quanh và làm mát ở nhiệt độ dưới 50°C.
- J. Dựa trên cân bằng phản ứng hóa học. Nước thải bao gồm các sản phẩm phụ hữu cơ từ quá trình tổng hợp methanol và có thể được xử lý tại các cơ sở xử lý nước thải trung tâm thông thường hoặc xử lý tại chỗ.
- K. Thời gian thi công từ khi đặt hàng đến khi đưa vào vận hành thương mại. Lò phản ứng Methanol là một hạng mục lâu dài, là yếu tố chi phối thời gian xây dựng.
- L. Theo giới hạn pin như được mô tả trong văn bản. Việc giảm đầu tư cụ thể theo thời gian là do quy mô kinh tế chứ không phải do phát triển công nghệ.
- M. Ước tính bằng 3% CAPEX.
- N. Không bao gồm các chi phí liên quan đến đầu vào của quy trình như hơi nước, điện, hydrogen và ôxít carbon.
- O. Bao gồm trong dữ liệu CAPEX là: thiết bị phản ứng methanol (bao gồm xúc tác), hệ thống chung cất methanol để đạt cấp chất lượng AA, hệ thống đường ống giữa các hạng mục trong phạm vi nhà máy (ISBL), cáp điện phía hạ áp, hệ thống SCADA (giám sát điều khiển và thu thập dữ liệu), bồn chứa methanol (giả định chứa sản lượng trong một ngày), và các tháp chung cất được thiết kế để tận dụng nhiệt từ hệ thống sưởi khu vực (với nhiệt độ nước làm mát cao hơn).
- P. Không bao gồm trong dữ liệu CAPEX là: máy nén H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>, máy biến áp điện, hệ thống điện cao áp, phí trả cho đơn vị vận hành hệ thống phân phối để đấu nối vào lưới điện, các hệ thống phụ trợ (utility) như hệ thống làm mát và nồi hơi, khả năng đấu nối với hệ thống sưởi khu vực, xử lý khí xả và các sản phẩm phụ tách ra, chi phí dự phòng, chi phí đất đai, thuế VAT và các loại thuế khác, cũng như chi phí của chủ đầu tư.
- Q. Khi loại trừ quá trình điện phân, lượng tiêu thụ nước là không đáng kể.

#### **Tài liệu tham khảo**

1. Lemvig Biogas - Power to X - Biogas Danmark Konferencen, Vingsted, 2021 [https://www.biogas.dk/wp-content/uploads/2021/12/Lars-A-Kristensen\\_Lemvig-Biogas\\_21-12-08.pdf](https://www.biogas.dk/wp-content/uploads/2021/12/Lars-A-Kristensen_Lemvig-Biogas_21-12-08.pdf), 2021.
2. Haldor Topsøe, eMethanol - điện khí hóa methanol, Methanol vì một tương lai bền vững hơn, <https://info.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20Brochures/eMethanol.pdf?hsCtaTracking=6ca24ccc-0aed-45df-8aa4-846ecd19151c%7C5d9f6bef-ebfc-483e-8a06-cdfed4ace34a>
3. Nami, H., Butera, G., Campion, N., Frandsen, H. L., & Hendriksen, P. V, MarE-nhiên liệu: Hiệu quả năng lượng trong việc tổng hợp nhiên liệu xanh và chi phí ước tính. Báo cáo dự án nhiên liệu MarE, 9, 9-2021, 2021.

# 11. SẢN XUẤT METHANOL SINH HỌC TỪ QUÁ TRÌNH KHÍ HÓA SINH KHỐI

## Mô tả công nghệ

Sản xuất methanol từ sinh khối là một quá trình gồm hai bước. Trong bước đầu tiên, sinh khối rắn được chuyển đổi thành khí tổng hợp sinh học và trong bước thứ hai, khí tổng hợp được tiếp tục chuyển hoá thành methanol.

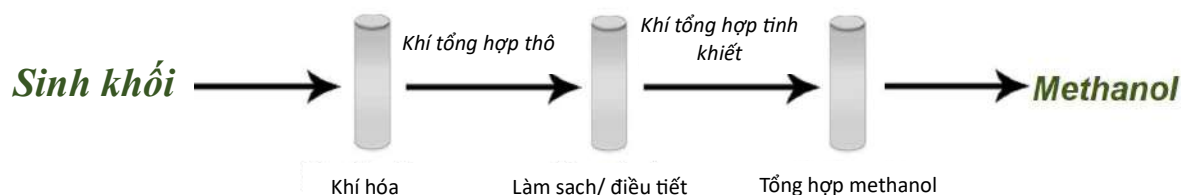
Khí hóa là một quá trình chuyển hoá các vật liệu carbon hữu cơ hoặc carbon gốc hóa thạch thành carbon monoxide, hydrogen và carbon dioxide (khí tổng hợp) ở nhiệt độ cao ( $>700^{\circ}\text{C}$ ), không đốt cháy, với một lượng oxygen và/hoặc hơi nhất định. Để cân bằng hóa học, quá trình sản xuất khí tổng hợp methanol cần tỷ lệ  $\text{H}_2/\text{CO}$  bằng 2. Có thể giảm tỷ lệ  $\text{H}_2/\text{CO}$  xuống ở một mức độ nào đó bằng phản ứng chuyển dịch nước-khí ngược lại

Tùy thuộc vào nhà cung cấp chất xúc tác, phản ứng tổng hợp methanol thường được thực hiện ở khoảng 40 đến 120 bar và 200 đến  $300^{\circ}\text{C}$ .

Methanol không phải là sản phẩm duy nhất có thể được sản xuất theo quy trình này. Dimethyl Ether (DME) cũng có thể được sản xuất thay cho methanol hoặc trong một bước quy trình bổ sung. Methanol cũng có thể được tiếp tục chế biến thành xăng.

Sinh khối có thể là phụ phẩm nông nghiệp hoặc lâm nghiệp. Có rất nhiều loại thiết kế thiết bị khí hóa phù hợp với sinh khối. Có nhiều giải pháp công nghệ với các cấu hình nhà máy khác nhau; đặc biệt, phương thức tiếp xúc của sinh khối với tác nhân khí hóa có thể là ngược dòng, đồng dòng hoặc chảy chéo, và nhiệt có thể được truyền từ bên ngoài hoặc trực tiếp vào thiết bị phản ứng bằng tác nhân đốt cháy; thời gian lưu có thể hàng giờ (thiết bị khí hóa tĩnh, lò quay) hoặc phút (khí hóa tầng sôi).

Các thiết kế thiết bị khí hóa khác nhau phù hợp với từng loại nguyên liệu và nhu cầu khí. Phản ứng khí tổng hợp thành methanol được ứng dụng thương mại chủ yếu sử dụng khí thiên nhiên để sản xuất khí tổng hợp nhưng có một số nhà máy khí hóa than để sản xuất khí tổng hợp. Mặc dù quy mô của các nhà máy thương mại thường lớn, vẫn có một số nhà máy methanol quy mô nhỏ được xây dựng ở những nơi không có trữ lượng khí thiên nhiên lớn. Quy trình tổng thể được thể hiện trong lược đồ quy trình sau đây.



Hình 83: Quá trình chuyển hóa sinh khối thành methanol

## Dữ liệu công nghệ

Một số đặc tính của methanol được thể hiện trong bảng sau.

Bảng 33: Các đặc tính của Methanol

Đặc tính	Giá trị
Tỷ trọng, $\text{kg}/\text{m}^3$	791
LHV, $\text{MJ}/\text{kg}$	19,9
LHV, $\text{MJ}/\text{lít}$	15,7
Hàm lượng oxygen	50 % trọng lượng
Chỉ số octan	~115
Điểm chớp cháy, C	12

## Đầu vào

Đầu vào chính cho quá trình chủ yếu là sinh khối. Phản ứng tỏa nhiệt và tạo ra đủ nhiệt cho quá trình và trong một số trường hợp cũng đủ nhiệt để tạo ra năng lượng cần thiết cho hệ thống. Trong một số trường hợp, có thể mua điện để sử dụng trong quy trình.

## Đầu ra

Các nhà máy sản xuất methanol có thể sản xuất một lượng điện và/hoặc hơi dư thừa để bán.

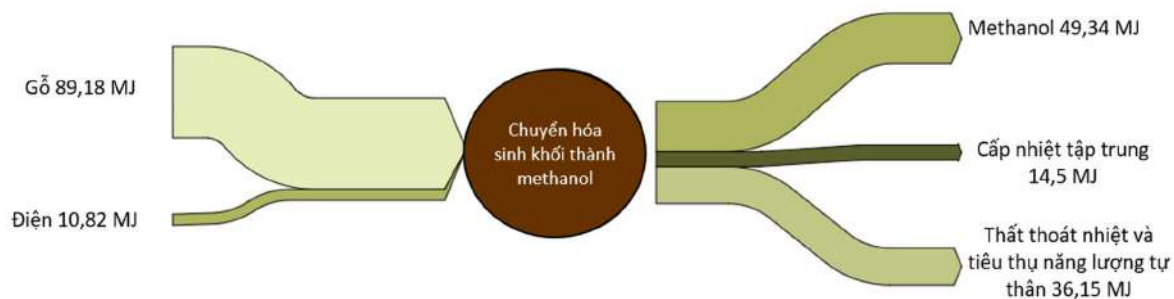
Đầu vào và đầu ra của một hệ thống điển hình được trình bày trong Bảng dưới đây [1]. Đây sẽ là giá trị của nhà máy thứ n. Các nhà máy đi tiên phong thường có hiệu suất thấp hơn.

Bảng 34: Đầu vào và đầu ra

Tham số	Đầu vào	Đầu ra
Gỗ khô	100 MJ	
Điện		1,8MJ
Methanol		58,2MJ

## Cân bằng năng lượng

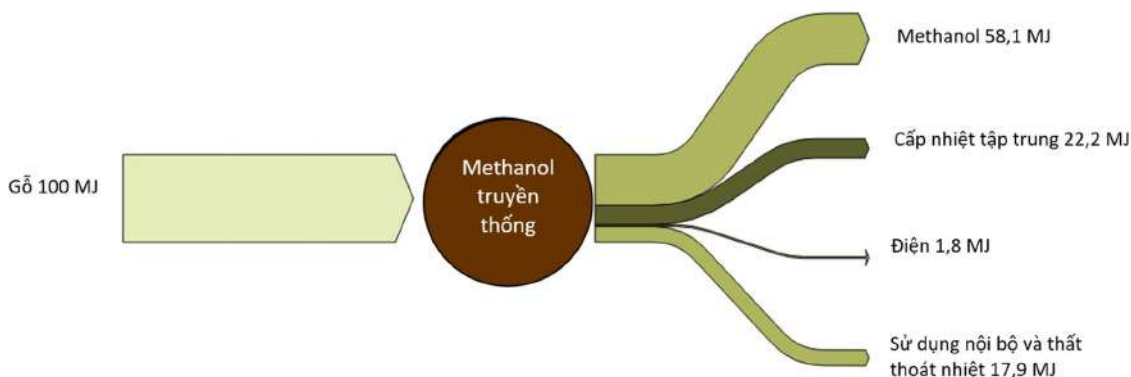
Cân bằng năng lượng cho hệ thống chuyển hoá sinh khối thành methanol được thể hiện trong Hình dưới đây [2].



Hình 84: Cân bằng năng lượng Bio Methanol

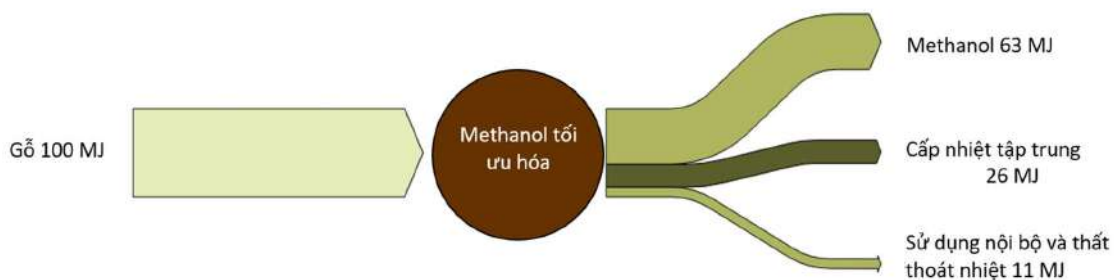
Có hai phương pháp thu hồi một phần nhiệt thải. Các nhà máy sử dụng một phần nhiệt của quy trình để sản xuất điện cho mục đích tự dùng của nhà máy và một sản lượng điện nhỏ có khả năng được xuất bán. Hơi từ cửa ra của tuabin hơi sẽ được tận dụng cho các mục đích khác. Nhiệt độ có thể ở mức từ 150 đến 185°C tùy thuộc vào thiết kế. Cũng có thể có cơ hội thu hồi nhiệt khi khí tổng hợp được điều hòa trước khi tổng hợp. Chi tiết về tiềm năng thu hồi năng lượng không được báo cáo trong hầu hết các nghiên cứu kinh tế kỹ thuật được công bố gần đây.

Các hệ thống sản xuất methanol từ sinh khối đã được đề xuất mang lại hiệu quả cao hơn [1,3]. Dự án GreenSynFuels ứng dụng cân bằng năng lượng cho nhà máy sản xuất methanol từ sinh khối truyền thống và một nhà máy tích hợp với thiết bị điện phân oxit rắn để sản xuất hydrogen để thu được tỷ lệ CO trên H<sub>2</sub> tốt hơn cho giai đoạn tổng hợp methanol. Clausen [3] đã cung cấp thông tin cho quy trình sản xuất methanol từ sinh khối có mức độ tối ưu hóa cao. Cân bằng năng lượng cho các hệ thống này được thể hiện trong các hình sau.



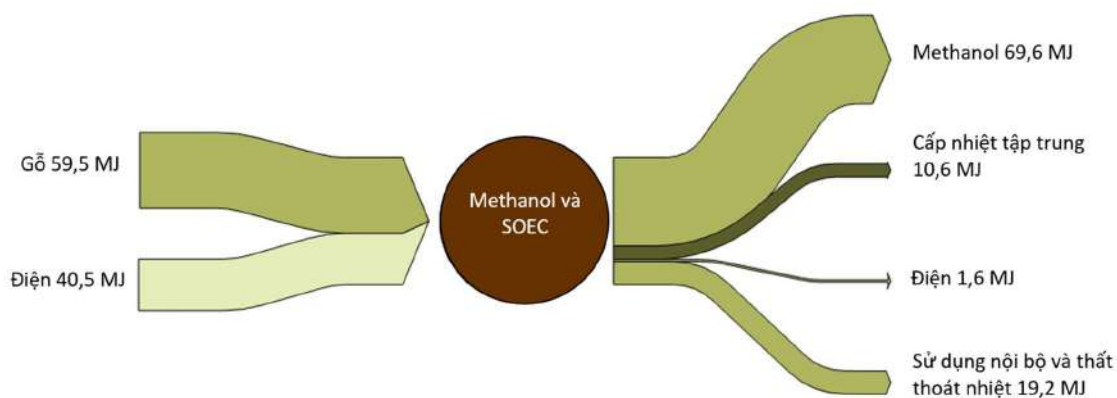
Hình 85: Nhà máy Methanol truyền thống của GreenSynFuels

Nhà máy này sản xuất điện thay vì tiêu thụ và tỷ lệ sản lượng methanol trên mỗi đơn vị gỗ tiêu thụ cao hơn thông thường. Hình dưới đây cho thấy hệ thống được tối ưu hóa cao, theo mô tả của Clausen [3]. Tỷ lệ sản lượng methanol trên một đơn vị nguyên liệu cao hơn 8%.



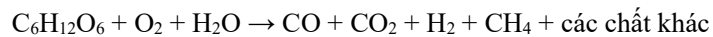
Hình 86: Nhà máy sản xuất methanol sinh khối được tối ưu hóa

Trong phương án cân bằng năng lượng trên, nhà máy xem xét việc bổ sung hydrogen để thay tỷ lệ carbon trên hydrogen của khí tổng hợp để đáp ứng tốt hơn các yêu cầu tổng hợp methanol. Quy trình này có sản lượng methanol trên mỗi đơn vị năng lượng đầu vào cao hơn và có hiệu suất carbon tốt hơn nhiều.



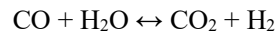
Hình 87: Nhà máy sản xuất methanol sinh khối lai

Dữ liệu định lượng sẵn có về công nghệ chủ yếu là từ các bên thứ ba thay vì từ các nhà cung cấp công nghệ hoặc đơn vị vận hành nhà máy. Hiện chưa có dữ liệu nhà máy thực tế. Có ba phản ứng cơ bản xảy ra trong quá trình này. Phản ứng đầu tiên tách sinh khối thành hydrogen, carbon monoxide và carbon dioxide ở nhiệt độ cao và với lượng oxygen thấp. Dưới đây là phản ứng lược giản. Trên thực tế, sinh khối có thành phần và mức độ phức tạp rất khác nhau, trong đó cellulose là thành phần chính.

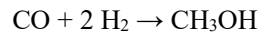


Lưu ý: Phản ứng trên sử dụng glucose làm chất thay thế cho cellulose.

Trong cân bằng hóa học để sản xuất khí tổng hợp methanol, cần có tỷ lệ  $H_2/CO$  bằng 2. Các khí sản phẩm sau đó được đưa vào phản ứng chuyển hoá nước-khí để tăng lượng hydrogen. Trạng thái cân bằng cho phản ứng này phụ thuộc vào nhiệt độ kiểm soát tỷ lệ  $CO$  trên  $CO_2$ .



Carbon monoxide và hydrogen phản ứng với chất xúc tác để tạo ra methanol. Ngày nay, chất xúc tác được sử dụng rộng rãi nhất là hỗn hợp oxit đồng và kẽm, được bổ sung alumina. Ở áp suất 50–100 bar và nhiệt độ 250 °C, phản ứng có đặc trưng là độ chọn lọc cao (>99,8%):



So với việc sản xuất dầu diesel và nhiên liệu máy bay từ quá trình khí hóa sinh khối, phương pháp này yêu cầu tỷ lệ  $H_2/CO$  thấp hơn và hoạt động ở nhiệt độ thấp hơn nhưng áp suất cao hơn.

### Công suất điển hình

Hiện tại chưa có nguồn cung sinh khối thương mại cho các nhà máy methanol đang hoạt động. Trước đây, OCI đã vận hành một nhà máy sản xuất methanol từ khí thiên nhiên, sử dụng glycerine thô từ các nhà máy biodiesel làm cấp liệu ở Hà Lan nhưng hiện nay nhà máy đang quay lại dùng khí thiên nhiên. Cũng có nhà máy thí điểm bioDME hoạt động một số năm ở Thụy Điển số, sản xuất methanol là sản phẩm trung gian (Chemrec) [4]. Nhà máy khí hóa chất lỏng màu đen từ một nhà máy bột giấy chứ không phải sinh khối.

Các nhà máy thương mại có thể sẽ có quy mô tương tự nhau đối với công nghệ sản xuất diesel và nhiên liệu máy bay từ sinh khối. Ước tính, ở giai đoạn đầu, các nhà máy thương mại tiêu thụ 500 đến 1000 tấn sinh khối mỗi ngày và sản xuất 125 đến 250 triệu lít methanol mỗi năm. Sau này, các nhà máy có thể có quy mô lớn hơn, tùy thuộc vào mức độ sẵn có của nguyên liệu đầu vào.

Đối với quy trình sản xuất diesel và nhiên liệu máy bay từ sinh khối, quy mô nhà máy sẽ phụ thuộc vào nguồn nguyên liệu sẵn có. Nhà máy ở Thụy Điển sẽ sản xuất 130 triệu lít methanol mỗi năm (65 MW) từ 1.100 tấn gỗ mỗi ngày [5]. Tuy thông tin chưa được nêu cụ thể, nhưng có thể sử dụng cấp liệu ướt (660 tấn khô mỗi ngày). NREL đã tiến hành phân tích kinh tế kỹ thuật của một nhà máy sản xuất methanol từ gỗ [6]. Nhà máy dự kiến sử dụng 2000 tấn cấp liệu mỗi ngày, sản xuất 380 triệu lít mỗi năm (200 MW).

### Khả năng điều chỉnh công suất

Trong khi các lò khí hóa sinh khối có thể vận hành ở mức khoảng 35% công suất định mức, các nhà máy methanol thương mại thường hoạt động ở điều kiện ổn định gắn với công suất thiết kế. Các nhà máy sản xuất methanol thương mại có thể mất 2-3 ngày để đạt mức 100% công suất nên việc khởi động và ngừng máy nói chung không phải là một lựa chọn để điều chỉnh công suất. Các hệ thống quy mô nhỏ hơn với các chất xúc tác khác nhau có thể có khả năng điều chỉnh công suất công suất tốt hơn so với các nhà máy quy mô lớn.

### Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Methanol chưa được sử dụng rộng rãi làm nhiên liệu vận chuyển ngày nay nhưng có một số ứng dụng tiềm năng đang thu hút sự quan tâm. Có thể sử dụng methanol làm chất mang hydrogen cho các phương tiện chạy bằng pin nhiên liệu, chẳng hạn như những phương tiện được phát triển bởi Serenergy ở Đan Mạch.
- Cũng có một số bên quan tâm sử dụng methanol làm nhiên liệu hàng hải để đáp ứng các giới hạn lưu huỳnh mới của IMO.
- Ở Trung Quốc có một số loại xăng pha trộn methanol với 10 và 15% methanol. Hỗn hợp methanol ở mức độ thấp (3%) với đồng dung môi đã được sử dụng ở Anh trong những năm gần đây. Methanol cũng đã được sử dụng trong hỗn hợp với ethanol và xăng trong các phương tiện.

- Methanol từ sinh khối có thể được sử dụng cho các ứng dụng tương tự như methanol gốc hóa thạch, đồng thời giảm phát thải khí nhà kính.

#### *Nhược điểm:*

- Phần lớn methanol trên thế giới được sản xuất từ khí thiên nhiên mắc kẹt và có chi phí rất thấp. Sẽ rất khó để triển khai dự án sản xuất methanol từ sinh khối nếu chỉ dựa trên tính khả thi về mặt kinh tế.

### **Yêu cầu không gian**

Yêu cầu về không gian tương tự như không gian đối với nhà máy sản xuất diesel và nhiên liệu máy bay từ sinh khối, về diện tích cho cấp liệu. Diện tích cho mỗi khối nhiên liệu được sản xuất sẽ thấp hơn do mật độ năng lượng của methanol thấp hơn so với dầu diesel và nhiên liệu máy bay. Dựa trên số liệu của nhà máy Velocys FT, yêu cầu về diện tích của nhà máy sản xuất methanol từ sinh khối là khoảng 0,16 ha/triệu lít methanol.

### **Tiêu thụ nước**

Đối với biomethanol được sản xuất thông qua quá trình khí hóa sinh khối, mức tiêu thụ nước gắn với các công đoạn chuẩn bị nguyên liệu, quá trình khí hóa và tổng hợp hạ nguồn, thay vì điện phân hydrogen. Nước hoặc hơi nước thường được sử dụng trong thiết bị khí hóa vừa như một chất phản ứng vừa như môi chất truyền nhiệt, qua đó ảnh hưởng đến thành phần khí tổng hợp thông qua các phản ứng reforming bằng hơi nước và phản ứng chuyển hóa nước–khí (water-gas shift). Một phần nước này được chuyển hóa về mặt hóa học, trong khi phần còn lại được thu hồi và tuần hoàn trong hệ thống.

Việc sử dụng nước bổ sung còn phát sinh trong các công đoạn làm mát và làm sạch khí (ví dụ dập nguội, rửa khí), làm mát quá trình tổng hợp methanol và các hệ thống phụ trợ. Các bước này có thể dẫn đến cả tiêu thụ nước mang tính tiêu hao và không tiêu hao, tùy thuộc vào mức độ tích hợp quy trình và khả năng tuần hoàn nước nội bộ. Khác với e-methanol, nước cũng được tạo ra như một sản phẩm phụ trong quá trình tổng hợp methanol, và nếu được thu hồi có thể bù đắp một phần nhu cầu nước ở khâu thượng nguồn.

Nhìn chung, mức tiêu thụ nước cho biomethanol ở mức trung bình và phụ thuộc nhiều vào từng nhà máy cụ thể. Các yếu tố chi phối chính bao gồm loại thiết bị khí hóa, độ ẩm của nguyên liệu sinh khối và mức độ tích hợp nước–nhiệt; trong đó các thiết kế hiện đại hướng tới giảm thiểu nhu cầu cấp nước ròng thông qua vận hành vòng kín và tái sử dụng nước quá trình.

### **Môi trường**

Quá trình sản xuất methanol từ sinh khối có mức phát thải khí nhà kính rất thấp, đặc biệt nếu được thiết kế để sản xuất điện tự dùng. Methanol là một loại nhiên liệu có thể phân hủy sinh học.

### **Nghiên cứu và phát triển**

Khí hóa sinh khối để sản xuất methanol từ gỗ hoặc rơm rạ là công nghệ loại 2, là công nghệ tiên phong và hiện nay ứng dụng còn hạn chế. Công nghệ này đã được chứng minh là có hiệu quả thông qua các dự án trình diễn hoặc nhà máy bán thương mại. Tuy nhiên, do ứng dụng hạn chế, giá cả và hiệu suất vẫn còn nhiều hạn chế, công nghệ này vẫn cần tiếp tục được phát triển và cải tiến. Công nghệ vẫn có tiềm năng phát triển đáng kể. Quá trình công nghệ này là sự kết hợp của hai hệ thống thương mại. Đã có nhiều tiến triển trong phát triển công nghệ khí hóa sinh khối ở châu Âu trong vài thập kỷ qua nhưng vẫn chưa có bước đột phá về mặt thương mại.

Việc sản xuất nhiên liệu tổng hợp từ hệ thống khí hóa sinh khối là một ứng dụng có đòi hỏi khắt khe hơn so với việc sử dụng khí đốt trong động cơ hoặc trong hệ thống đốt ngoài. Được biết, Chemrec Nhà máy BioDME đã vận hành hơn 11.000 giờ từ năm 2011 đến năm 2016 [7]. Sản lượng trong được báo cáo trong giai đoạn này là 1000 tấn DME. Công suất của nhà máy là 165 kg/giờ, hoạt động trong 6.000 giờ. Vẫn cần phải tiếp tục nghiên cứu để tích hợp hiệu quả hai hệ thống chính.

### **Ví dụ về những dự án hiện có**

Bảng dưới đây trình bày tổng quan về các dự án hiện tại và theo kế hoạch.

Bảng 35: Các dự án methanol sinh học hiện tại và theo kế hoạch [8]

Dự án/nghiên cứu	Công suất (tấn/năm)	Tiến độ	Quốc gia
Trans World Energy (TWE)	875.000	Đã hoàn thành Thiết kế kỹ thuật tổng thể (FEED), khởi động Q2 2023	Florida (Mỹ)
ENI Refinery	115.000	Thiết kế cơ sở đã sẵn sàng Q3 2020	Ý
LowLand Methanol	120.000	Khởi công đầu năm 2023	Hà Lan
Södra	5.000	Vận hành	Thụy Điển
Enerkem, Rotterdam	215.000	Thiết kế	Hà Lan
Enerkem, Tarragona	215.000	Thiết kế	Tây Ban Nha
VTT	265.000	Nghiên cứu chi tiết	Phần Lan
Chemrec	147.000	Thiết kế sơ bộ	Thụy Điển
Chemrec, nhà máy thứ n	290.000	Ý tưởng	Thụy Điển
New Hope Energy	715.000	Quyết định đầu tư Q4 2020	Texas (Mỹ)

Hiện có đề xuất khí hóa sinh khối để sản xuất methanol của nhà máy Värmland Methanol [9] ở Thụy Điển. Nhà máy có chi phí ước tính khoảng 323 triệu USD và sản lượng 375,000 lít methanol mỗi ngày (130 triệu lít/năm). "Sản phẩm phụ" của nhà máy là 15 MW để gia nhiệt khu vực. Hợp đồng EPC với ThyssenKrupp Industrial Solutions của Đức đã được ký kết. Dự án đã được đề xuất vào năm 2009 nhưng chưa thể huy động được tài chính cho dự án. ThyssenKrupp Industrial Solutions có kinh nghiệm và chuyên môn về công nghệ khí hóa và sản xuất methanol.

Enerkem, một công ty Canada đã vận hành hệ thống khí hóa chất thải rắn đô thị (MSW) để sản xuất methanol ở Edmonton Alberta trong hai năm qua. Công ty tập trung sử dụng MSW làm nguyên liệu do thuận lợi về kinh tế. Nhà máy Edmonton đang trong quá trình chuyển đổi để sản xuất ethanol thay vì methanol từ khí tổng hợp.

### Ước tính số liệu

Vì hoạt động sản xuất hiện đang còn hạn chế nên có rất ít dữ liệu về chi phí thực tế, cần phải ước tính chi phí. Chi phí sản xuất methanol sinh học sẽ phụ thuộc vào chi phí nguyên liệu sinh học, chi phí đầu tư và hiệu quả của các quá trình chuyển hoá. [8].

Cẩm nang công nghệ Việt Nam năm 2026 cập nhật đã cập nhật lại toàn bộ các dự báo chi phí theo quy đổi USD năm 2025.

Chi phí đầu tư [triệu USD/MW]	2020	2025	2030	2040	2050
	Dưới 150 nghìn tấn/năm		150-225 nghìn tấn/năm	225-300 nghìn tấn/năm	300-900 nghìn tấn/năm
	Dưới 450 tấn/ngày		450-676 tấn/ngày	676-901 tấn/ngày	901-270 tấn/ngày
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2026		4,83	2,69		1,34
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2023	5,97 (100 nghìn tấn/năm)		3,32 (200 nghìn tấn/năm)	2,41 (250 nghìn tấn/năm)	1,66 (300 nghìn tấn/năm)
Södra, Sweden [8]	3,19 (5 nghìn tấn/năm)				

ENI Refinery, Italy [8]	4,23 (115 nghìn tấn/năm)				
LowLand Methanol, The Netherlands [8]	1,60 (120 nghìn tấn/năm)				
Chemrec, Domsjö, Sweden [8]	3,36 (147 nghìn tấn/năm)				
Enerkem, Rotterdam, The Netherlands [8]			3,79 (215 nghìn tấn/năm)		
Enerkem, Tarragona, Spain [8]			3,79 (215 nghìn tấn/năm)		
VTT, Finland [8]				2,04 (265 nghìn tấn/năm)	
Chemrec, nth plant [8]				2,71 (290 nghìn tấn/năm)	
Năng lượng Hy vọng Mới, Texas, Mỹ [8]					1,01 (715 nghìn tấn/năm)
Năng lượng xuyên thế giới, Florida, Mỹ [8]					0,70 (875 nghìn tấn/năm)
Cắm nang Công nghệ Đan Mạch	5,97 (100 nghìn tấn/năm)		3,32 (200 nghìn tấn/năm)	2,41 (250 nghìn tấn/năm)	1,66 (300 nghìn tấn/năm)

#### Ghi chú

Giá định 100.000 tấn/năm = 333 tấn/ngày

#### Tài liệu tham khảo

- Phần mô tả trong chương này phần lớn dựa trên Cắm nang Công nghệ Đan Mạch “97 Sản xuất methanol từ khí hóa sinh khối”.
- [1] Leback, J., Boegild Hansen, J., và Mogensen, M., Nhiên liệu tổng hợp xanh. Tuyên bố về kinh tế và công nghệ liên quan đến tích hợp và lưu trữ năng lượng tái tạo trong ngành năng lượng thông qua sản xuất các nhiên liệu tổng hợp xanh để sử dụng là pin nhiên liệu. Báo cáo dự án cuối cùng. <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/1015395>, 2011
  - [2] Andersson, J., Lundgren, J., và Marklund, M., Sản xuất methanol bằng quá trình khí hóa sinh khối – So sánh kinh tế kỹ thuật giữa hệ thống sản xuất tích hợp và hệ thống sản xuất độc lập. Tạp chí Sinh khối và năng lượng sinh học, 64, 256-268, 2014.
  - [3] Clausen, L. R., Quá trình phân xạ tích hợp so với quá trình phân xạ bên ngoài – Phân tích nhiệt động lực học cho trường hợp nhà máy lọc sinh học nhiệt hóa học. *Tạp chí Năng lượng*, 77, 597-607, 2014.
  - [4] Salomonsson, P, Báo cáo cuối cùng của dự án BioDME Châu Âu. *Tại Hội nghị DME quốc tế lần thứ 5*. [http://www.biodme.eu/wp/wp-content/uploads/DME5\\_BioDME\\_Salomonsson.pdf](http://www.biodme.eu/wp/wp-content/uploads/DME5_BioDME_Salomonsson.pdf), 2013
  - [5] Värmlands Metanol AB, Metanol från skog - ett miljövänligt drivmedel, 2016. <http://www.varmlandsmetanol.se/dokument/Folder%20VM%20sept%202016.pdf>
  - [6] Tarud, J., và Phillips, S., So sánh kinh tế-kỹ thuật đối với các nhiên liệu sinh học: Ethanol, Methanol, và Xăng từ khí hóa các phế phẩm gỗ (Bài trình bày) (Số NREL/PR-5100-52636). Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo quốc gia.(NREL), Golden, CO (Hoa Kỳ). <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52636.pdf>, 2011
  - [7] Nhiệm vụ Năng lượng sinh học 39 của IEA, IEA-Bioenergy-Task-39-Newsletter-Issue-42-April-2016. <http://task39.sites.olt.ubc.ca/files/2012/01/IEA-Bioenergy-Task-39-Newsletter-Issue-42-April-2016.pdf>, 2016
  - [8] IRENA và Viện Methanol, Triển vọng đổi mới: Methanol tái tạo, Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi, 2021.
  - [9] Värmlands Metanol AB. <http://www.varmlandsmetanol.se/Om%20Projektet.htm>

## Bảng số liệu

Dữ liệu công nghệ được trình bày trong bảng dưới đây. Mức độ không chắc chắn liên quan đến các thông số cụ thể và không có quan hệ tuyến tính, nghĩa là sản phẩm có hiệu suất thấp hơn thì không có giá thấp hơn hoặc ngược lại.

Các phân tích này được sử dụng làm cơ sở cho phân tích tài chính và so sánh với dữ liệu đã công bố của nhà máy Thủy Điện được đề xuất. Chi phí ban đầu được lấy từ chi phí được báo cáo. Ước tính hiệu suất và chi phí dựa trên các bài phân tích kinh tế kỹ thuật đã xuất bản thay vì hiệu suất thực tế của nhà máy.

Với sự phát triển hiện tại, công nghệ này có mức độ không chắc chắn cao. Dữ liệu định lượng cho quá trình sản xuất methanol từ sinh khối được tóm tắt trong bảng sau.

Methanol sinh học										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
					Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tổng quy mô nhà máy điện hình	1.000 tấn methanol/năm	100	200	300	50	200	150	375	A, B	3, 4, 5
Tổng quy mô nhà máy điện hình	MW	65	130	195	33	130	98	244	A, A1, B	3, 4, 5
<b>Đầu vào</b>										
Tiêu thụ cấp liệu	MWh/MWh tổng đầu vào	1	1	1	0,90	1,50	0,90	1,20		1
<b>Đầu ra</b>										
Sản lượng methanol	MWh/MWh tổng đầu vào	0,58	0,61	0,65	0,58	0,77	0,65	0,86	D	1
Tổn thất nhiệt, có thể dùng để gia nhiệt	MWh/MWh tổng đầu vào	0,22	0,22	0,22	0,18	0,28	0,18	0,28	D	1
Tổn thất nhiệt bổ sung	MWh/MWh tổng đầu vào	0,22	0,22	0,22	0,18	0,28	0,18	0,28	D	1
Sản lượng điện	MWh/MWh tổng đầu vào	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	D	1
Ngừng máy bắt buộc	%	4	0	0						
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần mỗi năm	2	2	2						
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	20	20	20						
Thời gian xây dựng	năm	2,5	2,5	2,5						
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>										
Suất đầu tư	Tr USD/MW Methanol	7,44	4,13	2,07	3,72	7,44	1,65	2,48	F	1, 3, 4, 5
- trong đó thiết bị	%	75	75	75						
- trong đó lắp đặt	%	25	25	25						
Chi phí VH&BD cố định	Tr USD/MW/năm Methanol	0,083	0,055	0,055	0,07	0,09	0,05	0,06	E, F	1
Chi phí VH&BD biến đổi	USD/MWh methanol	28,9	19,2	19,2	25,98	31,75	17,32	21,17	E, F	1
Khởi động	Tr USD/1.000 t Methanol	-	-	-						
<b>Số liệu riêng của công nghệ</b>										
Hàm lượng năng lượng riêng	GJ/tấn	20,1	20,1	20,1						
Khối lượng riêng	kg/l hoặc tấn/m <sup>3</sup>	0,79	0,79	0,79						
Suất đầu tư	Tr USD/1.000 tấn Methanol	4,83	2,69	1,34	50%	100%	80%	120%	F	3, 4, 5
Chi phí VH&BD cố định	Tr USD/1.000 tấn Methanol	0,054	0,036	0,036	90%	110%	90%	110%	E, F	1
Chi phí VH&BD biến đổi	Tr USD/1.000 tấn Methanol	0,161	0,107	0,107	90%	110%	90%	110%	E, F	1
Khởi động	TrUSD/1.000 tấn Methanol	-	-	-						

Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-		
---------------	-------	---	---	---	---	---	---	---	---	--	--

**Ghi chú**

- A. Phạm vi quy mô nhà máy được giả định dựa trên nhà máy Värmlands được đề xuất và nhà máy thứ n của NREL.
- A1. Giá trị này là định mức hàng giờ và đã được tính toán với giả định thiết bị sản xuất hết công suất và hoạt động 8.000 h/năm.
- B. Tính sẵn có của nguyên liệu sẽ quyết định quy mô tối đa của nhà máy.
- C. Một số nhà máy có thể tự sản xuất điện và không phải mua điện.
- D. Các nhà máy tự sản xuất điện sẽ có lượng nhiệt cấp cho hệ thống gia nhiệt khu vực thấp hơn nhiều.
- E. Giả sử tỷ lệ chi phí hoạt động cố định trên chi phí hoạt động biến đổi là 25/75.
- F. Tr USD/ngành tấn là triệu USD trên 1,000 tấn

**Tài liệu tham khảo**

1. Andersson, J., Lundgren, J., và Marklund, M., Sản xuất methanol bằng quá trình khí hóa sinh khối – So sánh kinh tế kỹ thuật giữa hệ thống sản xuất tích hợp và hệ thống sản xuất độc lập, Trong cuốn Biomass and Bioenergy, Tập 64, 2014, Trang 256-268, 2014, 2011.
2. Tarud, J., & Phillips, S., So sánh kinh tế kỹ thuật của nhiên liệu sinh học: ethanol, methanol và xăng từ quá trình khí hóa gỗ thải. (No. NREL/PR-5100-52636). Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo quốc gia (NREL), Golden, CO (Mỹ). <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52636.pdf>, 2014
3. Clausen, L., Quá trình phân xạ tích hợp so với quá trình phân xạ bên ngoài – Phân tích nhiệt động lực học cho trường hợp nhà máy lọc sinh học nhiệt hóa học. Tạp chí Năng lượng, Tập 77, Trang 597-607. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.042>.
4. Värmlands Methanol AB. <http://www.varmlandsmethanol.se/Om%20Projektet.htm>
5. Värmlands Methanol AB. 2016. Từ methanol skog - et miljövänligt drivmedel. <http://www.varmlandsmethanol.se/dokument/Folder%20VM%20sept%202016.pdf>

## 12. SẢN XUẤT VÀ LOẠI BỎ TẠP CHẤT TRONG KHÍ SINH HỌC

### Mô tả công nghệ

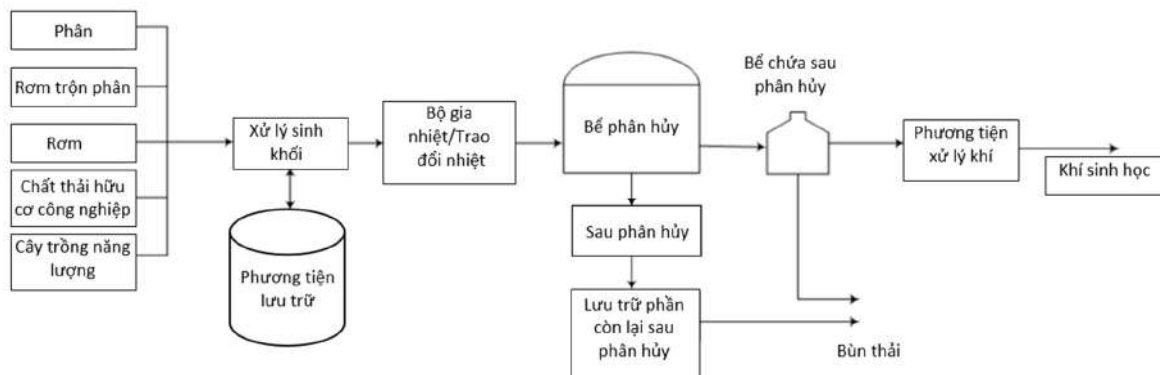
Trong các nhà máy khí sinh học, chất hữu cơ được chuyển hoá về mặt sinh học trong điều kiện kỵ khí thành khí giàu metan ( $\text{CH}_4$ ) và carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ). Khí sinh học có thể được sử dụng trong các quy trình công nghiệp, để sản xuất nhiệt và điện hoặc được loại bỏ tạp chất để trở thành biomethane. Khí sinh học cũng có thể được sản xuất ở quy mô nhỏ, ví dụ trong hệ thống hầm khí sinh học quy mô nhỏ của hộ gia đình, chủ yếu được dùng trong chiếu sáng và đun nấu. Hiện nay hầu hết sản lượng khí sinh học ở Việt Nam được sản xuất trong các hầm khí sinh học hộ gia đình. Cẩm nang và bảng dữ liệu sẽ tập trung vào các nhà máy sản xuất khí sinh học công nghiệp (công suất trên 10.000 tấn/năm).

Sinh khối thường được vận chuyển đến nhà máy bằng đường bộ. Nhưng tại một số nhà máy, cấp liệu có hàm lượng chất khô thấp (DM) được bơm trong đường ống, để tránh phức tạp khi vận chuyển bằng xe tải [1,2]. Sinh khối được thu gom và lưu trữ trong các bể chứa trước, sau đó được xử lý trong các bể phân hủy (thiết bị phản ứng). Trong các nhà máy khí sinh học, các thiết bị phân hủy thường được gia nhiệt đến 35 - 40°C (phân hủy ưa ấm) hoặc 50 - 55°C (phân hủy ưa nhiệt). Đối với các nhà máy khí sinh học mới có hệ thống loại bỏ tạp chất, nhiệt thừa từ hệ thống loại bỏ tạp chất sẽ được cấp cho bể phân hủy. Đối với các nhà máy không có hệ thống loại bỏ tạp chất, nhiệt có thể được cung cấp từ lò hơi (lò hơi đốt khí hoặc sinh khối) hoặc bơm nhiệt.

Sau khi được xử lý trong bể phân hủy chính, dịch phân hủy được bơm đến các bể sau xử lý, tại đây diễn ra quá trình sau phân hủy tạo ra khí được thu gom. Thời gian xử lý thông thường trong bể phân hủy (Thời gian lưu thủy lực, HRT), phụ thuộc vào sinh khối đầu vào và thông số kỹ thuật của nhà máy. [3]

Hầu hết các nhà máy khí sinh học công nghiệp được xây dựng dưới dạng thiết bị phản ứng khuấy liên tục (CSTR). Bước này để liên tục loại bỏ một lượng nhỏ sinh khối đã phân hủy khỏi bể phân hủy và thay thế bằng một lượng sinh khối tươi tương ứng, thường là vài lần một ngày.

Cuối cùng, khí được xử lý để giảm hàm lượng nước và lưu huỳnh đến nồng độ mong muốn. Sau quá trình sản xuất khí sinh học, thể tích của chất phân hủy gần như bằng hoặc giảm nhẹ so với cấp liệu ban đầu. Chất phân hủy có thể được tái sử dụng làm phân bón trong nông nghiệp trực tiếp hoặc sau khi được tách thành chất rắn và chất lỏng. Hình dưới mô tả các thành phần và dòng vật chất thông thường trong một nhà máy khí sinh học.



Hình 88: Các bộ phận thông thường trong nhà máy khí sinh học. Một số nơi có thể sử dụng thuật ngữ thay thế OBS cho mô tả kỹ thuật: ví dụ: Xử lý sinh khối có thể được hiểu là xử lý sơ bộ, bể phản ứng phân hủy là bể phân hủy và kho chứa cặn sau phân hủy là kho chứa chất phân hủy hoặc lưu trữ chất phân hủy.

[4]

Thành phần của sinh khối đầu vào (cấp liệu) có ý nghĩa rất quan trọng đối với tính kinh tế, quy mô và quá trình vận hành của các nhà máy khí sinh học. Vì các nhà máy hiện tại sử dụng CSTR nên các nhà máy này được xây dựng để xử lý sinh khối có thể bơm được, hay là bùn và chất thải công nghiệp ướt [5].

Có giới hạn trên đối với nguyên liệu có hàm lượng DM cao, ví dụ như rơm, có thể được xử lý trong CSTR. Việc áp dụng giới hạn trên là do khả năng có các lớp váng và thời gian phân hủy lâu hơn của rơm và các sinh khối tương tự. Trong vài năm gần đây, đã có sự phát triển về kỹ thuật đối với các công trình khí sinh học có khả năng xử lý một lượng lớn sinh khối có hàm lượng DM cao, chẳng hạn như rác và rơm. Ví dụ, có thể loại bỏ các lớp váng bằng cách tăng tần suất khuấy. Các nhà máy khí sinh học nên được vận hành với hàm lượng DM tối đa là 13-14% trong thiết bị phản ứng, dựa trên tiêu chuẩn thị trường hiện tại [3,6]. Quá trình tuần hoàn chất lỏng sau khi tách chất phân hủy giúp nhà máy khí sinh học có thể sử dụng tỷ lệ cấp liệu cao hơn với % DM cao, vì cấp liệu sẽ được trộn với chất lỏng phân hủy và do đó làm giảm hàm lượng DM trung bình trong thiết bị phản ứng [3,7].

### **Đầu vào**

- Vật liệu hữu cơ có thể phân hủy sinh học như phân/bùn gia súc, chất thải hữu cơ từ quá trình chế biến thực phẩm và hộ gia đình, phế thải nông nghiệp (ví dụ như rơm rạ), cây trồng, v.v.
- Điện cho thiết bị gia công cơ khí
- Nhiệt dùng để gia nhiệt sơ bộ và gia nhiệt các bể phản ứng

#### *Đầu vào của nhà máy loại bỏ tạp chất*

- Khí sinh học thô từ nhà máy khí sinh học.
- Nhiệt (hoặc điện tùy thuộc vào công nghệ) cho quá trình loại bỏ tạp chất.
- Điện sử dụng trong bước nén khí.
- Nước và các hóa chất.

### **Đầu ra**

- Khí sinh học
- Bã sau phân hủy sử dụng làm phân bón

#### *Đầu ra của nhà máy loại bỏ tạp chất*

- Khí sinh học được loại bỏ tạp chất với thể tích 95-99% methane, carbon dioxide, nitrogen và oxygen [7].
- Khí thải chứa chủ yếu là CO<sub>2</sub>

### **Cân bằng năng lượng**

Trong công nghiệp khí sinh học, thông thường không đo hàm lượng năng lượng của nguyên liệu đầu vào dưới dạng nhiệt trị như thường được làm đối với các công nghệ chuyển đổi năng lượng khác trong Cẩm nang này. Thay vào đó, nguyên liệu đầu vào được đo bằng tấn sinh khối cùng với thông tin về khối lượng chất khô trong đầu vào, được biểu thị bằng hệ số DM và tỷ lệ chất hữu cơ, được biểu thị bằng tỷ lệ chất rắn dễ bay hơi (VS). Sử dụng cân bằng năng lượng làm thước đo để so sánh các công nghệ khác nhau chủ yếu áp dụng cho sinh khối (hoặc các nguồn năng lượng khác) với các mục đích sử dụng khác nhau như rơm rạ, cây trồng hoặc một số loại chất thải công nghiệp, trong các buồng đốt hoặc các quá trình khí hóa nhiệt. Việc thiếu quan tâm đến cân bằng năng lượng cho các nhà máy khí sinh học một phần là do những khó khăn trong việc đo hàm lượng năng lượng của sinh khối đầu vào. Hơn nữa, hàm lượng nước cao và giá trị làm phân bón của một số nguyên liệu khí sinh học, đặc biệt là bùn và phân, làm cho chúng không phù hợp để đốt trong các nhà máy năng lượng truyền thống từ cả hai góc độ sản xuất năng lượng và tái chế chất dinh dưỡng.

### **Chất khô và chất rắn bay hơi**

Hàm lượng chất khô (DM) là khối lượng chất rắn còn lại sau khi mẫu được sấy khô trong lò ở nhiệt độ 103°C trong 24 giờ, chia cho khối lượng ban đầu của mẫu.

Chất rắn dễ bay hơi (VS) dùng để đo hàm lượng hữu cơ của chất lỏng hoặc bùn. Từ góc độ hóa học, chất hữu cơ là phần dễ cháy và đây cũng là phần có khả năng chuyển hóa thành khí sinh học. Điều quan trọng cần đề cập, hầu hết thực vật và các vật liệu khác mà người không chuyên nghiệp sẽ gọi là hữu cơ, có chứa một phần chất vô cơ.

Để xác định tỷ lệ VS, mẫu DM được gia nhiệt ở 550°C trong 1 giờ. Khối lượng bị mất là chất rắn dễ bay hơi (VS). Phần còn lại, tro, còn được gọi là chất rắn cố định (FS).

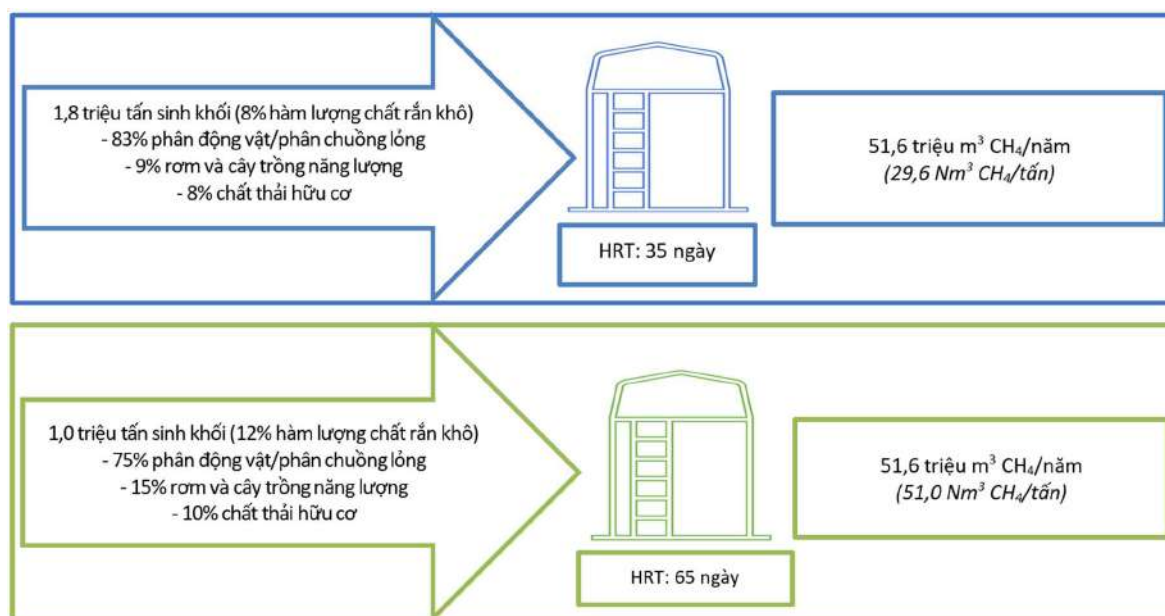
Phần tổng chất rắn còn lại sau khi nung ở 550° C trong 1 giờ được gọi là Tổng chất rắn cố định (TFS); phần bị mất trong quá trình gia nhiệt là Tổng chất rắn dễ bay hơi (TVS).

*Bảng 36: Cân bằng dữ liệu và năng lượng cho các sinh khối được lựa chọn. Dữ liệu đầu ra được đưa ra với giả định thời gian lưu là 65 ngày. Hiệu quả chuyển đổi sẽ khác nhau giữa các nhà máy tùy thuộc vào đặc điểm hoạt động cụ thể và tính chất cụ thể của sinh khối – và do đó, các giá trị chỉ mang tính hướng dẫn. Thời gian lưu lâu hơn sẽ làm tăng sản lượng từ nhà máy và do đó làm tăng hiệu quả chuyển đổi, và ngược lại đối với thời gian lưu ngắn hơn. Theo [22].*

	Hàm lượng DM	Tỷ lệ VS	Hàm lượng năng lượng đầu vào GJ/tấn VS	Hàm lượng năng lượng khí đầu ra GJ/tấn VS	Hiệu suất chuyển đổi, sinh khối sang khí sinh học
Rơm rạ	85%	95%	17,4	9,5	55%
Bùn	4,5-7%	80%	Không có số liệu	9,2	-
Ngô	31%	95%	17,5	11,6	66%
Cỏ	32%	90%	18	11,5	64%
Củ cải đường	18%	95%	17,1	13,2	77%
Củ cải xanh	12%	85%	18,2	12,4	68%

Để ước tính cân bằng năng lượng của quá trình sản xuất khí sinh học, cần tính hàm lượng năng lượng của sinh khối đầu vào và sản lượng khí sinh học đầu ra. Bảng trên cung cấp tổng quan về hàm lượng năng lượng của một số loại sinh khối được sử dụng nhiều nhất. Hàm lượng năng lượng phụ thuộc vào hàm lượng DM, tỷ lệ VS và nhiệt trị của sinh khối. Hàm lượng năng lượng tỷ lệ thuận với hàm lượng DM và tỷ lệ VS. Ngoài ra, tỷ lệ VS của hàm lượng DM đại diện cho phần DM có thể được chuyển hóa thành năng lượng.

Hiệu suất chuyển đổi (sinh khối thành khí methane) phụ thuộc vào một số yếu tố, bao gồm thành phần của nguyên liệu đầu vào, thời gian xử lý, tốc độ nạp chất hữu cơ và hiệu quả của việc kiểm soát quy trình. Sinh khối béo, protein và một số carbohydrate (đường và tinh bột) tương đối dễ dàng chuyển đổi thành khí sinh học, trong khi chỉ một phần của cellulose được chuyển đổi, còn đối với các loại thân gỗ thì hầu như không được chuyển đổi.



Hình 89: Sản lượng khí sinh học ở hai nhà máy khí sinh học khác nhau – minh họa riêng dựa trên [19]

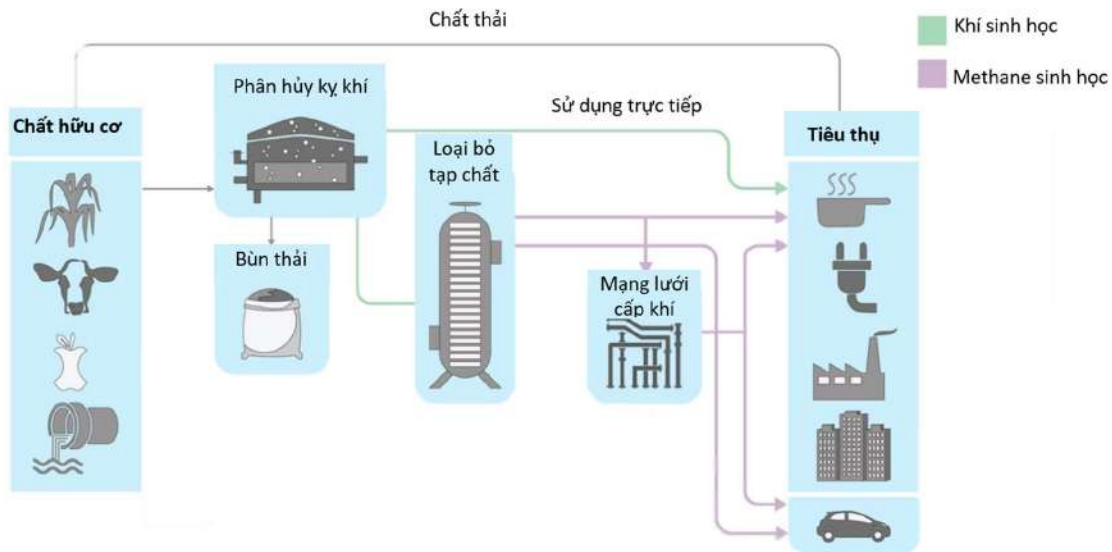
Ví dụ, hàm lượng năng lượng của rơm là 17,4 GJ/tấn VS. Khi rơm được sử dụng làm nguyên liệu trong nhà máy khí sinh học với HRT là 65 ngày, sẽ sinh ra 260 Nm<sup>3</sup> khí methane/tấn sinh khối, với hàm lượng năng lượng là 9,5 GJ. Như vậy khi nói đến hàm lượng năng lượng của rơm là nói đến 45% hàm lượng năng lượng không được chuyển thành khí. Như đã đề cập, một số sinh khối dễ dàng chuyển đổi thành khí sinh học hơn những sinh khối khác mang lại năng suất khí sinh học cao trên mỗi tấn sinh khối được xử lý. Do đó, “tôn thất năng lượng” phụ thuộc vào loại sinh khối đầu vào cũng như HRT trong nhà máy. Khi sử dụng một lượng lớn rơm rạ, tổn thất năng lượng sẽ giảm nếu HRT tăng lên, ví dụ: lên 80 ngày thay vì 65. Do đó, hiệu suất chuyển đổi và sản xuất khí methane trên mỗi tấn khác nhau tùy thuộc vào HRT và sự khác biệt về sản lượng khí methane đối với rơm và chất thải công nghiệp theo đó sẽ khác với số liệu trong Bảng 36 nếu HRT có trị số khác. Cần lưu ý rằng tổn thất năng lượng không nên được coi là *tôn thất*; vì carbon không được chuyển đổi thành năng lượng sẽ không bị mất đi mà được quay trở lại các cánh đồng, nơi nó được lưu trữ và góp phần vào sự phát triển của cây trồng.

Nhiệt trị của khí sinh học phụ thuộc vào tỷ lệ khí methane, phụ thuộc vào loại nguyên liệu và quy trình sản xuất. Do đó, đo sản lượng bằng Nm<sup>3</sup> khí methane thay vì Nm<sup>3</sup> khí sinh học được sử dụng để so sánh giữa các nhà máy. Khí methane có nhiệt trị thấp hơn (LHV) là 35,9 MJ/Nm<sup>3</sup>, trong khi khí sinh học có hàm lượng methane 65% có LHV là 23,3 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Hình 89 cho thấy một ví dụ về hai nhà máy khác nhau sản xuất cùng một lượng khí sinh học. Nhà máy đầu tiên sử dụng 1.770.000 tấn sinh khối với HRT là 35 ngày, trong khi nhà máy thứ hai sử dụng 1.030.000 tấn sinh khối và có HRT là 65 ngày. Lý do tại sao sản lượng giống nhau là do sự khác biệt về nguyên liệu và HRT giữa hai nhà máy.

### Loại bỏ tạp chất của khí sinh học

Đối với một số ứng dụng đòi hỏi phải có hàm lượng năng lượng cao trong khí, ví dụ như sử dụng làm nhiên liệu giao thông, cần loại bỏ tạp chất trong khí sinh học. Loại bỏ tạp chất trong khí sinh học là quá trình loại bỏ carbon dioxide để thu được khí có hàm lượng khí methane cao, được gọi là biomethane. Hình dưới đây mô tả cách thức sử dụng khí sinh học trực tiếp như một nguồn năng lượng và loại bỏ tạp chất trong khí thông qua hệ thống loại bỏ tạp chất để đưa vào mạng lưới cung cấp khí hoặc được sử dụng cho các ứng dụng đòi hỏi phải có khí có hàm lượng năng lượng cao. Ở Việt Nam hiện chưa có mạng lưới cung cấp khí.



Hình 90: Khí sinh học có thể được sử dụng trực tiếp như một loại năng lượng hoặc được loại bỏ tạp chất thông qua một hệ thống loại bỏ tạp chất để đưa vào mạng lưới cung cấp khí hoặc được sử dụng trực tiếp cho các ứng dụng cần khí có hàm lượng năng lượng cao. Minh họa của IEA [8]

Khí sinh học được đưa qua hệ thống lọc để loại bỏ tạp chất và trở thành biomethane. Biomethane có đặc tính chất lượng tương tự như khí thiên nhiên thông thường [8]. Đầu vào của hệ thống lọc tạp chất là khí sinh học thô từ bể phân hủy kỵ khí, thường chứa 50-75% khí methane (CH<sub>4</sub>) và 25-45% carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), cộng với một lượng nhỏ hydrogen (H), nitrogen (N), oxygen (O), hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) và ammonia (NH<sub>3</sub>). Thành phần của khí sinh học thay đổi tùy theo cấp liệu đầu vào.

Trước khi bơm khí vào mạng lưới cung cấp khí, cần loại bỏ hàm lượng CO<sub>2</sub>, từ đó làm tăng nhiệt trị của khí. Tùy thuộc vào thành phần của khí sinh học thô, cũng có thể cần phải loại bỏ độ ẩm của nước, hạt tạp chất, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> và N<sub>2</sub>. Vì việc loại bỏ N<sub>2</sub> khá tốn kém nên điều này hiếm khi được thực hiện. H<sub>2</sub>S cần phải được loại bỏ trước khi sử dụng tiếp vì đây là khí ăn mòn.

Quá trình lọc bỏ tạp chất sẽ sinh ra khí CO<sub>2</sub>. Hiện nay, CO<sub>2</sub> thường được thải bỏ vào không khí nhưng trong tương lai có thể được bán với mục đích lưu trữ hoặc sử dụng như một nguồn thu nhập bổ sung. Khả năng này cần được xem xét khi đánh giá hiệu quả kinh tế của nhà máy.

Ở châu Á chỉ có khoảng 2% lượng khí sinh học sản xuất được loại bỏ tạp chất, ở châu Âu là 10%, trong khi đó, tỷ lệ này cao hơn nhiều ở Thụy Điển và Đan Mạch. Tuy nhiên, IEA dự kiến rằng một nửa nhu cầu biomethane trên thế giới sẽ ở Châu Á [20]

### Nhà máy loại bỏ tạp chất

Mục đích chính của nhà máy loại bỏ tạp chất là loại bỏ CO<sub>2</sub>, để thu được khí có hàm lượng methane cao hơn (biomethane). Công suất của hệ thống này thường được tính bằng Nm<sup>3</sup> biogas được loại bỏ tạp chất/năm.

Các nhà máy loại bỏ tạp chất khí sinh học sử dụng một trong bốn công nghệ sau:

- Loại bỏ amin
- Rửa khí
- Tách màng
- Hấp thụ áp suất chuyển đổi (PSA)

Quá trình lọc bỏ tạp chất cũng có thể được thực hiện bằng cách chuyển hoá xúc tác CO<sub>2</sub> thành CH<sub>4</sub> bằng cách thêm hydrogen hoặc thông qua quá trình methane hóa sinh học. Quá trình methane hóa sinh học để loại bỏ tạp chất có thể được thực hiện bằng hai phương pháp, phương pháp tại chỗ hoặc phương pháp ngoại vi. Trong phương pháp tại chỗ, H<sub>2</sub> được thêm vào các quy trình trong hầm khí sinh học để thu được khí đầu ra từ quy trình khí sinh học với hàm lượng CH<sub>4</sub> cao hơn. Tuy nhiên, phương pháp này tạo ra nồng độ khí methane trong khí thải quá nhỏ để bổ sung vào mạng lưới cung cấp khí cùng với một lượng hydrogen thất thoát. Trong phương pháp ngoại vi, khí thoát ra từ thiết bị phản ứng khí sinh học được tiếp tục xử lý trong thiết bị phản ứng (tầng nhỏ giọt) để đạt được nồng độ methane rất cao (hơn 95%) với lượng hydrogen thất thoát thấp. Những công nghệ này kém hoàn thiện hơn so với công nghệ loại bỏ tạp chất truyền thống thông qua loại bỏ CO<sub>2</sub>. Công nghệ truyền thống không được đề cập trong chương công nghệ này.

**Loại bỏ amin** sử dụng các amin liên kết hóa học với các phân tử CO<sub>2</sub> và H<sub>2</sub>S để loại bỏ chúng khỏi khí. Amin được tái tạo trong dung môi và CO<sub>2</sub> được loại bỏ khỏi dung dịch amin bằng cách bổ sung nhiệt. Quá trình này có hiệu quả cao nhất về mặt giữ lại khí methane.

Để tái tạo các amin, quy trình sử dụng nhiệt độ từ 120-150°C, thường được tạo ra bằng quá trình đốt cháy khí thiên nhiên<sup>15</sup> hoặc sinh khối. Do đó, nguồn nhiệt rẻ và khả năng tuần hoàn tái sử dụng nhiệt là những thông số chính để quá trình lọc amin có tính cạnh tranh về mặt kinh tế. Ngày nay, các hệ thống lọc amin tái sử dụng ít nhất 40% và lên đến hơn 80% nhiệt lượng. Hơn nữa, khi quá trình diễn ra dưới áp suất từ 1-3 bar, cần sử dụng điện để chạy máy nén đảm bảo đủ áp suất cho khí được bơm vào mạng lưới cung cấp khí (4/7 bar).

**Rửa khí** là công nghệ sử dụng quá trình hấp thụ vật lý thuần. Khí sinh học tiếp xúc với nước bằng cách phun hoặc sục khí để rửa sạch CO<sub>2</sub> cũng như H<sub>2</sub>S vì các khí này hòa tan trong nước nhiều hơn khí methane. Khi bơm biomethane vào mạng lưới cung cấp khí, khí cần phải ở cùng áp suất với khí trong mạng lưới. Áp suất trong các hệ thống rửa khí đủ cao (khoảng 6 bar) để khí được bơm trực tiếp vào mạng lưới phân phối, nghĩa là không cần nén để bơm biomethane vào mạng lưới. Lý do chính phương pháp rửa khí không được chọn là do tổn thất methane khoảng 1% sản lượng biomethane.

**Tách màng** là một quá trình sử dụng màng, bao gồm các sợi rỗng để tách carbon ra khỏi khí sinh học. Các thành phần như nước và H<sub>2</sub>S cũng được tách ra trong quá trình này. Các màng lọc ammonia, nước và CO<sub>2</sub>. Nitrogen và methane chỉ đi qua màng ở mức độ rất thấp trong khi oxygen và hydrogen sunphide đi qua

<sup>15</sup> Khí thiên nhiên thường được ưa chuộng hơn khí sinh học ở Đan Mạch do quy định về thuế.

màng ở mức cao hơn. Thông thường, quá trình này được thực hiện theo hai giai đoạn. Ở bước đầu tiên, trước khi đến màng, khí đi qua một bộ lọc để hứng các giọt nước và dầu, nếu không sẽ ảnh hưởng đến hiệu quả của màng. Bên cạnh đó, H<sub>2</sub>S thường được loại bỏ bằng than hoạt tính. CO<sub>2</sub> được loại bỏ khỏi khí trong màng ở bước thứ hai. Ưu điểm của công nghệ màng là không cần nước hoặc hóa chất và khả năng ứng dụng quy mô nhỏ mà không làm giảm hiệu quả đáng kể. Nếu tính về số lượng nhà máy, tách màng là công nghệ được áp dụng rộng rãi nhất ở Châu Âu [8]. Tuy nhiên, công nghệ này so với các công nghệ lọc, có OPEX cao, đắt đỏ, đặc biệt đối với các nhà máy lớn hơn.

PSA là một trong những phương pháp loại bỏ tạp chất được áp dụng rộng rãi nhất trên toàn thế giới, tuy nhiên lượng khí methane thất thoát tương đối cao trong quá trình này. Phương pháp tách một số thành phần khí ra khỏi hỗn hợp khí dưới áp suất cao theo đặc điểm phân tử của các thành phần và ái lực với vật liệu hấp phụ (thường là than hoạt tính). Sau đó, quá trình chuyển sang áp suất thấp để giải hấp vật liệu hấp phụ.

### **Công suất điển hình**

Đối với nhà máy khí sinh học công nghiệp:

- Công suất nhỏ: 10 tấn sinh khối đầu vào/năm
- Công suất lớn: 1 triệu tấn sinh khối đầu vào/năm

### **Khả năng điều chỉnh công suất**

Công suất khí sinh học tại các nhà máy hiện tại có thể được tăng lên bằng cách bổ sung vật liệu hữu cơ có tiềm năng methane cao hoặc bằng cách kéo dài thời gian lưu thủy lực (HRT). Tuy nhiên, có giới hạn sinh học về tốc độ điều chỉnh công suất. Ví dụ, một nhà máy khí sinh học phân hủy bùn động vật trong mùa hè có thể tăng sản lượng khí methane từ 14 Nm<sup>3</sup> mỗi tấn cấp liệu lên khoảng 45-50 Nm<sup>3</sup> mỗi tấn trong khoảng thời gian từ 3 đến 4 tuần nếu bổ sung thêm cấp liệu có tiềm năng sản xuất methane cao hơn. Để phục vụ mục tiêu điều chỉnh công suất, có thể phải có lưu trữ tồn kho cấp liệu.

Các nhà máy khí sinh học thường có kho lưu trữ ngắn hạn. Đối với các nhà máy khí sinh học mới có hệ thống lọc tạp chất, kho chứa rất có thể sẽ được kết nối với hệ thống lọc tạp chất và có công suất tương đương với nửa giờ sản xuất của một công trình khí sinh học lớn.

### **Ưu điểm/nhược điểm**

*Ưu điểm:*

- Khí phân được sử dụng để sản xuất khí sinh học, lượng khí thải nhà kính từ việc xử lý và lưu trữ phân sẽ giảm.
- Các loại sinh khối ướt cũng như các loại không có cách sử dụng thay thế nào khác có thể được chuyển đổi thành nhiên liệu mang năng lượng có giá trị cao (khí methane sinh học).
- Ở Việt Nam, quản lý chất thải kém hiệu quả là nguồn phát thải khí nhà kính nhanh nhất trong nông nghiệp [9], sử dụng phân trong sản xuất khí sinh học sẽ làm giảm lượng phát thải này.
- Khí đầu ra chứa hàm lượng CO<sub>2</sub> cao, do đó rất phù hợp với quá trình thu hồi và lưu trữ carbon (CCS) hoặc thu hồi và sử dụng carbon (CCU)
- Tiết kiệm chi phí xử lý và lưu trữ bùn.
- Các chất dinh dưỡng quan trọng đối với môi trường, chủ yếu là nitrogen, photpho và kali, có thể được phân bổ hiệu quả giữa các trang trại, bù đắp thiếu hụt từ chăn nuôi gia súc có thể được phân phối cho các trang trại trồng trọt. Nguy cơ rửa trôi nitrat cũng giảm.
- Giá trị phân bón của sinh khối tốt hơn giá trị của nguyên liệu thô. Giá trị của phân bón cũng trở nên phổ biến hơn và đã được ghi chép lại, do đó, việc bón đúng liều lượng cho cây trồng sẽ dễ dàng hơn. Với hàm lượng rom cao trong đầu vào sinh khối, tỷ lệ nitrogen (ở dạng ammonia) trong phân bón dễ phân hủy thường thấp và cân bằng thành phần giữa nitrogen, photpho và kali có thể kém tối ưu hơn cho người nông dân. Ngoài ra, hàm lượng rom cao có thể có tác động tiêu cực đến độ nhớt của bã phân hủy. Do đó, việc cải thiện giá trị phân bón bị giảm/không áp dụng được đối với bã phân hủy từ công trình khí sinh học có tỷ lệ rom cao. Tuy nhiên, các vấn đề có thể được giải quyết bằng cách tách sinh khối đã phân hủy.
- Đối với các phần chất thải có hàm lượng nước cao, phân hủy đồng thời phân và chất thải là một lựa chọn chi phí thấp và thân thiện hơn với môi trường so với các hình thức xử lý chất thải khác, chẳng hạn như chôn hoặc đốt.
- Sử dụng chất phân hủy làm giảm mùi so với sử dụng bùn thô.

- Khi rơm được sử dụng làm nguyên liệu và bã phân hủy từ quá trình sản xuất khí sinh học được sử dụng làm phân bón, hàm lượng carbon trong lớp đất mặt không bị cạn kiệt như trường hợp rơm được đốt trong lò hơi hoặc nhà máy điện.

*Nhược điểm:*

- Không thể tránh rò rỉ khí methane từ quá trình phân hủy nhưng có thể giảm xuống mức tối thiểu (dưới 1%) nếu áp dụng biện pháp giám sát và xử lý hiệu quả.
- Sử dụng rơm và các nguồn sinh khối rắn khác trong sản xuất khí sinh học cho đầu ra năng lượng thấp hơn so với việc sử dụng cùng nguyên liệu trong quá trình khí hóa nhiệt và/hoặc đốt cháy.
- Vận hành thành công nhà máy khí sinh học tương đối phức tạp và đòi hỏi nhiều kinh nghiệm mặc dù đây là công nghệ chính muối và phổ biến trên thế giới.
- Sử dụng lượng lớn sinh khối với hàm lượng DM (phân) thấp là lý do khiến yếu tố khoảng cách vận chuyển và nguồn cung ứng trở thành thông số quan trọng.
- Khối lượng vận chuyển đường bộ lớn.

### **Môi trường**

Khí sinh học có thể thay thế nhiên liệu hóa thạch trong hệ thống năng lượng và do đó tránh phát thải CO<sub>2</sub>. Hơn nữa, có thể giảm phát thải khí nhà kính từ nông nghiệp. Khí methane thải ra từ phân và bùn khí được lưu giữ trong chuồng nuôi hoặc bể chứa bùn, nhiệt độ trong chuồng hoặc bể chứa bùn càng cao thì khí methane phát thải càng nhanh. Trong các nhà máy khí sinh học, khí methane được thu giữ và sử dụng thay vì thải vào khí quyển trong quá trình lưu trữ phân. Khi phân được xử lý tại nhà máy khí sinh học, lượng khí methane thải ra trong quá trình lưu trữ có thể giảm tới 70%. Ở Việt Nam các trang trại chăn nuôi tập trung bắt buộc phải có hệ thống xử lý chất thải, ví dụ có thể thay bằng hệ thống sản xuất khí sinh học. Giải pháp này đòi hỏi phải có nhu cầu sử dụng tại địa phương hoặc giải pháp vận chuyển khí. [9]

Rò rỉ khí methane là một vấn đề môi trường liên quan đến sản xuất khí sinh học. Khí methane là khí nhà kính đóng góp thứ hai vào biến đổi khí hậu, sau CO<sub>2</sub>. Trong khoảng thời gian 100 năm, khí methane có khả năng gây nóng lên toàn cầu với mức độ cao hơn 28 lần so với CO<sub>2</sub> trên mỗi kg [10]. Theo khảo sát năm 2021 với 69 nhà máy khí sinh học của Đan Mạch cho thấy mức rò rỉ khí methane trung bình có trọng số là 2,5% [11]. Điều quan trọng là phải giữ mức rò rỉ tối thiểu (dưới 1%) để đảm bảo hoạt động sản xuất khí sinh học bền vững.

Mùi từ nhà máy khí sinh học thường được coi là một vấn đề, nhưng có thể tránh được bằng cách lọc khí thải đúng cách, xử lý không khí từ tất cả các bộ phận của nhà máy khí sinh học và quản lý quá trình vận hành hiệu quả. Các vấn đề về mùi tại khu vực sản xuất sẽ được giảm bớt khi bùn được phân hủy kỵ khí so với việc sử dụng trực tiếp phân gia súc chưa được xử lý.

Hydrogen sunphide chiếm một phần nhỏ trong sản lượng khí sinh học. H<sub>2</sub>S có độc tính cao và gây ra vấn đề về môi trường, tuy nhiên, rất dễ phát hiện vì hóa chất này có mùi mạnh, do đó việc giảm mùi cũng sẽ giải quyết được vấn đề độc tính. Hàm lượng lưu huỳnh (H<sub>2</sub>S) trong khí sinh học thay đổi tùy theo nguyên liệu. Nếu sử dụng bùn chăn nuôi là đầu vào sinh khối chính, khí thô thường chứa 2.000-8.000 ppm, trong khi khí sinh học được sản xuất từ chất thải sinh hoạt thường có mức hydrogen sunfua là 600-800 ppm [6].

Có nhiều phương pháp loại bỏ lưu huỳnh. Các kỹ thuật phổ biến gồm sử dụng sắt clorua, bộ lọc sinh học hoặc than hoạt tính. Sắt clorua được đưa vào bể phân giải hoặc vào bể chứa tiền chất nền khi cần thiết. Tùy thuộc vào chất nền, lượng sắt clorua cần sử dụng để giảm mức độ hydrogen sunphide khác nhau. Trong các bộ lọc sinh học, khí thải được dẫn qua một bể chứa các sản phẩm có bề mặt rộng, trên đó có các vi sinh vật phân hủy các chất không mong muốn. Khi sử dụng than hoạt tính, khí được dẫn qua bộ lọc nơi than hoạt tính hấp thụ hydrogen sunphide. Theo thời gian, than hoạt tính sẽ bão hòa và phải được bổ sung hoặc thay mới. CAPEX của công nghệ than hoạt tính rất thấp; tuy nhiên, OPEX cao nên chủ yếu được áp dụng trong các nhà máy nhỏ hơn hoặc được sử dụng trong bước lọc cuối cùng khí thải từ các bộ lọc sinh học hoặc trong quá trình xây dựng các nhà máy khí sinh học mới chưa có bộ lọc sinh học hoàn thiện. Chi phí loại bỏ lưu huỳnh bằng than hoạt tính là khoảng 0,012 Euro cho mỗi Nm<sup>3</sup> metan.

Động cơ sử dụng khí sinh học chỉ tiếp nhận được một lượng nhỏ lưu huỳnh trong khí sinh học. Do đó, hàm lượng H<sub>2</sub>S phải được giảm xuống dưới mức phù hợp để đáp ứng thông số kỹ thuật từ nhà cung cấp động cơ và quy định pháp luật về môi trường. Khi khí sinh học được loại bỏ tạp chất để trở thành biomethane và được bơm vào mạng lưới cung cấp khí, có thể cần phải loại bỏ hoàn toàn lưu huỳnh và đây thường là một

phần tích hợp của quá trình loại bỏ tạp chất. Vì hầu hết khí sinh học được loại bỏ tạp chất nên chi phí loại bỏ lưu huỳnh không được tính vào chi phí của nhà máy khí sinh học trong bảng dữ liệu, thay vào đó là chi phí của các hệ thống loại bỏ tạp chất.

Sinh khối là một nguồn tài nguyên hạn chế thường có nhiều mục đích sử dụng. Vì vậy, việc sử dụng một số loại sinh khối trong nhà máy khí sinh học phải cạnh tranh với các phương án sử dụng sinh khối khác, ví dụ như ngô và rom. Cần đảm bảo rằng sinh khối được sử dụng để mang lại giá trị cao nhất.

### **Nghiên cứu và phát triển**

Các hoạt động nghiên cứu và phát triển khí sinh học tập trung vào một số lĩnh vực nhằm tăng cường sản xuất năng lượng, cải thiện hiệu quả kinh tế của cây trồng, giảm tác động khí hậu và tối ưu hóa giá trị của bã phân hủy dưới dạng phân bón.

Để tăng sản lượng năng lượng, cần tập trung phát triển các công nghệ cho phép tăng cường sử dụng các sinh khối “khô” với tiềm năng khí methane trên mỗi tấn cao hơn như rom rạ, đây là nguồn nguyên liệu sẵn có. Trong những năm gần đây, người ta có xu hướng tăng cường sử dụng rom và xu hướng này dự kiến sẽ tiếp tục mặc dù có thể có sự cạnh tranh ngày càng tăng đối với nguồn rom trong tương lai, vì có thể sử dụng rom cho nhiều mục đích.

Những tiến bộ công nghệ sinh học trong quá trình thủy phân bằng enzyme vi sinh vật có thể cải thiện việc sản xuất khí sinh học, đặc biệt là từ vật liệu lignocellulose. Tuy nhiên, ngày nay, chi phí sản xuất enzyme thương mại cao là nguyên nhân làm hạn chế ứng dụng của công nghệ này (Parawira, 2011).

Để giảm tác động khí hậu và hướng tới sản xuất khí sinh học bền vững, cần tập trung phát triển công nghệ của các nhà máy để giảm rò rỉ khí methane. Quá trình thu gom khí từ một số bể chứa đang được phát triển, bao gồm thu gom khí từ các bể trước và sau khi lưu trữ. Đây được coi là một bước phát triển quan trọng để giảm lượng khí thải methane rò rỉ.

Các hoạt động phát triển tiếp theo là tối ưu hóa các hệ thống kiểm soát và logistic, ví dụ, các hệ thống vận chuyển được tích hợp với các hệ thống ổn định lớn hơn, duy trì hàm lượng DM cao hơn trong phân gia súc.

Tiềm năng cải tiến công nghệ có liên quan đến mức độ chín muồi của công nghệ. Các công nghệ được phân loại theo một trong bốn cấp độ chín muồi về công nghệ sau đây được xây dựng dựa trên phương pháp luận (tham khảo Phụ lục). Nhà máy khí sinh học sử dụng công nghệ thương mại với quy mô triển khai lớn và do đó có thể được phân loại vào loại 4, nghĩa là giá cả và hiệu suất của công nghệ ngày nay đã được nhiều người biết đến. Đối với các nhà máy loại bỏ tạp chất, thiết bị rửa nước và lọc amin được coi là công nghệ thương mại với mức độ triển khai vừa phải hiện nay (Loại 3). Giá cả và hiệu suất của công nghệ ngày nay đã được biết đến. Những công nghệ này được coi là có tiềm năng phát triển đáng kể.

### **Ví dụ về những dự án hiện có**

Do Việt Nam chưa có cơ chế cho các dự án điện khí sinh học nổi lưới [12]. Vì vậy, các dự án khí sinh học ở Việt Nam hiện nay chủ yếu phục vụ mục đích tự dùng cho các trang trại chăn nuôi với quy mô nhỏ dưới 1 MW.

[13,14] Khảo sát một trang trại chăn nuôi tại tỉnh Tiền Giang với quy mô 200 heo nái và 3000 heo thịt được trang bị máy phát điện sử dụng khí sinh học công suất 40 kW. Máy phát điện này cung cấp điện cho gần 50 bóng đèn, 3 mô tơ, 10 quạt trong trang trại và kết nối với các thiết bị, đồ điện gia dụng như điều hòa, quạt, máy giặt, đèn chiếu sáng, tủ lạnh. Ngoài ra, máy phát điện còn giúp môi trường chăn nuôi lợn của hộ gia đình được cải thiện, hàm khí sinh học không còn khí dư thừa phải đốt hoặc thải ra môi trường gây ô nhiễm. Chi phí đầu tư máy phát điện khí sinh học khoảng 574 triệu đồng (do chương trình nông nghiệp carbon thấp của tỉnh Tiền Giang hỗ trợ), tương đương 24.590 USD, và 0,61 triệu USD/MW (chỉ tính riêng máy phát điện), hiệu quả kinh tế giúp giảm trên 4 triệu đồng tiền điện mỗi tháng.

Dưới đây là bốn ví dụ về nhà máy khí sinh học có hệ thống loại bỏ tạp chất. Trung Quốc là quốc gia có nhiều nhà máy khí sinh học nhất với hơn 100.000 công trình khí sinh học và thêm một số lượng lớn các hệ thống khí sinh học hộ gia đình. Trung Quốc có tổng sản lượng khí sinh học khoảng 72.000 TWh/năm.

*An Bình, Hà Bắc, Trung Quốc (2014)*

- Công suất: xấp xỉ 900.000 t/năm (2500 t/ngày)
- Sản lượng: 11,5 triệu Nm<sup>3</sup> khí/năm
- Capex (USD2014): 29 triệu USD

- Vốn đầu tư (USD2019): 31,32 USD
- 2,7 triệu USD/triệu Nm<sup>3</sup>

*Nhà máy khí sinh học, Trung Quốc*

- Công suất: khoảng 266.000 tấn/năm (69% phân chuồng và 31% rơm ngô)
- Sản xuất: 7,3 triệu Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/năm
- Capex (USD2017): 29 triệu USD
- Capex (USD2019): 30,25 triệu USD
- 3,9 triệu USD/Nm<sup>3</sup> khí/năm

*Nhà máy khí sinh học Solrød, Đan Mạch (2015):*

- Công suất 200.000 tấn/năm
- Sản lượng: 6 triệu Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/năm
- Tạo ra 14 việc làm lâu dài.
- Vốn đầu tư: 14 triệu USD, không bao gồm CHP
- 2,3 triệu USD/triệu Nm<sup>3</sup> khí
- Chi phí VH&BD/năm: 3,7 triệu USD/năm

*Nhà máy xử lý nước thải San Jerónimo, Mexico (2013)*

- Công suất: 30.000 tấn/năm
- Sản lượng: 0,2 triệu Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/năm
- Capex: 2,2 triệu USD
- 11 triệu USD/triệu Nm<sup>3</sup> khí
- OPEX: 0,1 triệu USD/năm

Ước tính lượng việc làm do một nhà máy khí sinh học thương mại quy mô lớn hiện nay có thể tạo ra rất phức tạp và không cố định do phụ thuộc vào các yếu tố như quy mô, công nghệ, địa điểm và yêu cầu vận hành của nhà máy. Các việc làm liên quan đến nhà máy khí sinh học gồm những công việc liên quan đến xây dựng, vận hành, bảo dưỡng, quản lý, v.v. Dưới đây là bảng phân tích chung về các loại công việc tiềm năng và những cân nhắc:

- **Xây dựng:** Trong giai đoạn xây dựng, công trình khí sinh học có thể cần một lực lượng lao động đáng kể, bao gồm lao động thủ công, kỹ sư, quản lý dự án và nhiều nhà thầu khác nhau. Số lượng công việc xây dựng có thể thay đổi tùy theo quy mô và độ phức tạp của dự án.
- **Vận hành:** Khi đi vào hoạt động, nhà máy khí sinh học thường yêu cầu người vận hành, kỹ thuật viên và người giám sát có tay nghề cao để đảm bảo hoạt động trơn tru hàng ngày. Số lượng việc làm vận hành phụ thuộc vào quy mô và độ phức tạp của nhà máy.
- **Bảo dưỡng:** Nhà máy khí sinh học cần được bảo dưỡng thường xuyên để tránh thời gian ngừng hoạt động và đảm bảo hiệu quả. Việc làm về bảo dưỡng có thể bao gồm kỹ thuật viên, thợ cơ khí, thợ điện và các công nhân lành nghề khác.
- **Hành chính và Hỗ trợ:** Các vị trí hành chính như nhân viên văn phòng, kế toán và quản lý là rất cần thiết để quản lý hoạt động kinh doanh của nhà máy khí sinh học. Nhân viên hỗ trợ có thể bao gồm nhân viên an ninh, dọn dẹp và các nhân viên khác.
- **Chuỗi cung ứng:** Chuỗi cung ứng cho các nhà máy khí sinh học liên quan đến việc thu mua nguyên liệu (ví dụ: chất thải hữu cơ) và phân phối khí sinh học hoặc các sản phẩm có nguồn gốc từ khí sinh học. Các việc làm liên quan đến chuỗi cung ứng có thể gồm hậu cần, vận tải và mua sắm.
- **Nghiên cứu và Phát triển:** Một số nhà máy khí sinh học đầu tư vào hoạt động nghiên cứu và phát triển nhằm nâng cao hiệu quả và tính bền vững. Những hoạt động này có thể tạo việc làm cho các nhà nghiên cứu, nhà khoa học và kỹ sư.
- **Tuân thủ quy định và môi trường:** Việc tuân thủ các quy định về môi trường là rất quan trọng đối với các nhà máy khí sinh học. Do đó cũng có thể cần đến các công việc liên quan đến giám sát và tuân thủ môi trường.
- **Sự tham gia của cộng đồng:** Các nhà máy khí sinh học quy mô lớn thường có sự tương tác với cộng đồng địa phương. Các nỗ lực quan hệ công chúng, tiếp cận cộng đồng và giáo dục có thể tạo thêm cơ hội việc làm.

Số lượng công việc chính xác trong mỗi hạng mục sẽ phụ thuộc vào đặc điểm cụ thể của nhà máy khí sinh học và hoạt động của nó.

## Ước tính số liệu

### Ước tính chi phí đầu tư nhà máy khí sinh học

Trên toàn cầu, chi phí sản xuất khí sinh học hiện nay nằm trong khoảng tương đối rộng từ 2 USD/Triệu Btu đến 20 USD/Triệu Btu. Ở Châu Âu, chi phí trung bình cao hơn khoảng 43% so với ở Đông Nam Á (Châu Âu = 16/Triệu Btu/, Đông Nam Á = 9 USD/Triệu Btu). Chi phí lắp đặt bể phân hủy sinh học chiếm 70-95% tổng chi phí, còn lại là chi phí nguyên liệu và vận hành [20].

Để ước tính chi phí đầu tư cho công trình khí sinh học ở Việt Nam, tài liệu đã tham khảo nhiều nguồn khác nhau.

Hiện chưa có nhà máy khí sinh học công nghiệp quy mô lớn nào được xây dựng ở Việt Nam, do đó dữ liệu địa phương chỉ có sẵn cho các công trình quy mô hộ gia đình nhỏ. Trong Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam, từ năm 2021 sản xuất khí sinh học cho phát điện có một nhà máy công suất 1 MW. Tuy nhiên, giá này không chỉ bao gồm chi phí thiết bị phản ứng biogas mà cả động cơ đốt khí để sản xuất điện. Sau khi trừ đi chi phí đầu tư của một động cơ đốt khí (theo Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch<sup>16</sup>), chi phí của thiết bị phản ứng biogas là khoảng 1,88 triệu USD để sản xuất khí cho 1 MWe. Hiệu quả trong một động cơ xăng là khoảng 35%, nghĩa là để sản xuất 1 MW-e động cơ cần 2,86 MW khí đầu vào. Do đó, giá cho thiết bị phản ứng biogas là 0,66 triệu USD/MW khí vào năm 2020.

Một ví dụ về nhà máy khí sinh học ở Việt Nam được trình bày trong phần dưới đây.

Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch có bao gồm chi phí và dữ liệu kỹ thuật của hai nhà máy khí sinh học, cả hai đều là những nhà máy công nghiệp lớn.

Tiềm năng cải tiến công nghệ có liên quan đến mức độ chín muồi về công nghệ. Nhà máy khí sinh học được đánh giá là công nghệ loại 4, nghĩa là công nghệ thương mại, có khả năng triển khai quy lớn.

Dự kiến chi phí đầu tư sẽ tiếp tục giảm dần do hiệu ứng đường cong học tập, nhưng với tốc độ chậm hơn so với trước đây. Lý do là nhiều bộ phận của nhà máy khí sinh học có công nghệ chín muồi, đã được áp dụng trong các ngành công nghiệp khác, ví dụ: công trình xây dựng dân dụng và thiết bị xử lý chung, do đó, hiệu ứng đường cong học tập dự kiến sẽ bị hạn chế.

Mức giảm chi phí lớn nhất dự kiến sẽ đến từ việc sử dụng sinh khối có sản lượng khí methane cao hơn trên mỗi tấn đầu vào kết hợp với chuyên môn hóa và tối ưu hóa kỹ thuật cho các hoạt động giúp tăng hiệu quả.

Tỷ lệ học tập cho các công nghệ năng lượng, được biểu thị bằng giảm chi phí khi công suất lắp đặt tăng gấp đôi, thường dao động trong khoảng từ 5% đến 25%. Năm 2015, Rubin và cộng sự xuất bản báo cáo “Đánh giá tỷ lệ học tập cho các công nghệ cung cấp điện”, trình bày tổng và cập nhật về tỷ lệ học tập cho một số công nghệ. Mức 10-15% dường như là điển hình cho nhiều công nghệ, với điện mặt trời là một trường hợp ngoại lệ, có tỷ lệ học tập cao hơn 20% [17]. Các nghiên cứu về tỷ lệ học tập áp dụng cho nhà máy khí sinh học còn ít, tuy nhiên, một nghiên cứu năm 2006 [18] cho thấy tỷ lệ học tập là 12% đối với chi phí đầu tư của các nhà máy khí sinh học Đan Mạch dựa trên dữ liệu từ năm 1988 đến 1998. Tuy nhiên, sự cải thiện này có liên quan đến năng suất cao hơn của nhà máy (nghĩa là chi phí đầu tư trên mỗi sản lượng khí methane thấp hơn) do thay đổi nguyên liệu.

Cần lưu ý rằng việc sử dụng đường cong học tập như một phương pháp dự báo diễn biến giá ít được áp dụng cho các nhà máy khí sinh học hơn so với tấm pin mặt trời và các công nghệ mô-đun khác.

Do đó, những kỳ vọng về chi phí được áp dụng trong bảng dữ liệu được tiếp tục chứng minh thông qua báo cáo “Sản xuất khí sinh học được loại bỏ tạp chất - tối ưu hóa chi phí và tác động khí hậu” [12]. Báo cáo phân tích nhiều biện pháp giảm chi phí cụ thể cho các nhà máy khí sinh học hiện đại có công suất khác nhau. Báo cáo cho thấy khả năng giảm lớn nhất nằm ở quá trình tiền xử lý sinh khối, sản xuất khí sinh học, loại bỏ tạp chất và tinh chế lưu huỳnh. Trong quá trình tiền xử lý sinh khối, quá trình phân hủy chiếm khoảng 2/3 tiềm năng giảm thiểu và phần còn lại là công nghệ nghiền cơ học. Trong quá trình sản xuất khí

<sup>16</sup> Theo Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch, một động cơ xăng có chi phí khoảng 1,02 triệu USD/MW vào năm 2020 và 0,91 triệu USD/MW vào năm 2050.

sinh học, việc giảm thời gian lưu đóng góp khoảng 1/3 tiềm năng, trong khi các tiềm năng cải thiện còn lại liên quan đến việc tối ưu hóa tiêu thụ điện và nhiệt, và giảm thất thoát khí methane. Trong xử lý bùn, giảm lượng nước rửa, xả phân lộn và trộn phân trong bùn đóng góp khoảng một nửa tiềm năng và tiềm năng tiết kiệm còn lại đến từ sử dụng bộ lọc để phân tách. Để tích hợp năng lượng, các biện pháp quan trọng gồm sử dụng máy bơm nhiệt, trao đổi nhiệt và thường xuyên vệ sinh đường ống và bộ trao đổi nhiệt. Nhìn chung, báo cáo xác định tiềm năng tối ưu hóa chi phí từ 10% đến 16%, tùy thuộc vào quy mô và cấu hình của nhà máy.

Cẩm nang công nghệ Việt Nam năm 2026 cập nhật đã cập nhật lại toàn bộ các dự báo chi phí theo quy đổi USD năm 2025.

Chi phí đầu tư [Triệu USD /MW]	2020	2025	2030	2050
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2026 – 30 MW		1,33	1,16	1,05
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2023 – 30 MW	1,04		0,90	0,82
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (nhà máy lớn công suất 60 MW)	1,13		0,98	0,95
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (nhà máy lớn công suất 30 MW)	1,04		0,90	0,83
Cẩm nang Công nghệ Việt Nam (2021) bao gồm động cơ khí (Khí sinh học cho nhà máy điện - 1 MW-e)	2,9 - 1,02 = 1,88 1,88*35%= 0,66		2,7 - 0,97 = 1,73 1,73*35% = 0,61	2,3 - 0,91 = 1,39 1,39*35% = 0,49
Hệ thống khí sinh học quy mô nhỏ/trang trại chăn nuôi tại tỉnh Tiền Giang (40 kW)	0,61			

### Dự toán chi phí đầu tư hệ thống lọc tạp chất cho khí sinh học (Không bao gồm chi phí nhà máy khí sinh học)

Ở Việt Nam hiện chưa có nhà máy lọc tạp chất, và chúng tôi không thể tìm thấy dữ liệu ước tính về chi phí cho nhà máy khí sinh học và nhà máy lọc tạp chất tại các dự án Đông Nam Á. Do đó, chi phí đầu tư được ước tính bằng cách sử dụng Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch.

Dựa trên [20] chi phí sản xuất khí methane sinh học ở châu Á rẻ hơn khoảng 1/3 so với ở Châu Âu. Chi phí này bao gồm cả chi phí nguyên liệu.

Chi phí đầu tư [Triệu USD/MW]	2020	2025	2030	2050
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2026 – 30 MW		0,25	0,19	0,15
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2023 – 30 MW	0,19		0,16	0,12
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (nhà máy lớn công suất 30 MW/năm)	0,19		0,15	0,13
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (nhà máy lớn công suất 60 MW/năm)	0,13		0,10	0,08

### Tài liệu tham khảo

Chương này phần lớn dựa trên Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “Dữ liệu công nghệ cho nhiên liệu tái tạo”.

- [1] Energy Supply, Tiêu đề tiếng Anh “Một môi với những chiếc xe chở phân trên đường? Daniel hiện đang bơm bùn ra xung quanh” (dịch từ tiêu đề gốc tiếng Đan Mạch” *Træt af gyllevogne på vejene? Daniel pumper nu gyllen rundt*”, <https://nordjyske.dk/nyheder/hjoerring/traet-af-gyllevogne-paa-vejene-daniel-pumper-nu-gyllen-rundt/5fffa53f-12bc-4d99-894c-88ceddb40714>, 2021.
- [2] Energy Supply, Tiêu đề tiếng Anh ” ”Hệ thống đường ống vận chuyển phân đã bật đèn xanh cho việc mở rộng các công trình khí sinh học” (dịch từ tựa gốc tiếng Đan Mạch: ” *Rørsystem til transport af gylle gav grønt lys til udvidelse af biogasanlæg*, [https://www.energysupply.dk/article/view/787799/rorsystem\\_til\\_transport\\_af\\_gylle\\_gav\\_gront\\_lys\\_til\\_udvidelse\\_af\\_biogasanlaeg](https://www.energysupply.dk/article/view/787799/rorsystem_til_transport_af_gylle_gav_gront_lys_til_udvidelse_af_biogasanlaeg), 2021.
- [3] Phòng vấn Biogas DK (Frank Rosager), 2022, 30/10/2022 (thực hiện bởi Ea cho Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch).
- [4] Cục Năng lượng Đan Mạch, *81 Nhà máy khí sinh học trong dữ liệu công nghệ - Nhiên liệu tái tạo, trang 29-55*, 2017.
- [5] Cục Năng lượng Đan Mạch, “*Triển vọng sản xuất và sử dụng khí sinh học ở Đan Mạch*” (dịch từ tựa gốc tiếng Đan Mạch: “*Perspektiver for produktion og anvendelse af biogas i Danmark*,” Cục Năng lượng Đan Mạch, 2018.

- [6] M. Stöckler, B. Harder, D. Berman và T. Young Hwan, “*Sản xuất khí sinh học – kiến thức và kinh nghiệm từ lĩnh vực khí sinh học Đan Mạch*,” Biogas Go Globa, 2020.
- [7] Viện Công nghệ Đan Mạch, “*Sản xuất khí sinh học từ rom - Kinh nghiệm và các khía cạnh khí hậu*” (dịch từ tựa gốc tiếng Đan Mạch: “Halm til Biogas - Erfaringer og klima-aspekter.”) INBIOM, 2020.
- [8] EA, “Giới thiệu về khí sinh học và methane sinh học,” 20 10 2022. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/an-introduction-to-biogas-and-biomethane>.
- [9] Ngân hàng Thế giới, “*Tổng quan về ô nhiễm nông nghiệp ở Việt Nam: Báo cáo tổng hợp 2017*”, Tài liệu của Ngân hàng Thế giới, 2017.
- [10] Ủy ban châu Âu, “*Ô nhiễm khí methane*”, Tổng cục Năng lượng [https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/methane-emissions\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/methane-emissions_en), 2022.
- [11] Rambøll “*Nỗ lực giảm phát thải methane từ các nhà máy khí sinh học Đan Mạch*” (dịch từ tiêu đề gốc tiếng Đan Mạch: *Måltrettet indsats for at mindske metantab fra danske biogasanlæg*), Cục Năng lượng Đan Mạch, 2021.
- [12] Tin trong nước, “*Nhiều tiện ích từ máy phát điện bằng khí biogas*”. <https://skhcn.bacninh.gov.vn/news/-/details/22549/-au-ra-cho-khi-biogas-trang-trai-cho-noi-luoi-ien-42289729>, 2022.
- [13] UBND tỉnh Tiền Giang, “*Nhiều tiện ích từ máy phát điện bằng khí biogas*” <https://tiengiang.gov.vn/chi-tiet-tin/?nhieu-tien-ich-tu-may-phat-dien-bang-khi-biogas/1425524>, 2018
- [14] Thuận Phong EPC, “*Máy phát điện chạy khí biogas – giải pháp tối ưu cho chủ trang trại*” <https://moitruongthuanphong.com/may-phat-dien-chay-khi-biogas-giai-phap-toi-uu-cho-chu-trang-trai/>, 2018
- [15] Công ty cổ phần môi trường, “*Bình Dương Sắp Khánh Thành Khu Liên Hợp Xử Lý Chất Thải Rắn*” <http://www.biwase.com.vn/TinTuc/TinTucChiTiet?matin=1094>, 2013
- [16] Tập đoàn Điện lực Việt Nam, “*Khánh thành Nhà máy thu khí biogas phát điện tại Bình Dương*” <https://www.evn.com.vn/d6/tknl-d/Khanh-thanh-Nha-may-thu-khi-biogas-phat-dien-tai-Binh-Duong-100-609-50274.aspx>, 2018
- [17] S. Rubin, I. M. L. Azevedo, P. Jaramillo, and S. Yeh, “*Đánh giá về tỷ lệ học tập cho các công nghệ sản xuất điện*”, Chính sách năng lượng, vol. 86, pp. 198–218, 2015
- [18] Junginger, M., de Visser, E., Hjort-Gregersen, K., Koornneef, J., Raven, R., Faaij, A., Turkenburg, W., “*Học tập công nghệ trong các hệ thống năng lượng sinh học*”, Chính sách năng lượng 34, 4024–404, 2006.
- [19] DGC & PlanEnergi, “*Sản xuất khí sinh học ít tạp chất – tối ưu hóa chi phí và tác động khí hậu – EUDP-j.nr. 64018-0512*,” DGC, Hørsholm, 2020.
- [20] Cơ quan Năng lượng quốc tế, “*Triển vọng về khí sinh học và khí methane sinh học: Triển vọng tăng trưởng hữu cơ*”, Cơ quan Năng lượng quốc tế, Paris <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>, Bản quyền: CC BY 4.0, 2020
- [21] Cục Năng lượng Đan Mạch, “*Kiểm kê sinh khối*” / “*Biomasseopgørelsen (Excel fil)*,” 2022. <https://ens.dk/ansvarsomraader/bioenergi/energi/afgroeder-til-biogas>.
- [22] Møller, J., Thøgersen, R, Helleshoj, M, “*Bảng thức ăn chăn nuôi*” (Dịch từ tiếng Đan Mạch: Fodermiddeltabel), Dansk Kvæg, 2005.

## Bảng số liệu

Phần này trình bày bảng dữ liệu của công nghệ. Các chi phí được tính bằng USD, giá năm 2025. *Mức độ không chắc chắn* liên quan đến các thông số cụ thể và không có quan hệ tuyến tính, nghĩa là sản phẩm có hiệu quả thấp hơn không nhất thiết có giá thấp hơn hoặc ngược lại.

Chi phí vận hành một nhà máy khí sinh học phụ thuộc vào loại nguyên liệu đầu vào được sử dụng do thời gian lưu nước (HRT) lý tưởng của bể hiếu khí, yêu cầu về xử lý sơ bộ ban đầu, sản lượng khí và các yếu tố khác đều phụ thuộc vào đầu vào. Thông tin trình bày trong bảng dữ liệu áp dụng cho một nhà máy tiêu chuẩn sử dụng chất thải sinh học và phụ phẩm từ ngành nông nghiệp và công nghiệp.

Nhà máy khí sinh học – Nhà máy thông thường 3000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h										
Thông số	Đơn vị	2025	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tổng quy mô nhà máy điện hình	triệu tấn sinh khối đầu vào/năm	0,60	0,60	0,60	0,54	0,65	0,54	0,65	A, B	1
Tổng quy mô nhà máy điện hình	MW công suất	29,63	29,63	29,63					R	1, 2
<b>- Đầu vào</b>										
Sinh khối	triệu tấn/năm	0,60	0,60	0,60					B	1
Điện phụ trợ	% sản lượng năng lượng	2,34	2,03	1,84	1,75	2,92	1,38	2,31	C	1
Điện phụ trợ	kg/tấn đầu vào	10,19	8,87	8,05	7,64	12,74	6,04	10,06	C	1
Nhiệt công nghệ phụ trợ	% sản lượng năng lượng	6,87	5,97	5,42	5,84	7,90	4,61	6,24	D	1
Nhiệt công nghệ phụ trợ	kg/tấn đầu vào	29,96	26,07	23,67	25,47	34,46	20,12	27,22	D	1
<b>- Đầu ra</b>										
Khí sinh học	%	100%	100%	100%						1
Khí sinh học	GJ/tấn đầu vào	1,59	1,59	1,59					R	1
Sản lượng khí sinh học	MJ/s giá trị gia nhiệt	29,63	29,63	29,63						1, 2
Ngừng máy bắt buộc	%	-	-	-						1
Ngừng máy theo kế hoạch	số ngày mỗi năm	-	-	-						1
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	20,00	20,00	20,00	15,00	25,00	15,00	25,00	E	1
Thời gian xây dựng	năm	2,00	2,00	2,00	1,00	3,00	1,00	3,00	F, Q	
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>										
Suất đầu tư	triệu USD/MW đầu ra	1,33	1,16	1,05	1,41	1,90	0,93	1,18	G, H, I, J, N, O, P	1
- thiết bị	triệu USD/MW đầu ra	1,06	0,93	0,84	1,13	1,52	0,74	0,95	G, H, I, J	
- lắp đặt	triệu USD/MW đầu ra	0,27	0,23	0,21	0,28	0,38	0,19	0,24	G, H, I, J	
Tổng chi phí VH&BD	nghìn USD/MW/năm	98,67	85,84	77,95	83,87	113,47	72,38	92,03	G, H, I, L	1
Tổng chi phí VH&BD	USD/tấn đầu vào/năm	4,91	4,27	3,88	4,17	5,65	3,57	4,54	G, H, I, K, P, N	1
- Trong đó, VH&BD, không gồm điện và nhiệt	USD/tấn đầu vào/năm	3,28	2,86	2,59					G, H, I, K	1
- Trong đó điện	USD/tấn đầu vào/năm	0,88	0,76	0,69					G, H, I, P	1
- Trong đó nhiệt	USD/tấn đầu vào/năm	0,75	0,65	0,59					G, H, I, N	1
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>										
Sản lượng khí mỗi giờ	nghìn Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h	2,97	2,97	2,97						1, 3
Sản lượng khí hàng năm	triệu Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h	26,05	26,05	26,05						1, 3
HRT	số ngày	65,00	65,00	65,00						1, 2
DS	%	16,00	16,00	16,00					M	1, 2
Phát thải methane	% sản lượng	0,90	0,90	0,90					N	4, 1

Nhà máy khí sinh học – Nhà máy thông thường 3000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h									
Thông số	Đơn vị	2025	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)	Ghi chú	TL tham khảo
Nguồn CO <sub>2</sub>	triệu Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> /năm	19,23	19,23	19,23					1
Nguồn CO <sub>2</sub>	nghìn tấn/năm	37,96	37,96	37,96					
Tiêu thụ nước	L/MWh								

#### Ghi chú

- A. Trong các tính toán về Mức độ không chắc chắn, công suất thay đổi với mức +/- 10%. Đây là quy mô nhà máy khí sinh học được đánh giá, dữ liệu có thể mang tính đại diện.
- B. Dữ liệu đầu vào khí sinh học dựa trên bảng số liệu.
- C. Các tính toán về Mức độ không chắc chắn có sự thay đổi nhu cầu ở mức +/- 25%.
- D. Các tính toán về Mức độ không chắc chắn có sự thay đổi nhu cầu ở mức +/- 15%.
- E. Tính toán về Mức độ không chắc chắn với sự thay đổi tuổi thọ của nhà máy là 5 năm.
- F. Tính toán về Mức độ không chắc chắn có sự thay đổi về thời gian xây dựng nhà máy ở mức 1 năm.
- G. Giá dự báo dựa trên đường cong học tập với mức 10%, nội dung này được giải thích thêm trong phần mô tả định tính.
- H. Do tác nghẽn nguồn cung hiện tại, giả định rằng giá sẽ không tăng vào năm 2025.
- I. Đối với các tính toán không chắc chắn cho năm 2050, giá thay đổi 15%.
- J. Đối với tính toán về Mức độ không chắc chắn, đường cong học tập để dự đoán giá vào năm 2050 được thử nghiệm với đường cong học tập 5% và đường cong học tập 15%.
- K. Thiết bị ước tính chiếm 80% tổng vốn đầu tư, chi phí lắp đặt chiếm 20%. Chi phí không bao gồm chi phí sinh khối và vận chuyển.
- L. HRT=Thời gian lưu thủy lực. HRT là từ 60 đến 100 ngày ở các nhà máy mới hơn của Đan Mạch, tùy thuộc vào đầu vào sinh khối và thông số kỹ thuật của nhà máy.
- M. DS%=hàm lượng chất rắn khô. Các nhà máy khí sinh học nên được vận hành với hàm lượng DS tối đa là 13-14% trong bể phản ứng.
- N. Do khí hậu Việt Nam ấm hơn, nhu cầu nhiệt cần thiết để làm nóng bể phản ứng trong công trình khí sinh học được cho là thấp hơn 20% so với ở Đan Mạch, do đó giảm chi phí vận hành và bảo dưỡng so với [19].
- O. Giá thành sản xuất được tính toán để lập kế hoạch năm và đưa vào vận hành năm 2025. Ở các nhà máy xây dựng mới, các bộ phận được xây dựng đồng thời. Chi phí sản xuất được tính theo giá năm 2025.
- P. Chi phí nguyên liệu đầu vào và vận chuyển không được bao gồm trong OPEX do phụ thuộc nhiều vào điều kiện địa phương và có thể biến động lớn. Tuy nhiên, cần đưa chi phí nguyên liệu đầu vào vào khi tính toán chi phí vận hành của các nhà máy khí sinh học. Chi phí tiền xử lý sinh khối đã được bao gồm. Giả định rằng nhà máy sử dụng các phương pháp tiền xử lý cơ học như nghiền và xay, ví dụ đối với rơm.
- Q. Thời gian xây dựng ước tính dựa trên các nhà máy tương tự.
- R. Sản lượng khí theo từng loại nguyên liệu đầu vào được ước tính trong Bảng 35 của chương này.

#### Tài liệu tham khảo

1. DGC & PlanEnergi, Sản xuất khí sinh học nâng cấp – tối ưu hóa chi phí và tác động khí hậu – EUDP-j.nr. 64018-0512, DGC, Hørsholm, 2020.
2. Phòng vấn Biogas Đan Mạch (Frank Rosager), 2022, ngày 30/10/2022.
3. Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Biomasseopgørelsen (tệp Excel)”, 2022. [Trực tuyến]. Có tại: <https://ens.dk/ansvarsomraader/bioenergi/energiafgroeder-til-biogas>
4. Rambøll, Nỗ lực mục tiêu nhằm giảm phát thải methane từ các nhà máy khí sinh học Đan Mạch (tựa gốc tiếng Đan Mạch: “Måltrettet indsats for at mindske metantab fra danske biogasanlæg”), Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2021.

Loại bỏ tạp chất khí sinh học – Loại bỏ Amin (3.000 Nm <sup>3</sup> /h)										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Quy mô điện hình	MW sản lượng	29,34	29,34	29,34						1
Quy mô điện hình	nghìn Nm <sup>3</sup> khí sinh học/giờ	2,97	2,97	2,97						1
Công suất	nghìn Nm <sup>3</sup> methane sinh học/giờ	2,94	2,94	2,94						1
Công suất – sản lượng methane sinh học hàng năm	tr Nm <sup>3</sup> methane sinh học/giờ	25,80	25,80	25,80						1
<b>- Đầu vào</b>										1
Khí sinh học	% khí sinh học đầu vào	100	100	100					A	1
Nâng cấp hệ thống điện phụ trợ	% khí sinh học đầu vào	1,92	1,50	1,17	1,44	2,40	1,46	1,46	B	1
Nhiệt	% khí sinh học đầu vào	10,48	8,17	6,39	8,91	12,05	7,35	7,35		
<b>- Đầu ra</b>										1
Methane sinh học	% methane đầu vào	99,05	99,05	99,05						1
Khí thải	% methane đầu vào	0,95	0,95	0,95						1
Nhiệt thải	% methane đầu vào	5,24	5,24	5,24						1
Ngừng máy bắt buộc	%	0,29	0,29	0,29						1
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần mỗi năm	0,29	0,29	0,29						1
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	20,00	20,00	20,00	15,00	25,00	15,00	25,00	C	1
Thời gian xây dựng	năm	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	1,00	2,00	D	1
<b>Số liệu kinh tế</b>										
Suất đầu tư, loại bỏ tạp chất và giảm thiểu methane	nghìn USD/MW đầu ra	248,51	193,84	151,59	211,24	285,79	183,90	119,29	E, F, G	1, 2
Tổng chi phí VH&BD	nghìn USD/MW/năm	42,35	33,03	25,83	35,99	48,70	31,34	20,33	E, F, G	1, 2
- trong đó chi phí VH&BD cố định nâng cấp và giảm khí methane, không bao gồm điện và nhiệt	nghìn USD/MW sản lượng/năm	11,85	9,25	7,23					E, F, G	1
- trong đó chi phí VH&BD cố định cho phân nhiệt	nghìn USD/MW sản lượng/năm	15,84	12,35	9,67					E, F, G	1
- trong đó chi phí VH&BD cố định cho phân điện	nghìn USD/MW sản lượng/năm	14,65	11,42	8,93					E, F, G	1
Chi phí VN&BD biến đổi	USD/GJ đầu vào	1,49	1,16	0,91	1,27	1,71	1,10	0,71	E, F, G	1
- trong đó điện	USD/GJ đầu vào	0,46	0,36	0,28	0,39	0,53	0,34	0,22	E, F, G	1
<b>Số liệu riêng của công nghệ</b>										
Methane rò rỉ/ phát thải	%	0,10	0,10	0,10						1, 3
Tải tối thiểu	% đầy tải	50,00	50,00	50,00						1
Nguồn CO <sub>2</sub>	tr Nm <sup>3</sup> /năm	19,23	19,23	19,23						1
Nguồn CO <sub>2</sub>	nghìn tấn/năm	37,96	37,96	37,96						1
Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-						

#### Ghi chú

- Các tính toán về Mức độ không chắc chắn có sự thay đổi nhu cầu ở mức +/- 25%.
- Các tính toán về Mức độ không chắc chắn có sự thay đổi nhu cầu ở mức +/- 15%.
- Tính toán về Mức độ không chắc chắn với sự thay đổi tuổi thọ của nhà máy là 5 năm.
- Tính toán về Mức độ không chắc chắn có sự thay đổi về thời gian xây dựng nhà máy ở mức 1 năm.
- Giá dự báo dựa trên đường cong học tập với mức 15%, nội dung này được giải thích thêm trong phần mô tả định tính.
- Đối với các tính toán không chắc chắn cho năm 2025, giá thay đổi 15%.
- Đối với tính toán về Mức độ không chắc chắn, đường cong học tập để dự đoán giá vào năm 2050 được thử nghiệm với đường cong học tập 10% và đường cong học tập 20%.

#### Tài liệu tham khảo

- DGC & PlanEnergi, Sản xuất khí sinh học nâng cấp – tối ưu hóa chi phí và tác động khí hậu – EUDP-j.nr. 64018-0512, DGC, Hørsholm, 2020.
- Phòng vấn Biogas Đan Mạch (Frank Rosager), năm 2022, ngày 30/10/2022.
- Rambøll, Nỗ lực mục tiêu giảm phát thải methane từ các nhà máy khí sinh học Đan Mạch, Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (Energi styrelsen), 2021.

# 13. SẢN XUẤT NHIÊN LIỆU LỎNG XANH BẰNG QUÁ TRÌNH TỔNG HỢP FISCHER-TROPSCH

## Mô tả công nghệ

Fischer-Tropsch (FT) là một phản ứng xúc tác giữa hydrogen và carbon monoxide (khí tổng hợp) tạo ra nhiên liệu lỏng.

Khí tổng hợp đã làm sạch được dẫn qua chất xúc tác thường ở nhiệt độ 150-300°C và áp suất từ một đến vài chục atmospheres, chuyển hóa khí thành hydrogencarbon (nhiên liệu và hóa chất). Nhiên liệu hóa thạch, đặc biệt là than đá, thường được sử dụng trong quá trình này. Tuy nhiên, để sản xuất nhiên liệu tái tạo, nguồn nhiên liệu phải là nguồn tái tạo, ví dụ như sinh khối hoặc hydrogen xanh (hydrogen được sản xuất từ điện tái tạo).

Có một số chất xúc tác có thể được sử dụng cho quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch (FTS) nhưng chất xúc tác dựa trên sắt và coban là phổ biến nhất. Các chất xúc tác sắt thường hoạt động trong khoảng nhiệt độ từ 300 đến 350°C và chất xúc tác coban hoạt động ở nhiệt độ thấp hơn (200 đến 240°C) và cả hai đều hoạt động ở áp suất từ 20 đến 25 bar [1]. Các chất xúc tác coban cần tái sinh tại chỗ cứ sau 9 đến 12 tháng và thay thế sau mỗi 5 năm [6]. Tỷ lệ tiêu thụ chất xúc tác coban là 0,0009 kg trên mỗi kg chất lỏng FT được sản xuất đã được mô hình hóa trong phân tích vòng đời của hệ thống FT [2]. Chất xúc tác sắt có tuổi thọ giới hạn từ 40 đến 100 ngày nhưng chi phí chỉ bằng 1/1000 so với chất xúc tác coban. Các nhà máy khí thiên nhiên quy mô lớn cung cấp cho các nhà máy FT sử dụng nhiều thiết bị phản ứng song song có thể tạo điều kiện thay đổi chất xúc tác.

Phần sau đây mô tả hai lộ trình sản xuất nhiên liệu xanh thông qua FTS: một là từ sinh khối thông qua quá trình khí hóa sinh học và hai là từ điện sử dụng hydrogen xanh và carbon monoxide. Tuy nhiên, phần còn lại của chương này và bảng dữ liệu đi kèm sẽ chỉ tập trung vào FTS.

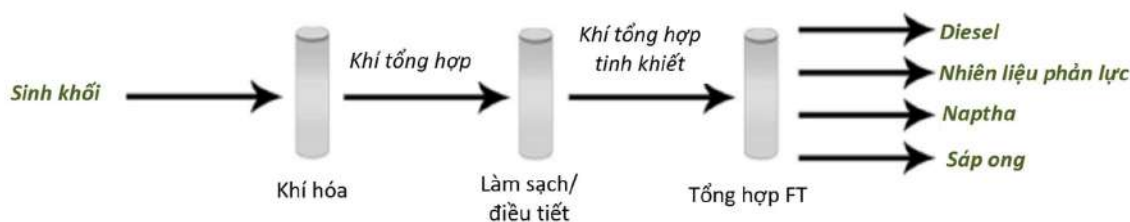
## Sản xuất nhiên liệu lỏng từ sinh khối bằng quá trình FT

Sản xuất nhiên liệu lỏng từ sinh khối là một quy trình gồm hai bước, trong bước đầu tiên, sinh khối rắn được chuyển đổi sang pha khí và trong bước thứ hai, khí được chuyển đổi thành nhiên liệu lỏng thông qua quá trình FTS.

Khí hóa là một quá trình chuyển hóa các vật liệu carbon hữu cơ hoặc hóa thạch ở nhiệt độ cao (>700°C), không đốt cháy, với một lượng oxygen và/hoặc hơi nhất định, thành carbon monoxide, hydrogen và carbon dioxide (khí tổng hợp). Có rất nhiều loại thiết kế thiết bị khí hóa được sử dụng cho sinh khối.

Sau đó, carbon monoxide phản ứng với nước để tạo thành carbon dioxide và hydrogen thông qua phản ứng chuyển hóa nước-khí.

Các bước trong quy trình sản xuất nhiên liệu lỏng từ sinh khối được minh họa trong hình dưới đây:



Hình 91: Các bước trong quy trình sản xuất nhiên liệu lỏng từ sinh khối

## Sản xuất nhiên liệu lỏng từ điện bằng quá trình FT

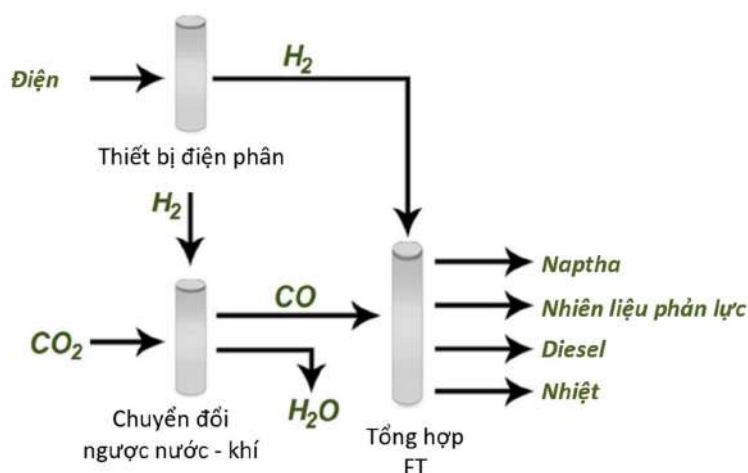
Quá trình FTS sản xuất nhiên liệu lỏng từ hydrogen xanh sử dụng điện để tạo ra hydrogen có thể phản ứng với carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) để tạo ra khí tổng hợp (hydrogen (H<sub>2</sub>) và carbon monoxide (CO)), sau đó được sử dụng trong quy trình FT.

Quy trình sản xuất nhiên liệu lỏng theo quá trình FTS có thể ở nhiều dạng khác nhau. Có nhiều công nghệ điện phân khác nhau, carbon dioxide có thể đến từ nhiều nguồn đa dạng và có một số công nghệ đang được phát triển để chuyển đổi carbon dioxide thành carbon monoxide, cùng với hydrogen là chất phản ứng cho

FTS. Ngoài ra hiện đang có một số nghiên cứu về sử dụng trực tiếp carbon dioxide thay vì tạo ra carbon monoxide trước. Có các phương pháp sản xuất khác để sản xuất hydrogen không phát thải, ví dụ như nhiệt phân methane [3]; những nội dung nói trên không được mô tả trong chương này.

Điện được sử dụng để tạo ra hydrogen từ nước thông qua quá trình điện phân và carbon dioxide được khử thành carbon monoxide và nước. Hai dòng được kết hợp để tạo ra khí tổng hợp, sau đó được tổng hợp thông qua các phản ứng FT để tạo ra hydrogencarbon lỏng và nhiệt. Luồng quy trình cơ bản được hiển thị trong Hình 92.

Carbon dioxide có thể từ các nguồn tập trung như từ quá trình lên men ethanol và từ các nhà máy khí sinh học. Carbon dioxide có thể được thu hồi từ các nguồn phân tán mức độ trung bình như các nhà máy nhiệt điện, hoặc trong tương lai sẽ có tiềm năng thu hồi từ các nguồn phân tán mức độ thấp như hệ thống thu giữ không khí trực tiếp. Công nghệ thu giữ khí trực tiếp hiện tại mới ở mức độ sẵn sàng rất thấp và chỉ có một vài nhà máy thí điểm trên thế giới. Nhu cầu năng lượng sử dụng trong quy trình sẽ tăng khi mức độ tập trung của các nguồn CO<sub>2</sub> giảm. Quá trình tổng hợp FT cần sử dụng carbon monoxide chứ không phải carbon dioxide, làm một trong những chất phản ứng. Quy trình truyền thống để chuyển đổi CO<sub>2</sub> thành carbon monoxide là thông qua việc sử dụng phản ứng chuyển đổi khí nước ngược (RWGS). Phản ứng được thực hiện ở nhiệt độ từ 350 đến 600°C, tùy thuộc vào chất xúc tác được sử dụng và ở áp suất tương đối thấp. Phản ứng có thể đảo ngược để luôn có một lượng CO<sub>2</sub> trong dòng khí rời khỏi thiết bị phản ứng.



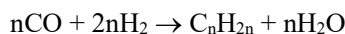
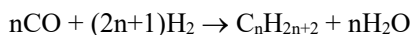
Hình 92: Các bước trong quy trình sử dụng điện để sản xuất nhiên liệu lỏng

### Đầu vào

Đầu vào chính là khí tổng hợp có chứa H<sub>2</sub> và CO đi qua phản ứng xúc tác. Quá trình này không cần có điện hoặc nhiệt đầu vào vì FT là quá trình tỏa ra rất nhiều nhiệt lượng.

### Đầu ra

Quá trình tổng hợp FT tạo ra nhiều sản phẩm khác nhau, tùy thuộc vào điều kiện phản ứng và chất xúc tác sử dụng. Các hợp chất phong phú nhất là parafin, olefin và cộn (oxygenate) như hình dưới đây [1]. Cộn có thể được loại bỏ trong quá trình xử lý sau phản ứng hoặc được sử dụng làm năng lượng để thúc đẩy quá trình.



Các phản ứng FT thường tạo ra nhiều loại cộn, olefin và hydrogencarbon parafin từ naphtha nhẹ có thể được sử dụng để sản xuất xăng, cho đến nhiên liệu máy bay, nhiên liệu diesel và các loại sáp nặng truyền thống, có thể được xử lý thêm để trở thành chất bôi trơn chất lượng cao. Có thể có sự đánh đổi giữa năng

suất sản phẩm lỏng và tính chọn lọc của sản phẩm. DeKlerk [1] đưa ra danh sách sản phẩm điển hình khi sử dụng các chất xúc tác và điều kiện vận hành khác nhau. Kết quả được thể hiện trong bảng sau.

Bảng 37: Danh sách sản phẩm của quá trình tổng hợp FT

	Sắt nhiệt độ thấp	Cobalt nhiệt độ thấp	Sắt nhiệt độ cao
	Trọng lượng %		
Khí C1 sang C2	6	7	23
C <sub>2</sub> – C <sub>4</sub>	8	5	24
Oxy hóa	4	2	10
Naphtha (C <sub>5</sub> sang C <sub>11</sub> )	12	20	33
Diesel (C <sub>12</sub> – C <sub>20</sub> )	20	22	7
Sáp (C <sub>18</sub> – C <sub>100</sub> )	50	44	-
Tổng	100	100	97

### Công suất điển hình

Công nghệ này vẫn chưa được thương mại hóa để sản xuất nhiên liệu xanh. Tuy nhiên, có những nhà máy FT thương mại sử dụng nhiên liệu hóa thạch làm đầu vào. Quy mô các nhà máy khác nhau, nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch lớn nhất là nhà máy Shells ở Qatar sản xuất 260.000 thùng/ngày (500 triệu GJ/năm). Nhà máy GTL ban đầu của Shell ở Malaysia có công suất dưới 15.000 thùng/ngày (30 triệu GJ/năm). Công việc đang được tiến hành với các thiết bị phản ứng chung cất FT nhỏ sử dụng sinh khối khí hóa. Velocys tuyên bố rằng quy mô tối ưu về mặt thương mại cho sinh khối đối với hệ thống chất lỏng FT là 1.900 bbl/ngày (72 triệu lít/năm) [4]. Nhà máy của Velocys xử lý khí bãi rác và có sản lượng 200 thùng/ngày (375.000 GJ/năm). Tính sẵn có của nguồn nguyên liệu sẽ quyết định quy mô tối đa của nhà máy.

Các nhà máy thí điểm hiện sử dụng hydrogen xanh làm nhiên liệu trong quá trình FTS, có khả năng sản xuất 160 lít nhiên liệu mỗi ngày (~1 thùng). Các nhà máy thương mại sẽ có công suất lớn hơn nhiều.

### Khả năng điều chỉnh công suất

Có rất ít công bố về hiệu suất của các nhà máy vận hành liên tục. Với áp suất và nhiệt độ cao cần thiết trong các thiết bị phản ứng và thời gian lưu của thiết bị phản ứng, có khả năng hiệu suất sẽ thay đổi khi quy trình được vận hành ở tốc độ dưới công suất thiết kế. Goldmann và cộng sự [5] cho rằng quy trình FT (bao gồm RWGS) có khả năng thích ứng thấp đối với những thay đổi trong nguồn cung chất phản ứng.

Do đó, khả năng điều chỉnh công suất công suất sẽ tương quan với chi phí vốn của hệ thống. Overtoom [6] cho rằng nhà máy Shell FT ở Malaysia cần từ hai đến ba ngày để khởi động tổ hợp và đưa vào vận hành đầy đủ. Quá trình khởi động tiêu thụ năng lượng mà không tạo ra sản phẩm và việc khởi động và ngừng máy thường xuyên có thể có tác động tiêu cực đáng kể đến hiệu suất tổng thể của hệ thống và hiệu suất kinh tế.

### Ưu điểm/nhược điểm

Điểm hấp dẫn chính của công nghệ này là nhiên liệu lỏng có mức phát thải khí nhà kính rất thấp và có thể được sử dụng trong các ứng dụng vận tải hạng nặng, vốn không thể dễ dàng điện khí hóa, để khử carbon trong lĩnh vực vận tải.

Ngoài ra, nhiên liệu lỏng, chẳng hạn như nhiên liệu FT được tạo ra bởi công nghệ này có thể được sử dụng trong cơ sở hạ tầng nhiên liệu hiện có và hấp dẫn các nhà cung cấp nhiên liệu.

Nguồn cung kém đa dạng cho FTS là một thách thức. Thách thức đặc biệt hiện hữu khi sử dụng hydrogen xanh làm đầu vào vì khả năng cung cấp điện carbon thấp có thể sẽ không liên tục, để đảm bảo vận hành liên tục khi không có điện để sản xuất hydrogen, cần lưu trữ hydrogen. Tuy nhiên, lưu trữ hydrogen, đặc biệt là ở quy mô lớn hơn, sẽ làm tăng đáng kể chi phí vốn. Lưu trữ carbon dioxide cũng có thể cần đến tùy thuộc vào sự ổn định của nguồn cung.

Thêm vào đó, một thách thức lớn là đầu vào của khí tổng hợp bền vững. FTS được thương mại hóa ở quy mô lớn, ví dụ, khí hóa sinh khối tuy nhiên chỉ được vận hành ở quy mô nhỏ. Do đó, xác định quy mô phù hợp để kết hợp hai hệ thống là một thách thức về mặt kỹ thuật và kinh tế.

### Môi trường

Tính bền vững của sản phẩm sẽ phụ thuộc vào đầu vào sinh khối hoặc cường độ carbon của việc sử dụng năng lượng để sản xuất nhiên liệu.

Nhiên liệu được sản xuất không có lưu huỳnh, ít chất thơm và được coi là đốt sạch. Hàm lượng năng lượng thể tích thấp hơn khoảng 10% so với nhiên liệu diesel do mật độ thấp hơn.

### Nghiên cứu và phát triển

FT là công nghệ chín muồi, tuy nhiên vẫn chưa được trình diễn kết hợp với công nghệ sản xuất khí tổng hợp xanh. Do đó, quy trình sản xuất nhiên liệu xanh thông qua FTS ở quy mô lớn được mô tả trong chương này vẫn là một công nghệ đang trong giai đoạn nghiên cứu và phát triển. Có mức độ không chắc chắn đáng kể về hiệu suất và chi phí của công nghệ. Có khả năng cải thiện năng suất và giảm chi phí dựa trên kinh nghiệm rút ra từ dự án trình diễn công nghệ và khi công nghệ được áp dụng ở quy mô thương mại.

### Ví dụ về những dự án hiện có

Ở châu Âu, Repotec, một công ty của Áo, đã tham gia với Gussing Gassifier, dự án GoBiGas SNG ở Thụy Điển và nhà máy sản xuất điện từ khí hóa gỗ Senden ở Đức.

Ở Đan Mạch, B&W Vølund đã xây dựng nhà máy khí hóa gỗ tại Harboøre nhưng hiện chưa có tài liệu tham khảo nào về công nghệ này.

Công ty Anh-Mỹ, Velocys đang nghiên cứu sản xuất nhiên liệu cho phương tiện vận tải hạng nặng và nhiên liệu máy bay từ chất thải và gỗ tại các nhà máy FT. Công ty đang thúc đẩy công nghệ FT quy mô nhỏ hơn, ban đầu do Phòng thí nghiệm Quốc gia Tây Bắc Thái Bình Dương ở Bang Washington, Hoa Kỳ phát triển. Dự án đầu tiên sử dụng khí bãi rác nhưng hiện công ty đang làm việc với ThermoChem Recovery International về các hệ thống khí hóa sinh khối gỗ kết hợp với công nghệ Velocys FT [11]. Cả hệ thống sẽ sản xuất 1.400 thùng/ngày các sản phẩm FT. Để đạt sản lượng đó, sẽ cần 1.000 tấn gỗ mỗi ngày.

Hiện tại công ty đang phát triển một nhà máy với sản lượng xấp xỉ 95.000 m<sup>3</sup> nhiên liệu máy bay/năm và sản xuất naphtha ở Mỹ và ở Anh với sản lượng hàng năm xấp xỉ 75.000 m<sup>3</sup> nhiên liệu máy bay và naphtha.

Hiện chỉ có hai nhà máy thí điểm sản xuất điện bằng công nghệ tổng hợp FT đang vận hành [12,13] và các nhà máy này không công bố dữ liệu hiệu suất. Sản lượng đạt mức 100 lít mỗi ngày. Sunfire lần đầu tiên sản xuất các sản phẩm chung cất FT tại các cơ sở nghiên cứu tại Dresden, Đức vào năm 2015. Họ đã sử dụng CO<sub>2</sub> từ quá trình thu khí trực tiếp và một hệ thống điện phân oxit rắn để sản xuất hydrogen. Công ty công bố hiệu suất lên tới 70% đối với công nghệ sản xuất chất lỏng từ điện nhưng không đưa ra chi tiết tính toán. Carbon Engineering [12], công ty vận hành nhà máy thứ hai, cũng sử dụng công nghệ thu giữ CO<sub>2</sub> trực tiếp bằng việc đốt khí của riêng họ, nhưng sử dụng thiết bị điện phân kiềm cho hydrogen. Công ty cũng không cung cấp dữ liệu hiệu suất kỹ thuật.

Các ví dụ khác về các dự án phát triển có thể được tìm thấy trong phần “Ví dụ về các dự án hiện tại”.

### Ước tính số liệu

Các nghiên cứu trước đây đã điều tra chi phí sản xuất nhiên liệu xanh bằng FTS. Tuy nhiên, hầu hết các nghiên cứu bao gồm chi phí sản xuất khí tổng hợp.

Ví dụ, [10] đã tiến hành phân tích chi phí đầu tư nhà máy khí hóa để sản xuất nhiên liệu lỏng bằng công nghệ tổng hợp FT. Tuy nhiên, ước tính này bị giới hạn trong phạm vi nhà máy khí hóa cụ thể đang được xem xét. Tổng quan sau đây về chi phí đầu tư dựa trên những phát hiện này.

Tài liệu tham khảo	Chi phí đầu tư (Triệu USD 2019)	MW sản xuất nhiên liệu	Chi phí/MW nhiên liệu (Triệu USD 2019)
--------------------	------------------------------------	---------------------------	---

Holmgren và cộng sự (2015) (bao gồm hệ thống loại bỏ tạp chất)	591	191	3,09
Johansson và cộng sự (2013)	652	223	2,92
Haarlemmer và cộng sự (2012)	1.112	197	5,64
Liu và cộng sự (2011)	921	286	3,22
Hamelinck và cộng sự. (2004), Hamelinck và cộng sự (2003)	446	172,7	2,58
Hannula và Kurkela (2013)	447	157	2,85
Tijmensen và cộng sự (2002)	574	169	3,40
Swanson và cộng sự (2010)	634	150	4,23
Van Vliet và cộng sự (2009)	518	190	2,72
Tunã và Hulteberg (2014)	894	182	4,91
Giá trung bình cho mỗi MW		3,27	

Chương về Nhiên liệu lỏng từ quá trình khí hóa sinh khối và Fischer Tropsch trong Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch cũng bao gồm chi phí của nhà máy khí hóa.

Chi phí đầu tư [Triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	2018 (cũ)	2020	2030	2050
Giá trung bình [10] bao gồm nhà máy khí hóa	3,27 (2,58-5,64)			
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch Nhiên liệu lỏng từ quá trình khí hóa sinh khối và Fischer Tropsch (2018) – bao gồm thiết bị khí hóa	4,74 (2015)	4,74	4,27	3,79

Chi phí của quá trình Fischer-Tropsch (FT) sản xuất nhiên liệu lỏng từ hydrogen, như được trình bày chi tiết trong chương về sản xuất nhiên liệu máy bay từ hydrogen của Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch, là một nguồn tài nguyên quý giá để đánh giá chi phí ước tính của FT sử dụng đầu vào tái tạo. Một nguồn khác [14] đã ước tính chi phí của FT với các thiết kế thiết bị phản ứng khác nhau sử dụng đầu vào là than hoặc sinh khối. [14] nhận thấy rằng quy trình FT phát sinh chi phí cao hơn khi sử dụng khí tổng hợp được tạo ra từ quá trình khí hóa sinh khối, trái ngược với khí tổng hợp đầu vào truyền thống có nguồn gốc từ nhiên liệu carbon hóa thạch, trong trường hợp này là than đá. Mặc dù nguồn [14] này cho thấy chi phí đầu tư thấp hơn đáng kể so với ước tính của Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch, nhưng đây là ấn phẩm cũ hơn và do đó, Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch được xuất bản vào tháng 5 năm 2020 cung cấp ước tính tốt nhất hiện có về chi phí đầu tư.

Cẩm nang công nghệ Việt Nam năm 2026 đã cập nhật lại toàn bộ các dự báo chi phí theo quy đổi USD năm 2025.

Chi phí đầu tư [Triệu USD /MW]	2018 (cũ)	2020	2025	2030	2050
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2026			2,88	2,19	1,23
Cẩm nang công nghệ Việt Nam 2023		2,31		1,76	0,99
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch: sản xuất nhiên liệu máy bay từ hydrogen (2020)		2,31		1,76	0,99
FT Island + nâng cấp naphtha (đầu vào sinh khối) 2010 [14]	1,25				

Ước tính chi phí đầu tư được trình bày trong tài liệu có thể được phân loại thành ước tính Nhóm 5 hoặc Nhóm 4 [9]. Hệ thống phân loại ước tính chi phí ảnh xạ các pha và giai đoạn ước tính chi phí dự án cùng với một ma trận chất lượng và mức độ chín muồi, có thể được áp dụng trong nhiều ngành khác nhau. Các Nhóm từ Nhóm 1 (Ước tính hoặc Giá thầu với Đơn giá và Bóc tách chi tiết) đến Nhóm 5 (Sàng lọc ý tưởng bằng cách sử dụng các mô hình hoặc xét đoán tham số có hệ số). Ước tính Nhóm 5 có Mức độ không chắc

chấn ở mức thấp từ -20 đến -50% và ở mức cao từ +30 đến +100%. Ước tính chi phí đầu tư Nhóm 4 là ước tính khả thi với dải phạm vi hẹp hơn, từ -15 đến -30% Thấp hơn và +20 đến +50% Cao hơn.

## Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này phần lớn dựa trên Catalog Công nghệ Đan Mạch “*Dữ liệu công nghệ cho nhiên liệu tái tạo*”.

- [1] de Klerk, A., Nhiên liệu giao thông: Các quy trình chuyển hóa sinh khối, than, khí và chất thải thành chất lỏng. Trong Tạp chí Future Energy (trang 245-270). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-099424-6.00012-0>, 2014.
- [2] Navas-Anguita, Z., Cruz, P. L., Martín-Gamboa, M., Iribarren, D., & Dufour, J. Mô phỏng và đánh giá vòng đời của nhiên liệu tổng hợp được sản xuất thông qua quá trình chuyển hoá khô khí sinh học và tổng hợp Fischer- Tropsch. Tạp chí Fuel, 235, 1492–1500. doi:10.1016/j.fuel.2018.08.147, 2019.
- [3] Công nghệ nhiệt phân methane, Sản xuất hydrogen không phát thải CO<sub>2</sub>. <https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-fuels-andfeedstock/hydrogen-for-a-sustainable-energy-supply/optimising-production-hydrogen-embermethane-pyrolysis/>
- [4] Pretorius, J. và de Klerk, A. Vòng đời của chất xúc tác Fischer– Tropsch. Trong Quá trình Fischer- Tropsch sản xuất nhiên liệu và cấp liệu xanh hơn (eds PM Maitlis và A. de Klerk). doi:10.1002/9783527656837.ch13, 2013.
- [5] Goldmann, A., Sauter, W., Oettinger, M., Kluge, T., Schröder, U., Seume, J., Friedrichs, J. and Dinkelacker, F., Nghiên cứu về nhiên liệu sản xuất từ điện, ứng dụng trong hàng không. Energies, 11(2), tr.392. <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/392/pdf>, 2018.
- [6] Overtoom, R., Fabricius, N. và Leenhouts, W., Shell GTL, từ quy mô thí điểm đến quy mô thế giới. Trong Kỷ yếu của Hội nghị chuyên đề về xử lý khí thường niên lần thứ nhất (trang 378-386). <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53292-3.50046-8>, 2009, tháng 1.
- [7] Li X, Rubæk GH, Müller- Stöver DS, Thomsen TP, Ahrenfeldt J và Sørensen P. Thực vật có sẵn đốt pho trong năm loại than sinh học khí hóa. Front. Sustain. Food Syst. 1:2. <https://www.doi.org/10.3389/fsufs.2017.00002>, 2017.
- [8] Mesfun, SA. Sản xuất chất lỏng từ sinh khối ( BtL ) trong quá trình Fischer- Tropsch – đánh giá tóm tắt. Diễn đàn đổi mới và công nghệ châu Âu (Năng lượng sinh học) tr, 21, 2021.
- [9] AACE International, Hệ thống phân loại ước tính chi phí – áp dụng trong thiết kế, mua sắm và xây dựng cho các ngành công nghiệp. [https://www.costengineering.eu/Downloads/articles/AACE\\_CLASSIFICATION\\_SYSTEM.pdf](https://www.costengineering.eu/Downloads/articles/AACE_CLASSIFICATION_SYSTEM.pdf), 2005.
- [10] Holmgren, K., Ước tính chi phí đầu tư cho hệ thống sản xuất nhiên liệu sinh học dựa trên khí hóa, 2015.
- [11] Velocys, Thành lập liên minh chiến lược với TRI. <http://www.velocys.com/Setupof-a-strategic-alliance-with-tri/>, 2017.
- [12] Carbon Engineering, Trình diễn thí điểm công nghệ AIR TO FUELSTM. <https://carbonengineering.com/history-trajectory/>, 2017.
- [13] Sunfire, Nhiên liệu trung hoà carbon được sản xuất từ không khí và điện. <https://www.sunfire.de/en/company/news/detail/carbon-neutral-fuels-from-air-and-electricpower>, 2019
- [14] Liu, G., Larson, ED, Williams, RH, Kreutz, TG, & Guo, X., Sản xuất nhiên liệu và điện từ than đá và sinh khối trong quá trình Fischer–Tropsch: phân tích hiệu suất và chi phí. Energy & Fuels, 25(1), 415-437, 2011.
- [15] ETIP Bioenergy, tổng hợp Fischer-Tropsch, URL: [https://www.etipbioenergy.eu/images/ETIP\\_B\\_Factsheet\\_FT\\_R1.pdf](https://www.etipbioenergy.eu/images/ETIP_B_Factsheet_FT_R1.pdf), 2021
- [16] Sunfire, Sunfire sản xuất nhiên liệu tổng hợp từ không khí, nước và điện xanh, 2015.
- [17] [https://www.sunfire.de/en/company/news?file=files/sunfire/images/content/company/press/archive/2015\\_Apr\\_Sunfire%20now%20produces%20synthetic%20fuel%20from%20air.pdf](https://www.sunfire.de/en/company/news?file=files/sunfire/images/content/company/press/archive/2015_Apr_Sunfire%20now%20produces%20synthetic%20fuel%20from%20air.pdf)
- [18] NASA, Thí nghiệm của NASA: Nhiên liệu sinh học hàng không có thể giảm các đám mây làm nóng khí hậu. <https://climate.nasa.gov/news/2601/nasa-test-jet-biofuel-may-reduce-climate-warming-clouds/>, 2017
- [19] Kỹ thuật carbon, Giới thiệu kỹ thuật carbon, 2019. [https://ww3.arb.ca.gov/cc/scopingplan/meetings/121119/cc\\_en\\_ccapture\\_dec2019.pdf](https://ww3.arb.ca.gov/cc/scopingplan/meetings/121119/cc_en_ccapture_dec2019.pdf)
- [20] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics, Chi phí tương lai của nhiên liệu tổng hợp bằng điện. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/the-futurecost-of-electricity-based-synthetic-fuels-1/>, 2018.
- [21] Schmidt, P., Batteiger, V., Roth, A., Weindorf, W. and Raksha, T., Điện thành nhiên liệu – Lựa chọn nhiên liệu tái tạo cho hàng không: Đánh giá. Chemie Ingenieur Technik, 90(1-2), pp.127-140. <https://doi.org/10.1002/cite.201700129>, 2018.

## Bảng số liệu

Sản xuất nhiên liệu máy bay từ hydrogen										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	2025		2050		Ghi chú	TL tham khảo
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tổng quy mô nhà máy điển hình	1.000 nghìn tấn chất lỏng FT/năm	2,00	13,00	165,00	3,0	82,5	247,5	3,0	A, B,	1, 2, 3
Tổng quy mô nhà máy điển hình	MW	3,10	20,50	259,60	4,7	129,8	389,4	4,7	A, B, C	1, 2
<b>Đầu vào</b>										
Tiêu thụ CO <sub>2</sub>	tấn/tấn chất lỏng FT	4,30	3,90	3,30	4,7	3,3	3,6	4,7	C, D, E	
Tiêu thụ hydrogen	MWh/MWh tổng đầu vào	100%	100%	100%	1,2	0,7	1,2	1,2	E	
Điện năng tiêu thụ	MWh/MWh tổng đầu vào	0,50%	0,50%	0,50%	0,0	0,0	0,0	0,0	E	
<b>Đầu ra</b>										
Đầu ra chất lỏng FT	MWh/MWh tổng đầu vào	0,65	0,70	0,75	0,8	0,6	0,9	0,8	F, G, O	1, 2
Ngừng máy bắt buộc	%	0	0	0					I	
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần mỗi năm	3								1
Tuổi thọ kỹ thuật	năm	25								
Thời gian xây dựng	năm	2								
<b>Số liệu kinh tế (USD2025)</b>										
Suất đầu tư	Tr. USD/MW chất lỏng/năm	2,88	2,19	1,23	4,3	0,9	1,5	4,3	G, J	1, 2, 4, 5
- trong đó thiết bị	%	75	75	75					K	
- trong đó lắp đặt	%	25	25	25						
Chi phí VH&BD cố định	USD/MWh chất lỏng	23,14	17,39	10,13	25,5	9,1	11,1	25,5	L	1
Chi phí VH&BD biến đổi	USD/MWh chất lỏng	7,26	5,75	2,88	8,0	2,6	3,2	8,0	M	4
<b>Số liệu riêng của công nghệ</b>										
Suất đầu tư	USD/l chất lỏng FT/năm	4,52	3,42	1,92	6,8	1,4	2,4	6,8	G, J	1, 2, 4, 5
- trong đó thiết bị	%	75	75	75					K	
- trong đó lắp đặt	%	25	25	25						
Chi phí VH&BD cố định	USD/l chất lỏng FT	0,22	0,16	0,10	0,2	0,1	0,1	0,2	L	1
Chi phí VH&BD biến đổi	USD/l chất lỏng FT	0,07	0,05	0,03	0,1	0,0	0,0	0,1	M	4
Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-	-	-	-	-		

### Ghi chú

- A. Dải quy mô của nhà máy dựa trên các báo cáo của Schmidt và Mortensen và các phân tích khác trong tài liệu. Mở rộng quy mô là giả định của chúng tôi.
- B. Lượng CO<sub>2</sub> khả dụng sẽ quyết định quy mô tối đa của nhà máy.
- C. Chuyển đổi sang MW dựa trên 8.000 giờ hoạt động mỗi năm và sản lượng của tất cả các loại nhiên liệu lỏng. Giá trị chuyển đổi được làm tròn. Một số báo cáo chi dựa trên 4.000 giờ hoạt động.
- D. Hiệu suất carbon trong các tài liệu nằm trong khoảng từ 75 đến 95%. Giả sử rằng các nhà máy ban đầu có hiệu suất carbon thấp và tăng dần theo thời gian.
- E. Mẫu số của chất lỏng FT là tổng sản lượng nhiên liệu lỏng.
- F. Điện là năng lượng đầu vào duy nhất. Cần sử dụng điện cho bơm, máy nén và các trang thiết bị khác bên cạnh hệ thống sản xuất hydrogen.
- G. Hiệu suất chất lỏng FT tăng lên khi hiệu quả sản xuất hydrogen tăng lên nhờ áp dụng các công nghệ hiệu quả hơn. Năm 2020 và 2030 giả định hệ thống điện phân kiềm, năm 2040 dựa trên hệ thống PEM và năm 2050 giả định dựa trên SOEC. Giả định mức cải tiến của quá trình tổng hợp FT là hạn chế, mặc dù tính chọn lọc của nhiên liệu máy bay có thể cải thiện theo thời gian.
- H. Tính toán của tác giả.
- I. Điều này sẽ phụ thuộc vào mức độ lưu trữ hydrogen và tần suất của các khoảng thời gian điện dư thấp nằm ngoài phạm vi được sử dụng để tính toán lượng lưu trữ hydrogen cần thiết.
- J. Chi phí vốn giảm xuống khi quy mô nhà máy tăng lên và theo đường cong học tập công nghệ. Đã bao gồm chi phí lưu trữ hydrogen (10% chi phí vốn) nhưng không được xác định quy mô trong tài liệu tham khảo. Không giả định có lưu trữ CO<sub>2</sub>.
- K. Giả thiết của tác giả.
- L. Dựa trên 5% chi phí đầu tư.
- M. Dựa trên 1,5% chi phí đầu tư. Không bao gồm chi phí năng lượng và carbon dioxide.
- N. Tỷ lệ phân bố hợp lý các nhiên liệu FT có thể xem xét là 60% nhiên liệu máy bay, 20% xăng và 20% các sản phẩm nhẹ hơn (LPG và khí nhiên liệu), nhưng tỷ lệ phân bố các sản phẩm đầu ra có thể có sự khác biệt rất lớn tùy theo thiết kế của nhà máy, chất xúc tác và các điều kiện vận hành.

### Tài liệu tham khảo

1. Sunfire, Sunfire hiện sản xuất nhiên liệu tổng hợp từ không khí, nước và điện năng xanh, 2015. Trực tuyến: [https://www.sunfire.de/en/company/news?file=files/sunfire/images/content/company/press/archive/2015\\_Apr\\_Sunfire%20now%20produces%20synthetic%20fuel%20from%20air.pdf](https://www.sunfire.de/en/company/news?file=files/sunfire/images/content/company/press/archive/2015_Apr_Sunfire%20now%20produces%20synthetic%20fuel%20from%20air.pdf)
2. NASA, Thử nghiệm của NASA: Nhiên liệu sinh học cho máy bay có thể giảm mây gây ấm lên khí hậu, 2017. Trực tuyến: <https://climate.nasa.gov/news/2601/nasa-test-jet-biofuel-may-reduce-climate-warming-clouds/>
3. Carbon Engineering, Giới thiệu về Carbon Engineering, 2019. Trực tuyến: [https://ww3.arb.ca.gov/cc/scopingplan/meetings/121119/ce\\_cn\\_ccapture\\_dec2019.pdf](https://ww3.arb.ca.gov/cc/scopingplan/meetings/121119/ce_cn_ccapture_dec2019.pdf)
4. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende và Frontier Economics, Chi phí tương lai của nhiên liệu tổng hợp dựa trên điện, 2018. Trực tuyến: <https://www.agora-energiwende.de/en/publications/the-futurecost-of-electricity-based-synthetic-fuels-1/>
5. Schmidt, P., Batteiger, V., Roth, A., Weindorf, W. và Raksha, T., Power-to-Liquids như một lựa chọn nhiên liệu tái tạo cho ngành hàng không: Tổng quan, Chemie Ingenieur Technik, 90(1-2), tr. 127–140, 2018. <https://doi.org/10.1002/cite.201700129>

## PHỤ LỤC 1: PHƯƠNG PHÁP LUẬN – MÔ TẢ ĐỊNH TÍNH

Các công nghệ được mô tả trong cẩm nang này bao gồm cả những công nghệ đã rất trưởng thành và những công nghệ được kỳ vọng sẽ cải thiện đáng kể trong các thập kỷ tới, cả về hiệu suất và chi phí. Điều này có nghĩa là chi phí và hiệu suất của một số công nghệ có thể được ước tính với mức độ chắc chắn tương đối cao, trong khi đối với các công nghệ khác, cả chi phí và hiệu suất hiện tại cũng như trong tương lai đều đi kèm với mức độ bất định cao. Tất cả các công nghệ được phân nhóm vào một trong bốn cấp độ phát triển công nghệ (được mô tả trong phần nghiên cứu và phát triển), phản ánh mức độ tiên bộ công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai và mức độ bất định liên quan đến các dự báo về chi phí và hiệu suất.

Phạm vi của dữ liệu chi phí và hiệu suất bao gồm tài sản phát điện cùng với hạ tầng cần thiết để truyền tải năng lượng đến lưới điện chính. Đối với điện năng, điểm đầu nối này là trạm biến áp gần nhất của lưới truyền tải. Điều này có nghĩa là công suất tính theo MW là công suất điện ròng cung cấp, tức là sản lượng điện phát ra trừ đi phần điện tự dùng của nhà máy. Do đó, các giá trị hiệu suất cũng là hiệu suất ròng.

Mỗi công nghệ được trình bày trong một phiếu công nghệ riêng biệt, theo cấu trúc được mô tả dưới đây.

### Mô tả định tính

Phần mô tả định tính trình bày các đặc điểm chính của công nghệ một cách ngắn gọn nhất có thể. Các đoạn nội dung sau đây được đưa vào khi phù hợp với từng công nghệ.

#### Mô tả công nghệ

Mô tả tóm tắt cho những người không phải kỹ sư về cách hoạt động và mục đích của công nghệ.

#### Đầu vào

Các nguyên liệu thô chính và các dạng năng lượng được tiêu thụ bởi công nghệ hoặc cơ sở, như điện, nhiệt hoặc nhiên liệu. Đối với các công nghệ nhiên liệu tái tạo và Power-to-X, nội dung này bao gồm các nguyên liệu đầu vào chính và năng lượng cần thiết cho quá trình chuyển đổi. Các đặc tính liên quan của đầu vào, như độ ẩm của nhiên liệu hoặc nhiệt độ yêu cầu của nguồn nhiệt đầu vào, được nêu rõ khi phù hợp. Các đầu vào phụ trợ, như enzyme hoặc hóa chất hỗ trợ quá trình, cũng được đề cập và mô tả vai trò đóng góp nếu được xem là cần thiết.

Đối với các công nghệ lưu trữ năng lượng, đầu vào là dạng năng lượng được lưu trữ, chẳng hạn như điện, nước nóng hoặc nhiên liệu khí. Do các công nghệ lưu trữ thường lưu trữ và sau đó giải phóng cùng một dạng năng lượng, phần mô tả đầu vào và đầu ra trong một số chương công nghệ được kết hợp thành một mục chung “Đầu vào/Đầu ra”.

#### Đầu ra

Dạng năng lượng chính được tạo ra bởi công nghệ, cùng với các sản phẩm đồng sinh hoặc phụ phẩm, như nhiệt công nghệ. Đối với các công nghệ nhiên liệu tái tạo và Power-to-X, nội dung này bao gồm loại nhiên liệu hoặc dạng năng lượng được sản xuất và các sản phẩm đồng sinh liên quan. Các đặc tính của đầu ra, như nhiệt độ của dòng nhiệt, được nêu rõ khi phù hợp. Các đầu ra không phải năng lượng cũng có thể được mô tả khi cần thiết.

Đối với các công nghệ lưu trữ năng lượng, đầu ra là năng lượng được giải phóng từ hệ thống lưu trữ, thường là cùng dạng năng lượng với đầu vào. Vì lý do này, trong một số chương công nghệ, phần mô tả đầu vào và đầu ra được kết hợp thành một mục chung “Đầu vào/Đầu ra”.

#### Cân bằng năng lượng

Cân bằng năng lượng thể hiện các dòng năng lượng đầu vào và đầu ra chính của công nghệ, bao gồm cả phần tiêu thụ năng lượng phụ trợ và các tổn thất năng lượng. Đối với các công nghệ nhiên liệu xanh và Power-to-X, cân bằng năng lượng minh họa quá trình chuyển đổi năng lượng và nguyên liệu đầu vào thành dạng năng lượng được sản xuất và các sản phẩm đồng sinh có thể có, thường được trình bày dưới dạng sơ đồ minh họa thể hiện phân bổ các dòng năng lượng đầu vào, đầu ra và tổn thất. Đối với các công nghệ lưu trữ năng lượng, cân bằng năng lượng tập trung vào các dòng năng lượng liên quan đến quá trình nạp và xả của hệ thống lưu trữ, bao gồm các nguồn tổn thất năng lượng chính và hiệu suất tổng thể. Hàm lượng năng lượng của nhiên liệu được biểu thị theo giá trị nhiệt trị thấp (LHV).

## Công suất điển hình

Công suất điển hình của công nghệ được nêu cho một nhà máy, cơ sở hoặc đơn vị lưu trữ đơn lẻ, phản ánh quy mô phổ biến trong thực tế thay vì công suất tối đa. Trong trường hợp có nhiều quy mô được sử dụng phổ biến, có thể trình bày một số mức công suất điển hình, ví dụ như lớn, trung bình và nhỏ.

Đối với các công nghệ lưu trữ, các đặc tính điển hình cũng được mô tả cùng với công suất, bao gồm:

- Dung lượng lưu trữ năng lượng (MWh): Lượng năng lượng có thể được lưu trữ
- Công suất nạp và xả (MW): Tốc độ mà năng lượng có thể được nạp vào hoặc xả ra
- Mật độ năng lượng và năng lượng riêng (Wh/m<sup>3</sup> và Wh/kg)

Đối với một số công nghệ lưu trữ, cần duy trì một mức năng lượng tối thiểu trong hệ thống (ví dụ: trạng thái sạc tối thiểu của pin hoặc khí đệm trong kho lưu trữ khí). Trong các trường hợp này, chỉ dung lượng lưu trữ hữu ích – tức là phần năng lượng có thể sử dụng giữa mức tối đa và tối thiểu – được trình bày.

Các khoảng giá trị của các thông số cũng có thể được đưa ra khi tồn tại nhiều quy mô điển hình khác nhau.

## Thời gian lưu trữ điển hình

Phần này chỉ áp dụng cho các công nghệ lưu trữ năng lượng.

Nội dung trình bày mô tả định tính về khoảng thời gian mà năng lượng thường được lưu trữ trong hệ thống, gắn liền với ứng dụng và các dịch vụ mà công nghệ cung cấp. Thời gian lưu trữ thường dao động từ vài giờ hoặc vài ngày đến các khoảng thời gian dài hơn như vài tháng hoặc thậm chí vài năm.

## Khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ/Khả năng điều chỉnh công suất

Phần này mô tả khả năng của công nghệ trong việc phản ứng với các thay đổi của cung hoặc cầu, đặc biệt liên quan đến các công nghệ hydrogen sử dụng điện làm đầu vào và các công nghệ lưu trữ điện. Nội dung bao gồm các đặc tính vận hành ở tải một phần, tốc độ khởi động và thời gian đáp ứng. Khi phù hợp, các tác động của vận hành ở tải thấp hoặc điều chỉnh nhanh đến hao mòn thiết bị và chi phí vận hành cũng được đề cập.

Đối với các công nghệ lưu trữ điện, phần mô tả định tính cũng có thể bao gồm khả năng cung cấp các dịch vụ bổ sung cho hệ thống điện, như quán tính hệ thống, công suất ngắn mạch, khả năng khởi động đen (black start), điều khiển điện áp và giảm dao động hệ thống (PSS), khi công nghệ phù hợp với các ứng dụng yêu cầu công suất cao.

## Ưu điểm/nhược điểm

Phần này cung cấp mô tả về các ưu điểm và nhược điểm cụ thể so với các công nghệ tương đương. Các ưu điểm mang tính chung chung sẽ không được đề cập; ví dụ, các lợi ích như giảm thiểu rủi ro khí hậu hoặc tăng cường an ninh cung cấp không được bao gồm.

## Yêu cầu không gian

Nhu cầu sử dụng không gian thể hiện diện tích cần thiết để lắp đặt công nghệ, được biểu thị theo đơn vị trên mỗi đơn vị công suất. Đối với các nhà máy sản xuất nhiên liệu tái tạo, chỉ tiêu này thường được biểu thị bằng 1.000 m<sup>2</sup> trên mỗi MW công suất nhiệt, trong khi đối với các công nghệ lưu trữ, được biểu thị bằng m<sup>2</sup> trên mỗi MWh. Chỉ tiêu nhu cầu không gian có thể được sử dụng, ví dụ, để ước tính chi phí thuê đất; tuy nhiên, chi phí này không được bao gồm trong chi phí tài chính do phụ thuộc nhiều vào vị trí cụ thể của dự án.

## Tiêu thụ nước

Mức tiêu thụ nước được biểu thị bằng l/MWh và bao gồm lượng nước sử dụng trực tiếp trong quá trình vận hành nhà máy/cơ sở, chẳng hạn như nước dùng cho làm mát hoặc cho quá trình chuyển đổi năng lượng. Giá trị này không bao gồm lượng nước sử dụng trong quá trình chế tạo hoặc xây dựng thiết bị và hạ tầng của công nghệ, nội dung này thường được xem xét trong các phân tích vòng đời (life cycle analysis).

Tuy nhiên, khi phù hợp, phần mô tả định tính cũng có thể đề cập đến mức tiêu thụ nước theo vòng đời nhằm hỗ trợ so sánh giữa các công nghệ.

## Môi trường

Các đặc tính môi trường cụ thể và các tác động đến tài nguyên của công nghệ được mô tả, ví dụ như phát thải ra không khí, đất hoặc nước, cũng như việc sử dụng các vật liệu quan trọng, hiếm hoặc độc hại. Khi phù hợp, các tác động đặc thù của từng công nghệ cũng có thể được đề cập, chẳng hạn như rò rỉ methane đối với lưu trữ khí hoặc hồ chứa thủy điện, hoặc thời gian hoàn vốn năng lượng (energy payback time) đối với sản xuất nhiên liệu tái tạo.

## Nghiên cứu và phát triển

Phần này liệt kê những thách thức quan trọng nhất từ quan điểm nghiên cứu và phát triển. Cụ thể những triển vọng nghiên cứu và phát triển của Việt Nam sẽ được nhấn mạnh nếu có liên quan.

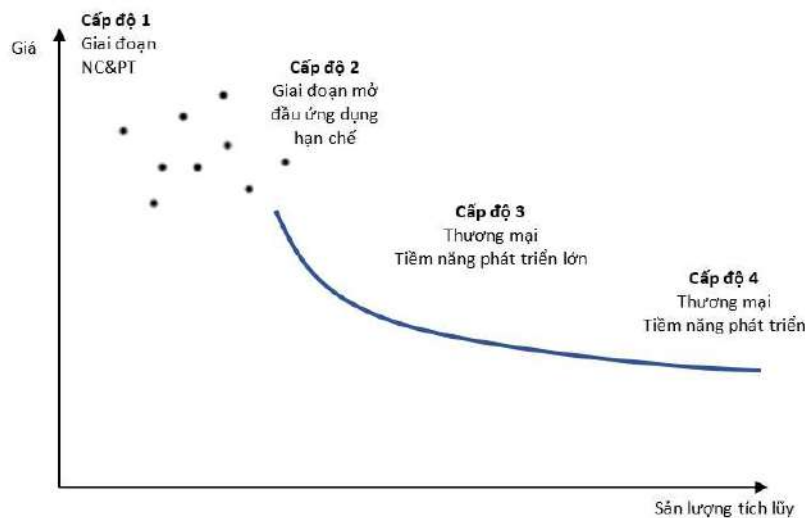
Tiềm năng cải tiến công nghệ có liên quan đến mức độ chín muồi của công nghệ. Do đó, phần này cũng bao gồm mô tả về tiến độ phát triển công nghệ và thương mại của công nghệ. Các công nghệ được phân loại thuộc một trong số bốn cấp độ phát triển chín muồi của công nghệ như ở dưới đây.

**Cấp độ 1.** Những công nghệ đang ở trong *giai đoạn nghiên cứu và phát triển*. Mức độ không chắc chắn liên quan đến giá và hiệu quả hoạt động hiện nay và trong tương lai là rất lớn.

**Cấp độ 2.** Những công nghệ ở trong *giai đoạn mở đường*. Thông qua các hệ thống trình diễn hoặc những nhà máy bán thương mại, công nghệ được chứng minh là hoạt động được. Do áp dụng hạn chế, giá và hiệu suất hoạt động của công nghệ vẫn có mức độ không chắc chắn cao vì vẫn cần phải phát triển và thương mại hóa. (v.d. khí hóa sinh khối).

**Cấp độ 3.** Những công nghệ thương mại có mức độ triển khai khiêm tốn cho đến nay. Giá và hiệu suất hoạt động của công nghệ hiện tại đã được biết rõ. Những công nghệ này được cho là có tiềm năng phát triển lớn và do đó có mức độ không chắc chắn đáng kể liên quan đến giá và hiệu suất hoạt động trong tương lai (v.d. các tuabin gió ngoài khơi).

**Cấp độ 4.** Những công nghệ thương mại có mức độ triển khai rộng cho đến nay. Giá và hiệu suất hoạt động hiện tại đã được biết rõ, và bình thường chỉ trông đợi những cải tiến từng bước nhỏ. Do đó, giá và hiệu suất hoạt động tương lai cũng có thể được dự báo với mức độ chắc chắn tương đối cao (v.d. điện than, tuabin khí).



Hình 93: Các giai đoạn phát triển công nghệ. Tương quan giữa sức lượng tích lũy (MW) và giá.

## Ví dụ về những dự án hiện có

Những đổi mới công nghệ gần đây trong vận hành thương mại đầy đủ cần được nêu cùng với tham chiếu và liên kết đến các thông tin thêm. Đây không nhất thiết phải là nhà máy tốt nhất đã có (BAT), mà đại diện cho dự án điển hình nhất đang được vận hành.

Thông tin về các thông số chung, đặc tính kỹ thuật, nhiên liệu hoặc vốn đầu tư được thu thập từ các nguồn như báo cáo thiết kế cơ sở/thiết kế kỹ thuật do các nhà máy điện cung cấp, cũng như các tài liệu tham khảo từ trang thông tin của các dự án.

Đối với các công nghệ chưa hình thành tiêu chuẩn thị trường, việc tham chiếu được thực hiện dựa trên công nghệ tốt nhất hiện có từ các dự án nghiên cứu và phát triển (R&D).

### **Ước tính số liệu**

Trong phần này, các dự báo chi phí *đầu tư* ước tính từ các nguồn khác nhau được so sánh, nếu phù hợp. Tùy trường hợp, có thể các dự án địa phương sẽ được đưa vào cùng với các dự án quốc tế từ các nguồn được công nhận (ví dụ: IRENA). Phần trên cùng của bảng là số liệu chi phí đề xuất được tô đậm. Các số liệu chi phí đầu tư tại địa phương được sử dụng nếu có sẵn, nếu số liệu này không có sẵn thì chúng tôi lấy từ kết quả của Hợp đồng mua bán điện, kết quả đấu giá và/hoặc cơ chế hỗ trợ.

Có thể kỳ vọng chi phí giảm và hiệu suất được cải thiện đối với hầu hết các công nghệ trong tương lai.

Các dự báo chi phí dựa trên phương pháp đường cong học tập được thực hiện để ước tính chi phí cho các năm 2030 (2040) và 2050. Quá trình học tập công nghệ được xây dựng dựa trên một tỷ lệ học tập nhất định và lộ trình triển khai công suất theo Kịch bản Chính sách hiện hành (Stated Policies Scenario – STEPS) của IEA. Mỗi công nghệ được chuẩn hóa với mức chi phí bằng 100% vào năm 2025 (năm cơ sở); các giá trị nhỏ hơn 100% cho các năm 2030 và 2050 thể hiện mức độ học tập công nghệ, tức là mức giảm chi phí tương đối so với năm cơ sở.

Để có giải thích đầy đủ về phương pháp được sử dụng và hiểu rõ hơn các giả định làm nền tảng cho các dự báo này, vui lòng tham khảo Phụ lục 4.

Đối với mức độ bất định của dữ liệu chi phí đầu tư, cách tiếp cận sau được áp dụng: đối với năm 2025, cận dưới và cận trên của khoảng bất định được xác định dựa trên biên độ chi phí từ các nguồn tài liệu khác nhau được phân tích (thông thường đặt ở mức  $\pm 25\%$  nhưng có thể thay đổi tùy theo công nghệ). Đối với năm 2050, giá trị ước tính trung tâm được xây dựng dựa trên tỷ lệ học tập được xác định trong Phụ lục 2 và mức triển khai công suất trung bình theo các kịch bản CPS, STEPS và NZE của Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới 2025 (xem Phụ lục 4: Dự báo chi phí các công nghệ sản xuất điện). Khoảng bất định cho năm 2050 được xác định bằng cách kết hợp biên độ chi phí của năm 2025 với mức độ bất định liên quan đến triển khai công nghệ và quá trình học tập công nghệ.

### **Ghi chú bổ sung**

Phần này bao gồm các thông tin khác, ví dụ như các đường dẫn tới các trang web mô tả chi tiết hơn về công nghệ hoặc cung cấp các số liệu chính.

### **Tài liệu tham khảo**

Các tài liệu tham khảo được đánh số trong phần nội dung bằng dấu ngoặc vuông và thông tin thư mục chi tiết được liệt kê trong mục này.

# PHỤ LỤC 2: PHƯƠNG PHÁP LUẬN – MÔ TẢ ĐỊNH LƯỢNG CHO CÁC CÔNG NGHỆ LƯU TRỮ

## Mô tả định lượng

Để có thể thực hiện phân tích so sánh giữa các công nghệ khác nhau rất cần các số liệu có thể so sánh được một cách thực sự: Tất cả các chi phí được thể hiện bằng giá cố định năm 2025, không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) và các loại thuế khác. Thông tin cung cấp trong các bảng liên quan đến hiện trạng phát triển công nghệ tại thời điểm quyết định đầu tư cuối cùng vào năm cho trước (2025, 2030, 2040 và 2050). Quyết định này giả định sẽ được đưa ra khi nguồn tài chính cho đầu tư dự án được đảm bảo và tất cả các giấy phép đều đã có trong tay. Năm vận hành chạy thử sẽ phụ thuộc vào thời gian xây dựng của từng công nghệ riêng lẻ.

Một bảng số liệu định lượng đặc trưng được trình bày trong mỗi chương có tất cả các thông số được sử dụng để mô tả các công nghệ cụ thể. Bảng số liệu này bao gồm một phần chung giống nhau cho tất cả các công nghệ lưu trữ năng lượng và một phần riêng về công nghệ, có chứa các thông tin chỉ liên quan đến một công nghệ hoặc một nhóm công nghệ cụ thể. Phần công nghệ chung được đưa vào để dễ so sánh các công nghệ.

Mỗi một ô trong bảng số liệu chỉ có một số, thường là giá trị ước tính ở quãng giữa cho công nghệ tiêu chuẩn trên thị trường, nghĩa là không có dải chỉ số. Những yếu tố không chắc chắn liên quan đến các số liệu được nêu trong cột *mức độ không chắc chắn*. Để cho bảng số liệu được đơn giản, các giá trị mức độ không chắc chắn chỉ có cho các năm 2025/2030 và 2050.

Mức độ không chắc chắn được minh họa bằng một chỉ số ràng buộc thấp hơn và cao hơn. Các chỉ số này được chọn nhằm phản ánh mức độ không chắc chắn theo dự báo tốt nhất của các tác giả. Phần mức độ không chắc chắn trong mô tả định tính cho từng công nghệ thể hiện các vấn đề chính có tác động đến mức độ không chắc chắn đối với một công nghệ cụ thể. Đối với các công nghệ trong các giai đoạn đầu phát triển hoặc các công nghệ có sự biến thiên về dữ liệu chi phí và hiệu suất, các chỉ số ràng buộc thể hiện khoảng tin cậy có thể có dải chênh lệch lớn. Mức độ không chắc chắn liên quan đến công nghệ “tiêu chuẩn thị trường”; nói cách khác, khoảng bất định không đại diện cho dải sản phẩm (ví dụ một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn ở giá thấp hơn và ngược lại).

Mức độ không chắc chắn chỉ được nêu đối với các số quan trọng nhất ví dụ như chi phí đầu tư và hiệu suất. Các số liệu khác sẽ được xem xét nếu phù hợp.

## Số liệu năng lượng/kỹ thuật

### Công suất lưu trữ năng lượng của một tổ máy

Công suất lưu trữ, ưu tiên nếu là công suất điển hình (không phải là công suất tối đa), thể hiện quy mô về năng lượng lưu trữ của một tổ máy tiêu chuẩn. Đây là một tổ máy đơn có khả năng cung cấp dịch vụ lưu trữ năng lượng cần thiết, như một nhà máy thủy điện, một bình chứa nhiệt hay một hệ thống pin.

Trong trường hợp công nghệ mô-đun như pin, quy mô điển hình dựa trên các hệ thống đã được lắp đặt trong quá khứ hoặc tiêu chuẩn thị trường được chọn thành một tổ máy. Các quy mô khác nhau có thể được làm rõ trong các bảng số liệu riêng, như hệ thống pin quy mô nhỏ, trung bình hay lớn.

Như được giải thích trong mục “Các đặc tính điển hình”, công suất lưu trữ năng lượng chỉ liên quan đến phần hoạt động của tổ máy lưu trữ, nghĩa là mức năng lượng có thể sử dụng và không phải là công suất lưu trữ định mức của hệ thống lưu trữ. Thông tin thêm về mức năng lượng tối thiểu cần đáp ứng có trong phần ghi chú.

Đơn vị tính MWh được sử dụng cho công suất lưu trữ điện năng, nhiệt và khí.

### Công suất đầu ra và đầu vào của một tổ máy

Công suất đầu ra danh nghĩa là công suất cho toàn bộ tổ máy và liên quan đến phần hoạt động của hệ thống lưu trữ năng lượng. Thông tin khác về mức công suất tối thiểu được nêu trong phần ghi chú. Công suất này là công suất đầu ra thực trong quá trình vận hành liên tục, nghĩa là công suất đầu ra tổng trừ đi tiêu thụ năng lượng tự thân.

Công suất đầu vào danh nghĩa cũng là công suất cho toàn bộ tổ máy. Trong trường hợp công suất đầu vào bằng công suất đầu ra, giá trị được nêu sẽ bằng nhau.

Đơn vị tính MW được sử dụng cho toàn bộ công suất đầu ra và công suất đầu vào.

### **Hiệu suất sạc và xả (hiệu suất khứ hồi)**

Hiệu suất của quá trình sạc và xả được tách riêng nếu có thể, tính bằng phần trăm.

Hiệu suất khứ hồi là kết quả của hiệu suất sạc và xả và thể hiện một phần của năng lượng đầu vào, năng lượng này được thu hồi ở đầu ra, với giả định không có thất thoát năng lượng trong thời gian lưu trữ. Nó tượng trưng cho tỷ lệ giữa năng lượng được cung cấp cho đối tượng sử dụng và năng lượng cần thiết để sạc hệ thống lưu trữ.

Đối với lưu trữ điện năng, hiệu suất này là giá trị AC-AC (điện xoay chiều), do đó có bao gồm thất thoát trong bộ chuyển đổi điện và các thiết bị phụ trợ khác.

Hiệu suất khứ hồi cho phép so sánh các công nghệ lưu trữ năng lượng khác nhau về hiệu suất của quá trình lưu trữ. Tuy nhiên, nếu không bao gồm thất thoát trong giai đoạn lưu trữ, con số này không cung cấp một bức tranh hoàn chỉnh. Thất thoát năng lượng được trình bày trong phần dưới đây.

### **Thất thoát năng lượng trong hệ thống lưu trữ**

Là năng lượng bị thất thoát từ tổ máy lưu trữ năng lượng trong một khoảng thời gian nhất định.

Các công nghệ với các khoảng thời gian lưu trữ năng lượng khác nhau có sự khác biệt lớn về thất thoát năng lượng. Do đó, khoảng thời gian được chọn dựa trên các đặc điểm của từng công nghệ (VD: % thất thoát/giờ, % thất thoát/ngày hoặc % thất thoát/năm).

Thất thoát năng lượng được biểu thị bằng phần trăm của công suất lưu trữ năng lượng (như định nghĩa ở trên) bị thất thoát trong khoảng thời gian được chọn.

### **Tiêu thụ điện năng phụ trợ (tự dùng)**

Các hệ thống lưu trữ nhiệt và khí thường cần các hệ thống phụ trợ để vận hành như bơm và/hoặc máy nén. Tiêu thụ phụ trợ là tiêu thụ điện từ các thiết bị này tính theo tỷ lệ phần trăm của công suất đầu ra, khi đã đi qua toàn bộ chu trình lưu trữ.

Đối với lưu trữ điện năng, cấu phần này đã có trong tổng hiệu suất khứ hồi (AC-AC).

### **Ngừng máy theo kế hoạch và ngừng sự cố**

Ngừng sự cố được định nghĩa là số giờ ngừng máy cưỡng bức có trọng số chia cho tổng số giờ ngừng máy cưỡng bức và số giờ vận hành. Số giờ ngừng máy cưỡng bức có trọng số là tổng số giờ giảm sản lượng sản xuất do ngừng máy không theo kế hoạch, có gán trọng số theo mức độ giảm công suất phát.

Ngừng máy cưỡng bức được thể hiện bằng phần trăm còn ngừng máy theo kế hoạch (ví dụ do nâng cấp cải tiến) được thể hiện bằng số ngày trong một năm.

### **Vòng đời kỹ thuật**

Vòng đời kỹ thuật là thời gian kỳ vọng mà trong đó một cơ sở lưu trữ năng lượng có thể vận hành ở mức, hoặc ở gần mức có thể chấp nhận được, của các đặc tính vận hành ban đầu của nó, với điều kiện là vận hành và bảo dưỡng diễn ra bình thường. Trong thời gian tuổi thọ này, một số thông số vận hành có thể bị giảm dần nhưng vẫn ở trong giới hạn chấp nhận được. Ví dụ, hiệu suất của nhà máy thường giảm nhẹ (vài phần trăm) theo các năm và chi phí vận hành và bảo dưỡng tăng do sự mài mòn và xuống cấp của các cụm thiết bị và hệ thống. Ở cuối vòng đời kỹ thuật, tần suất những vấn đề về vận hành không lường trước được và nguy cơ hỏng hóc có thể xảy ra dẫn tới tính khả dụng thấp đến mức không thể chấp nhận và/hoặc chi phí vận hành và bảo dưỡng cao. Tại thời điểm này, có thể dỡ bỏ nhà máy hoặc kéo dài thêm tuổi thọ, ngầm chỉ việc thực hiện đổi mới các cụm thiết bị và hệ thống chính cần thiết để làm cho cơ sở lưu trữ năng lượng phù hợp với một giai đoạn vận hành mới.

Vòng đời kỹ thuật được công bố trong Cẩm nang này là giá trị lý thuyết gắn với từng công nghệ, dựa vào kinh nghiệm. Vòng đời kỹ thuật dự kiến có tính đến số lần khởi động và tắt máy điển hình.

Trong thực tế, các cơ sở lưu trữ năng lượng cụ thể có công nghệ giống nhau có thể vận hành trong khoảng thời gian dài hơn hoặc ngắn hơn. Chiến lược vận hành và bảo dưỡng, như số giờ vận hành, số lần khởi động, và tái đầu tư thực hiện theo các năm, sẽ có ảnh hưởng lớn đến tuổi thọ thực tế

Vòng đời được thể hiện bằng số năm đối với tất cả các công nghệ lưu trữ. Đối với pin điện, vòng đời được tính bằng cả số năm và số chu kỳ, do mục đích sử dụng pin khác nhau về tần số sạc/xả có ảnh hưởng đến vòng đời. Con số thứ hai này được làm rõ trong phần Dữ liệu công nghệ cụ thể.

Để tính vòng đời kỹ thuật theo số năm cho pin dựa trên tổng số chu kỳ, số lượng chu kỳ theo năm nhất định được giả định và mô tả trong phần ghi chú.

### **Thời gian xây dựng**

Là thời gian từ khi có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) cho đến khi hoàn thành nghiệm thu (bắt đầu vận hành thương mại), được thể hiện bằng số năm.

### **Khả năng điều tiết**

Các thông số về khả năng điều tiết được thể hiện cho các ứng dụng lưu trữ điện năng, các thông số này không phù hợp đối với lưu trữ nhiệt và khí.

Khả năng điều tiết của các công nghệ được mô tả bởi hai thông số:

- Thời gian phản ứng từ trạng thái nghỉ tới xả toàn bộ công suất định mức (giây)
- Thời gian phản ứng từ sạc đầy công suất định mức tới xả toàn bộ công suất định mức (giây)

Thời gian phản ứng từ trạng thái nghỉ tới xả toàn bộ công suất định mức được định nghĩa là thời gian tính bằng giây mà hệ thống lưu trữ điện năng đạt được 100% công suất xả từ trạng thái ngừng máy. Thời gian này được giả định bằng nhau đối với quá trình sạc.

Thời gian phản ứng từ sạc đầy công suất định mức tới xả toàn bộ công suất định mức được định nghĩa là thời gian tính bằng giây mà hệ thống lưu trữ điện năng hoạt động từ lúc sạc đầy công suất cho đến lúc xả toàn bộ công suất. Thời gian này được giả định bằng nhau đối với chiều ngược lại.

### **Số liệu kinh tế**

Số liệu kinh tế được biểu thị bằng USD ở mức giá cố định, mức giá năm 2025 và không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) và các loại thuế khác.

### **Chi phí đầu tư**

Chi phí đầu tư cũng được gọi là giá thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC) hoặc chi phí qua đêm. Chi phí cơ sở hạ tầng và kết nối như kết nối điện, nhiên liệu và nguồn nước bên trong khu vực nhà máy cũng được đưa vào chi phí đầu tư.

Không bao gồm tiền thuê đất nhưng chi phí này có thể được đánh giá dựa vào yêu cầu về không gian nếu được nêu trong phần mô tả định tính.

Chi phí tiền phát triển của chủ đầu tư (chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, phê duyệt của các cơ quan có thẩm quyền) và lãi trong thời gian xây dựng không được đưa vào. Chi phí tháo dỡ nhà máy cũng không được đưa vào. Chi phí tháo dỡ có thể được bù lại bằng giá trị còn lại của tài sản.

Tổng chi phí đầu tư được báo cáo trên cơ sở tiêu chuẩn hóa, nghĩa là chi phí trên MW công suất lưu trữ.

Đối với phần lớn các công nghệ lưu trữ năng lượng, có thể xác định 3 hạng mục chi phí chính: hạng mục *năng lượng*, hạng mục *công suất* và các chi phí cố định khác. Nếu có thể, tổng chi phí đầu tư cần được chia thành ba hạng mục nêu trên.

Chi phí của hạng mục năng lượng bao gồm tất cả các chi phí liên quan đến thiết bị lưu trữ năng lượng, phát sinh trong trường hợp muốn mở rộng công suất MWh của hệ thống, ví dụ như các mô-đun pin, hồ chứa trong nhà máy thủy điện tích năng hoặc bể nhiệt. Chi phí của hạng mục công suất liên quan đến phần thiết bị tạo điều kiện hoặc chuyển đổi chất mang năng lượng và cung cấp cho đối tượng sử dụng lưới điện, ví dụ như bộ chuyển đổi và nối lưới cho hệ thống pin, tuabin/bơm và nối lưới cho nhà máy thủy điện tích năng và bộ chuyển đổi nhiệt và đường ống cho hệ thống lưu trữ nhiệt. Đây là chi phí phát sinh nếu tăng công suất MW của hệ thống.

Cuối cùng, hạng mục chi phí khác phản ánh các chi phí cố định liên quan đến dự án, như hệ thống điều khiển và quản lý dữ liệu, thiết kế dự án, các công trình khác, vận hành chạy thử.

Tóm lại, các hạng mục chi phí được xem xét bao gồm:

- *Chi phí của hạng mục Năng lượng ( $C_E$ )* [tr. USD/MWh]: chi phí liên quan đến thiết bị lưu trữ năng lượng (bao gồm lắp đặt);
- *Chi phí của hạng mục Công suất ( $C_P$ )* [tr. USD/MW]: chi phí liên quan đến tạo điều kiện hoặc chuyển đổi chất mang năng lượng và cung cấp cho đối tượng sử dụng lưới điện (bao gồm lắp đặt);
- *Các chi phí dự án khác ( $C_{other}$ )* [tr. USD]: bao gồm các chi phí cố định không gia tăng cùng với công suất hoặc năng lượng, như chi phí hệ thống điều khiển và quản lý dữ liệu, thiết kế dự án, các công trình xây dựng, tòa nhà, chuẩn bị địa điểm dự án, vận hành chạy thử.

### **Chi phí vận hành và bảo dưỡng**

Tỷ trọng chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định được thể hiện theo hai cách sau:

1. Tỷ trọng chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định có thể được thể hiện bằng phần trăm (%) trên tổng chi phí đầu tư, như định nghĩa trong phần trên và nêu trong các bảng số liệu.
2. Tỷ trọng chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định được tính bằng chi phí trên công suất lưu trữ năng lượng của một tổ máy trong 1 năm (USD/MWh/năm), trong đó công suất lưu trữ năng lượng là công suất được định nghĩa ở phần đầu chương này và nêu trong các bảng số liệu.

Phần này bao gồm tất cả các chi phí phụ thuộc vào số giờ vận hành của hệ thống lưu trữ năng lượng, ví dụ chi phí hành chính, nhân viên vận hành, thanh toán cho các hợp đồng dịch vụ vận hành và bảo dưỡng, chi phí mạng lưới hoặc hệ thống, thuế tài sản, và bảo hiểm. Những khoản tái đầu tư cần thiết để giữ cho tổ máy vận hành trong cả vòng đời kỹ thuật cũng được đưa vào, còn những khoản tái đầu tư để kéo dài vòng đời kỹ thuật thì không được đưa vào. Những khoản tái đầu tư được chiết khấu ở tỷ lệ chiết khấu là 4%/năm theo giá trị thực. Chi phí tái đầu tư để kéo dài tuổi thọ của tổ máy lưu trữ năng lượng có thể được đề cập trong phần ghi chú nếu có số liệu.

Các chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (USD/MWh) được tính bằng chi phí trên 1 MWh năng lượng được giải phóng hiệu quả từ hệ thống lưu trữ. Các chi phí này bao gồm chi phí tiêu thụ nhiên liệu phụ (như nước, dầu mỡ, phụ gia nhiên liệu), xử lý và loại bỏ phế thải, đầu ra liên quan đến sửa chữa và bảo dưỡng, và phụ tùng thay thế (nhưng không bao gồm chi phí bảo lãnh và bảo hiểm).

Tiêu thụ điện phụ trợ (tự dùng) có bao gồm trong các công nghệ lưu trữ nhiệt và khí. Giá điện áp dụng được nêu trong phần ghi chú đối với mỗi công nghệ, cùng với tỷ trọng chi phí vận hành và bảo dưỡng do mức tiêu thụ điện. Điều này cho phép người sử dụng có thể điều chỉnh dựa trên các số liệu về giá điện của họ. Giá điện không bao gồm thuế và phí dịch vụ công.

Đối với các công nghệ lưu trữ điện năng, tiêu thụ điện phụ trợ được đưa vào hiệu suất khử hồi.

Các chi phí bảo dưỡng theo kế hoạch và không theo kế hoạch có thể đưa vào nhóm các chi phí cố định (VD: công việc bảo dưỡng theo kế hoạch hàng năm) hoặc các chi phí biến đổi (VD: công việc phụ thuộc vào thời gian vận hành thực tế) và được tách riêng tương ứng.

Cần lưu ý chi phí vận hành và bảo dưỡng thường tăng lên theo thời gian. Do đó chi phí vận hành và bảo dưỡng công bố là chi phí trung bình trong toàn bộ thời gian tuổi thọ.

### **Các định nghĩa**

Dựa trên dịch vụ được cung cấp, các công nghệ lưu trữ điện năng có thể được chia thành 2 nhóm chính: cung cấp điện và cung cấp năng lượng.

Các ứng dụng cung cấp công suất điện được yêu cầu để cung cấp dịch vụ phụ trợ cho hệ thống điện nhằm duy trì cân bằng tần số và điện áp hoặc đảm bảo chất lượng điện. Để đáp ứng điều này, các ứng dụng cung cấp công suất sẽ cung cấp một lượng điện lớn trong các khoảng thời gian tính bằng giây hoặc phút, do đó có đặc điểm là tỷ lệ chuyển đổi từ điện sang năng lượng ở mức cao (thời gian xả ngắn) và phản hồi nhanh.

Các ứng dụng cung cấp năng lượng được sử dụng để lưu trữ một lượng lớn năng lượng nhằm cân đối cung và cầu, thực hiện cân bằng phụ tải hoặc giảm tắc nghẽn trên lưới điện. Các công nghệ này có đặc điểm là tỷ lệ chuyển đổi từ điện sang năng lượng ở mức thấp (thời gian xả dài) và được sử dụng trong phạm vi theo giờ cho đến theo mùa.

Sự khác biệt giữa các công nghệ cung cấp các dịch vụ công suất hoặc năng lượng không phải lúc nào cũng rõ rệt và rành mạch. Một số công nghệ như thủy điện tích năng hoặc pin tích năng Li-ion có thể cung cấp cả hai dịch vụ trên.

# PHỤ LỤC 3: PHƯƠNG PHÁP LUẬN – MÔ TẢ ĐỊNH LƯỢNG CHO CÁC CÔNG NGHỆ NHIÊN LIỆU TÁI TẠO

## Mô tả định lượng

Để cho phép phân tích so sánh giữa các công nghệ khác nhau, dữ liệu bắt buộc phải thực sự có thể so sánh được: Tất cả dữ liệu chi phí được nêu theo giá cố định năm 2025 không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) và các loại thuế khác. Số liệu trong các bảng liên quan đến tình trạng phát triển của công nghệ tại thời điểm quyết định đầu tư cuối cùng (FID) trong năm nhất định (2025, 2030, 2040 và 2050). FID được giả định là khi tài chính cho dự án được đảm bảo và dự án có được tất cả các giấy phép cần thiết. Năm đưa vào vận hành sẽ phụ thuộc vào thời gian xây dựng của từng công nghệ.

Bảng dữ liệu định lượng điển hình được trình bày ở mỗi chương, chứa tất cả các tham số mô tả các công nghệ cụ thể. Bảng bao gồm một phần chung, giống hệt nhau cho tất cả các công nghệ và một phần công nghệ riêng, chỉ chứa thông tin liên quan đến một hoặc một nhóm công nghệ nhất định. Phần dữ liệu chung để cho phép so sánh dễ dàng hơn.

Mỗi ô trong bảng chỉ chứa một số, là ước tính chung cho công nghệ tiêu chuẩn thị trường, tức là không theo dài. Tính bất định của số liệu được nêu trong các cột *Mức độ không chắc chắn*. Để giữ cho bảng đơn giản, mức độ không chắc chắn chỉ được chỉ định cho các năm 2030 và 2050.

Mức độ không chắc chắn được minh họa bằng cách cung cấp giới hạn thấp hơn và cao hơn. Chúng được chọn để phản ánh sự không chắc chắn của các dự đoán tốt nhất của các tác giả. Mức độ không chắc chắn trong mô tả định tính cho từng công nghệ chỉ ra các vấn đề chính ảnh hưởng đến độ bất định cho từng công nghệ cụ thể. Đối với các công nghệ ở giai đoạn đầu của quá trình phát triển công nghệ hoặc các công nghệ có độ nhạy cao với các thay đổi về chi phí và hiệu suất, các giới hạn thể hiện mức độ chắc chắn có thể áp dụng trên dài rộng. Sự không chắc chắn liên quan đến công nghệ tiêu chuẩn thị trường; nói cách khác, khoảng không chắc chắn không đại diện cho phạm vi sản phẩm (ví dụ: sản phẩm có hiệu suất thấp hơn với giá thấp hơn hoặc ngược lại).

Mức độ không chắc chắn được nêu cho các số liệu quan trọng nhất như chi phí đầu tư và hiệu suất. Các số liệu khác được xem xét, nếu có liên quan.

## Số liệu năng lượng/kỹ thuật

### Công suất nhà máy điện hình

Tổng công suất, tốt nhất là công suất điện hình của một nhà máy hoặc cơ sở. Công suất này đại diện cho tổng của tất cả đầu vào và được biểu thị bằng MW.

### Đầu vào và đầu ra

Tất cả các yếu tố đầu vào đóng góp vào cân bằng năng lượng đều được tính là năng lượng đầu vào chính và được biểu thị bằng tỷ lệ phần trăm so với tổng năng lượng đầu vào, hoặc tương đương với MWh/MWh của tổng năng lượng đầu vào. Năng lượng đầu vào và đầu ra luôn được biểu thị bằng giá trị nhiệt thấp hơn (LHV) và độ ẩm được xem xét chỉ định nếu có liên quan.

Bất kỳ đồng sản phẩm năng lượng hoặc sản phẩm phụ nào của phản ứng phải được chỉ định trong kết quả đầu ra, bao gồm cả tổn thất nhiệt.

Do nhiên liệu đầu vào được đo ở nhiệt độ thấp hơn nên trong một số trường hợp, tổng hiệu suất có thể vượt hoặc thấp hơn 100%. Hàm lượng đầu ra đại diện cho phần hiệu suất của mỗi loại đầu ra khác nhau.

### Ngừng máy bắt buộc và theo kế hoạch

Ngừng máy bắt buộc được định nghĩa là số giờ ngừng máy bắt buộc có trọng số chia cho tổng số giờ ngừng máy bắt buộc và số giờ hoạt động. Số giờ ngừng hoạt động bắt buộc có trọng số là tổng số giờ sản xuất bị giảm do ngừng hoạt động ngoài kế hoạch, được tính trọng số theo lượng công suất bị cắt. Ngừng máy bắt buộc được tính bằng phần trăm, trong khi ngừng theo kế hoạch (ví dụ do cải tạo) được tính bằng số ngày mỗi năm.

## **Tuổi thọ kỹ thuật**

Tuổi thọ kỹ thuật là thời gian dự kiến mà một nhà máy năng lượng có thể được vận hành trong phạm vi, hoặc gần với các thông số kỹ thuật vận hành ban đầu của nó, với điều kiện là quá trình vận hành và bảo dưỡng diễn ra bình thường. Trong thời gian này, một số thông số hiệu suất có thể giảm dần nhưng vẫn nằm trong giới hạn chấp nhận được.

Vào cuối vòng đời kỹ thuật, tần suất xảy ra sự cố vận hành không lường trước được và nguy cơ hỏng hóc dự kiến sẽ dẫn đến mức độ khả dụng thấp không thể chấp nhận được và/hoặc chi phí VH&BD cao. Tại thời điểm này, nhà máy ngừng hoạt động hoặc trải qua giai đoạn kéo dài thời gian sử dụng, nghĩa là cần phải đại tu và làm mới để nhà máy có thể hoạt động liên tục trở lại.

Tuổi thọ kỹ thuật được nêu trong danh mục này là giá trị lý thuyết vốn có của từng công nghệ, dựa trên kinh nghiệm. Trong thực tế, các nhà máy cụ thể có công nghệ tương tự có thể hoạt động trong thời gian ngắn hơn hoặc dài hơn. Chiến lược vận hành và bảo dưỡng, ví dụ: số giờ hoạt động, khởi động và tái đầu tư được thực hiện trong nhiều năm, phần lớn sẽ ảnh hưởng đến tuổi thọ thực tế.

## **Thời gian xây dựng**

Thời gian từ khi có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) cho đến khi hoàn thành chạy thử (bắt đầu vận hành thương mại), tính bằng năm.

## **Số liệu kinh tế**

Dữ liệu kinh tế đều tính bằng USD, giá cố định, ở mức năm 2025 và không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) và các loại thuế khác.

## **Chi phí đầu tư**

Chi phí đầu tư còn được gọi là giá kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC) hoặc chi phí qua đêm. Chi phí cơ sở hạ tầng và kết nối, như kết nối điện, nhiên liệu và nước bên trong khuôn viên của nhà máy, cũng được bao gồm. Chi phí đầu tư được báo cáo trên cơ sở chuẩn hóa, tức là chi phí cho mỗi MW.

Chi phí đầu tư cụ thể là tổng chi phí đầu tư chia cho Tổng công suất nhà máy điển hình được mô tả trong phần định lượng. Nếu có thể, chi phí đầu tư được phân thành chi phí thiết bị và chi phí lắp đặt. Chi phí thiết bị bao gồm các bộ phận và máy móc bao gồm cơ sở vật chất môi trường, trong khi chi phí lắp đặt bao gồm kỹ thuật, công trình dân dụng, tòa nhà, kết nối lưới điện, lắp đặt và chạy thử thiết bị.

## **Chi phí vận hành và bảo dưỡng (VH&BD)**

Phần cố định của VH&BD được tính bằng chi phí cho mỗi đơn vị công suất nhà máy (USD mỗi MW mỗi năm), trong đó tổng công suất nhà máy điển hình là công suất được xác định ở đầu chương này và được nêu trong các bảng. Nó bao gồm tất cả các chi phí, không phụ thuộc vào cách vận hành của nhà máy, ví dụ: hành chính, nhân viên vận hành, thanh toán cho các thỏa thuận dịch vụ VH&BD, phí sử dụng mạng của hệ thống, thuế tài sản và bảo hiểm.

Chi phí này bao gồm tất cả các khoản tái đầu tư cần thiết để duy trì hoạt động của nhà máy trong vòng đời dự kiến và không bao gồm các khoản tái đầu tư để kéo dài tuổi thọ.

Tái đầu tư được chiết khấu với lãi suất chiết khấu hàng năm là 4% theo giá trị thực. Chi phí tái đầu tư để kéo dài tuổi thọ của nhà máy có thể được đề cập trong phần ghi chú nếu có dữ liệu.

Chi phí VH&BD biến đổi (USD/MWh) bao gồm chi phí tiêu thụ nguyên liệu phụ trợ (nước, chất bôi trơn, phụ gia nhiên liệu), xử lý và tiêu hủy chất thải, phụ tùng thay thế, sửa chữa và bảo dưỡng liên quan đến đầu ra (tuy nhiên không bao gồm chi phí bảo hành và bảo hiểm).

Chi phí bảo dưỡng theo kế hoạch và ngoài kế hoạch có thể thuộc chi phí cố định (ví dụ: công việc bảo dưỡng theo lịch trình hàng năm) hoặc chi phí biến đổi (ví dụ: 360 lần bảo dưỡng tùy thuộc vào thời gian vận hành thực tế) và được phân chia tương ứng. Tất cả các chi phí liên quan đến đầu vào của quá trình (điện, nhiệt, nhiên liệu) đều không được bao gồm. Cần lưu ý rằng chi phí VH&BD thường tăng theo thời gian. Do đó, chi phí VH&BD đã nêu là chi phí trung bình trong toàn bộ vòng đời.

## **Các định nghĩa**

Nhiệt hóa hơi là nhiệt hấp thụ khi một chất chuyển từ thể lỏng sang thể khí.

Nhiệt trị thấp hơn (LHV, còn được gọi là nhiệt trị ròng) của một nhiên liệu được định nghĩa là lượng nhiệt giải phóng khi đốt cháy một lượng xác định (ở nhiệt độ ban đầu 25°C) và đưa nhiệt độ của sản phẩm đốt lên 150°C, giả sử rằng nhiệt hóa hơi của nước trong sản phẩm phản ứng không được thu hồi. LHV là nhiệt trị hữu dụng trong các nhà máy đốt lò hơi và thường được sử dụng ở châu Âu. Sử dụng LHV để xác định hiệu suất, nồi hơi ngưng tụ có thể đạt được hiệu suất nhiệt hơn 100%, do quá trình thu hồi một phần nhiệt hóa hơi.

Nhiệt trị cao hơn (HHV, còn được gọi là nhiệt trị tổng hoặc tổng năng lượng) của một nhiên liệu được định nghĩa là lượng nhiệt giải phóng khi một lượng xác định nhiên liệu (ở nhiệt độ ban đầu 25°C) được đốt cháy và các sản phẩm trở lại nhiệt độ 25°C, có tính đến nhiệt hóa hơi của nước trong các sản phẩm cháy. Khi sử dụng HHV để xác định hiệu suất nhiệt, không thể vượt quá giới hạn nhiệt độ 100%.

## PHỤ LỤC 4: DỰ BÁO CHI PHÍ

Việc giảm chi phí và cải thiện hiệu quả hoạt động là xu hướng tất yếu của hầu hết các công nghệ trong tương lai. Phần này trình bày các giả định làm cơ sở cho chi phí và hiệu suất trong năm công nghệ đầu tiên (năm cơ sở), và các cải tiến được giả định cho các năm trong tương lai.

Mỗi công nghệ cụ thể sẽ được xác định và phân loại theo một trong bốn cấp độ trưởng thành công nghệ, phản ánh mức độ phát triển về mặt thương mại và kỹ thuật, và các giả định cho việc dự báo sẽ được mô tả chi tiết.

Phần này được xây dựng khi xem xét các nguồn thông tin nền tảng sau:

### Dữ liệu cho năm cơ sở

Đối với các công nghệ mà tiêu chuẩn thị trường đã được thiết lập, dữ liệu về hiệu suất và chi phí của các dự án lắp đặt gần đây tại Việt Nam hoặc tại các quốc gia có điều kiện tương đồng nhất ở châu Á sẽ được sử dụng để ước tính cho năm cơ sở. Ngoài ra, Cẩm nang Công nghệ truyền tải của Đan Mạch cũng được sử dụng như một nguồn tham khảo bổ sung hữu ích, cung cấp dữ liệu về các loại hình công nghệ chưa có sẵn tại Việt Nam.

Trong trường hợp không có dữ liệu nhất quán, hoặc chưa có tiêu chuẩn thị trường phù hợp cho các công nghệ mới, chi phí năm cơ sở có thể được ước tính bằng phương pháp tiếp cận kỹ thuật, thông qua việc phân tách chi phí sản xuất và lắp đặt thành chi phí nguyên vật liệu, chi phí lao động, chi phí tài chính, v.v. Các nguồn tham khảo quốc tế như IEA, NREL được ưu tiên sử dụng cho các ước tính này.

### Các giả định cho việc dự báo chi phí trong tương lai

Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA):

“Lý thuyết đổi mới mô tả sự đổi mới công nghệ thông qua hai cách tiếp cận: mô hình lực đẩy công nghệ (technology-push), trong đó các công nghệ mới phát triển và tự thúc đẩy việc thâm nhập thị trường; và mô hình sức kéo của thị trường (market-pull), trong đó cơ hội thị trường dẫn đến đầu tư vào R&D và cuối cùng tạo ra đổi mới” [5].

Mức độ sức kéo của thị trường phụ thuộc rất lớn vào chính sách khí hậu và năng lượng toàn cầu. Do đó, trong một tương lai có chính sách khí hậu mạnh mẽ, nhu cầu đối với các công nghệ như năng lượng tái tạo sẽ cao hơn, từ đó tốc độ đổi mới công nghệ dự kiến sẽ nhanh hơn so với bối cảnh chính sách ít tham vọng hơn. Điều này được kỳ vọng sẽ dẫn đến các công nghệ hiệu quả hơn, cũng như giảm chi phí nhờ hiệu ứng kinh tế theo quy mô. Vì vậy, đối với các công nghệ được kỳ vọng có mức giảm chi phí lớn, điều quan trọng là phải xem xét các giả định về nhu cầu toàn cầu trong tương lai.

Kịch bản cam kết đã công bố (APS) của IEA được sử dụng làm kịch bản ước tính trung tâm cho các dự báo trong Cẩm nang công nghệ bất cứ khi nào có thể. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) mô tả Kịch bản APS trong ấn bản năm 2022 như sau:

“Kịch bản cam kết đã công bố được giới thiệu lần đầu vào năm 2021 nhằm đánh giá mức độ mà các tham vọng và mục tiêu đã được công bố, bao gồm cả các mục tiêu mới nhất, có đang đi đúng lộ trình để đạt được mức giảm phát thải cần thiết nhằm hướng tới phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Kịch bản này bao gồm tất cả các tuyên bố quốc gia quan trọng tính đến tháng 9/2022 cho các mục tiêu năm 2030 và các cam kết dài hạn hơn về phát thải ròng bằng 0, bất kể các cam kết đó đã được thể chế hóa trong luật pháp hay trong các Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) cập nhật hay chưa. Trong kịch bản APS, các quốc gia thực hiện đầy đủ các mục tiêu quốc gia đến năm 2030 và 2050. Triển vọng đối với các quốc gia xuất khẩu nhiên liệu hóa thạch và các nhiên liệu phát thải thấp như hydrogen được định hình bởi tác động của việc thực hiện đầy đủ các cam kết này đối với nhu cầu toàn cầu. Các giả định không thuộc chính sách, bao gồm tăng trưởng dân số và kinh tế, được giữ nguyên như trong Kịch bản chính sách hiện có (STEPS).”

Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế, Kịch bản chính sách hiện có (STEPS) ít tham vọng hơn và “cung cấp một mốc tham chiếu thận trọng hơn cho tương lai, do không mặc định rằng các chính phủ sẽ đạt được tất cả các mục tiêu đã công bố. Thay vào đó, kịch bản này xem xét chi tiết theo từng lĩnh vực về những gì đã thực sự được triển khai nhằm đạt được các mục tiêu năng lượng và các mục tiêu liên quan khác, không chỉ tính đến các chính sách và biện pháp hiện có mà còn cả những chính sách đang trong quá trình xây dựng. STEPS nghiên cứu những gì có thể xảy ra với hệ thống năng lượng trong trường hợp không có thêm định hướng đáng kể từ các nhà hoạch định chính sách.”

Kịch bản STEPS có thể được sử dụng như một giới hạn trên và để đánh giá sự phát triển dự kiến của các công nghệ dựa trên cách tiếp cận chính sách “đồng bằng”. Các phiên bản trước của Cẩm nang công nghệ (Cẩm nang Công nghệ Sản xuất điện năm 2023) đã sử dụng Kịch bản chính sách mới (New Policies Scenario) hiện đã lỗi thời, và về cơ bản tương đương với STEPS hiện nay, làm khung tham chiếu trung tâm cho các dự báo (kết hợp với một số kịch bản cũ khác của IEA). Kịch bản này tương ứng với cách tiếp cận chính sách đồng bằng mà Cục Năng lượng Đan Mạch sử dụng để dự báo giá nhiên liệu giá CO<sub>2</sub> trên thị trường quốc tế, và trong bối cảnh đó, các công nghệ có thể được đánh giá khi phù hợp.

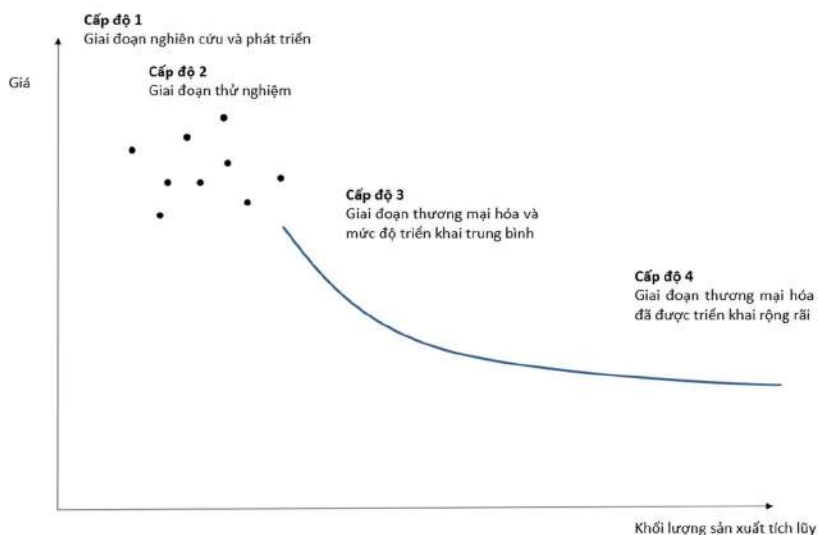
Đối với các công nghệ được cập nhật trước mốc thời gian này, và không có mô tả phương pháp luận rõ ràng nào trong chương về các kịch bản bổ sung thay thế, thì dữ liệu đã được cập nhật dựa trên phương pháp luận trước đây.

Đối với một dự báo tham vọng hơn, Kịch bản Net Zero vào năm 2050 (NZE) có thể được sử dụng làm giới hạn dưới cho sự phát triển công nghệ. Theo IEA, NZE “là một kịch bản quy chuẩn của IEA, thể hiện lộ trình để ngành năng lượng toàn cầu đạt phát thải CO<sub>2</sub> ròng bằng 0 vào năm 2050, trong đó các quốc gia phát triển đạt mức phát thải ròng bằng 0 sớm hơn các quốc gia khác. Kịch bản này đồng thời đáp ứng các Mục tiêu Phát triển Bền vững của Liên Hợp Quốc (SDGs) liên quan đến năng lượng, đặc biệt là đảm bảo tiếp cận năng lượng toàn cầu vào năm 2030 và cải thiện đáng kể chất lượng không khí. Kịch bản cũng phù hợp với mục tiêu giới hạn mức tăng nhiệt độ toàn cầu ở 1,5°C, với không hoặc chỉ vượt ngưỡng nhiệt độ ở mức hạn chế (xác suất 50%), phù hợp với các mức cắt giảm trong Báo cáo đánh giá lần thứ sáu của Ủy ban Liên chính phủ về Biến đổi Khí hậu (IPCC).”

Với cách tiếp cận này, dữ liệu định lượng trong Cẩm nang công nghệ cung cấp một không gian mẫu phù hợp với Mô hình Năng lượng và Khí hậu Toàn cầu của IEA, bao quát các kết quả có liên quan để đánh giá tác động chính sách đối với công nghệ, cũng như đánh giá sự phát triển công nghệ phù hợp với mục tiêu quốc gia và các điều ước quốc tế.

### Đường cong học tập và mức độ trưởng thành công nghệ

Việc dự báo chi phí tương lai của các công nghệ có thể được thực hiện bằng cách áp dụng chiến lược phân tách chi phí, trong đó chi phí công nghệ được chia thành các nhóm như nhân công, vật liệu, những yếu tố vốn đã có sẵn các dự báo cụ thể. Ngoài ra, sự phát triển cũng có thể được dự đoán thông qua đường cong học tập. Theo ý tưởng của đường cong học tập, mỗi khi một đơn vị công nghệ được sản xuất, kinh nghiệm tích lũy sẽ tăng lên, từ đó giúp giảm chi phí sản xuất cho các đơn vị tiếp theo của cùng công nghệ đó. Tỷ lệ học tập cũng tính đến lợi ích từ tính kinh tế theo quy mô và lợi ích từ tự động hóa sản xuất khi sản lượng đạt mức cao.



Hình 94: Các giai đoạn phát triển công nghệ. Tương quan giữa sản lượng tích lũy (MW) và giá.

Tiềm năng cải tiến công nghệ gắn liền với mức độ trưởng thành của công nghệ. Các công nghệ được phân loại theo một trong bốn cấp độ sau:

Cấp độ 1. Công nghệ vẫn đang trong *giai đoạn nghiên cứu và phát triển*. Mức độ không chắc chắn về chi phí và hiệu quả hoạt động cả hiện tại lẫn tương lai là rất lớn.

Cấp độ 2. Công nghệ ở *giai đoạn thử nghiệm*. Công nghệ đã được chứng minh hiệu quả qua các cơ sở trình diễn hoặc nhà máy bán thương mại. Do phạm vi ứng dụng còn hạn chế, chi phí và hiệu quả hoạt động vẫn có độ không chắc chắn cao, vẫn cần tiếp tục hoàn thiện và điều chỉnh thêm. Công nghệ vẫn có tiềm năng phát triển đáng kể.

Cấp độ 3. Công nghệ thương mại với *mức độ triển khai trung bình*. Chi phí và hiệu quả hoạt động hiện tại của công nghệ đã được xác định khá rõ. Tuy nhiên, do vẫn còn tiềm năng phát triển nên vẫn tồn tại một mức độ không chắc chắn đáng kể đối với chi phí và hiệu quả hoạt động trong tương lai.

Cấp độ 4. Công nghệ thương mại đã được *triển khai rộng rãi*. Chi phí và hiệu quả hoạt động hiện tại đã được xác định rõ ràng và thường chỉ kỳ vọng vào các cải tiến gia tăng. Vì vậy, chi phí và hiệu quả hoạt động trong tương lai có thể được dự báo với độ tin cậy tương đối cao.

