

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



EMBASSY  
OF DENMARK



MOIT



Danish Energy  
Agency



Đầu vào mô hình hóa  
hệ thống năng lượng

Tháng 11 - 2023



# MỞ ĐẦU

Ngày nay, công nghệ sản xuất và lưu trữ năng lượng, nhiên liệu tái tạo đang có những cải tiến và đổi mới với tốc độ rất nhanh, do đó quy hoạch dài hạn ngành năng lượng đóng vai trò quan trọng trong việc khai thác tiềm năng của các công nghệ mới và dựa trên năng lượng tái tạo. Quy hoạch dài hạn các hệ thống năng lượng phụ thuộc rất nhiều vào chi phí, hiệu suất và tác động đến môi trường của các công nghệ năng lượng trong tương lai. Do đó, mục tiêu của Cẩm nang Công nghệ này là cung cấp một nền tảng kỹ thuật vững chắc dựa trên đánh giá các công nghệ lưu trữ điện năng và nhiên liệu tái tạo, từ đó cung cấp thông tin đầu vào quan trọng để lập quy hoạch năng lượng dài hạn tại Việt Nam.

Nhờ có sự tham gia của nhiều bên liên quan trong quá trình thu thập số liệu, xác định và xét thứ tự ưu tiên công nghệ, Cẩm nang Công nghệ cung cấp những số liệu đã được sàng lọc và tham vấn với nhiều cơ quan, tổ chức liên quan bao gồm: Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA) và các cơ quan của Bộ Công Thương (BCT), Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), các đơn vị sản xuất điện độc lập, tư vấn trong nước và quốc tế, các đối tác phát triển, các hiệp hội năng lượng và các trường đại học. Sự tham gia của các đơn vị này giúp đảm bảo xây dựng được một Cẩm nang Công nghệ tốt, phù hợp với tất cả các bên liên quan.

Cẩm nang Công nghệ này sẽ hỗ trợ công tác lập mô hình điện/năng lượng dài hạn tại Việt Nam, thông qua cung cấp cho các cơ quan chính phủ, các công ty năng lượng tư nhân, các cơ quan tư vấn và các tổ chức khác một bộ dữ liệu chung, được công nhận rộng rãi về các công nghệ hiện tại và tương lai ở Việt Nam.

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. Ấn phẩm hiện tại là tài liệu Cẩm nang mới, trong đó mô tả một số công nghệ được chọn về lưu trữ năng lượng và nhiên liệu tái tạo phù hợp với bối cảnh của Việt Nam sau khi tham vấn với các bên liên quan. Cuốn Cẩm nang Công nghệ lưu trữ điện năng và nhiên liệu tái tạo này cùng với bản cập nhật Cẩm nang Công nghệ sản xuất điện sẽ cung cấp dữ liệu lượng hóa đáng kể cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2023.

## **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, Công ty Ea Energy Analyses, 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 *EREA & DEA: Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Lưu trữ điện năng, Nhiên liệu tái tạo, Power-to-X (2023)*.

## Cảm ơn

Ảnh bìa ngoài của Shutterstock.

## Liên hệ

Ông Nguyễn Hoàng Linh, Chuyên viên chính, Phòng Kế hoạch - Quy hoạch, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương, Email: 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

Ông Stefan Petrovic, Cố vấn đặc biệt, Trung tâm Hợp tác toàn cầu, Cục Năng lượng Đan Mạch, Email: snpc@ens.dk

## CÁC NỘI DUNG CẬP NHẬT

Phiên bản	Ngày	Tham chiếu	Mô tả
-	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

Mở đầu .....	3
Các nội dung cập nhật .....	4
Giới thiệu.....	7
<b>Giới thiệu về công nghệ lưu trữ năng lượng .....</b>	<b>7</b>
1. Thủy điện tích năng.....	8
2. Pin lithium-ion.....	13
3. Pin dòng oxy hóa khử vanadium .....	24
4. Lưu trữ hydrogen.....	31
5. Lưu trữ năng lượng khí nén.....	45
6. Bánh đà.....	54
<b>Giới thiệu về các công nghệ nhiên liệu tái tạo bao gồm Power-to-X.....</b>	<b>63</b>
7. Thiết bị điện phân.....	64
8. Tổng hợp ammonia xanh.....	74
9. Tổng hợp methanol (E-methanol).....	93
10. Sản xuất methanol sinh học từ quá trình khí hóa sinh khối.....	104
11. Sản xuất và loại bỏ tạp chất trong khí sinh học.....	113
12. Sản xuất nhiên liệu lỏng xanh bằng quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch .....	127
Phụ lục 1: Các định nghĩa cho phần công nghệ lưu trữ năng lượng.....	134
Phụ lục 2: Các định nghĩa cho phần công nghệ nhiên liệu tái tạo.....	138

## 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 nôi 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 hydrocarbon (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)
LNH <sub>3</sub>	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 12 chương mô tả các công nghệ khác nhau về lưu trữ năng lượng và nhiên liệu tái tạo. Sáu 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).

Các công nghệ mô tả trong Cẩm nang này bao gồm các công nghệ đã phát triển chín muồi và các công nghệ mới về lưu trữ năng lượng được kỳ vọng sẽ cải tiến đáng kể trong các thập kỷ tới, cả về hiệu suất và chi phí. Điều này có nghĩa rằng 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 một số công nghệ khác lại có mức độ chắc chắn rất thấp cả về chi phí và hiệu suất khi xem xét ở hiện tại và cả trong tương lai. Tất cả các công nghệ được phân nhóm tương ứng với bốn cấp độ phát triển công nghệ được mô tả trong phần Nghiên cứu và Phát triển, chỉ rõ mức độ phát triển của công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai, mức độ không chắc chắn trong dự báo số liệu chi phí và hiệu suất của công nghệ.

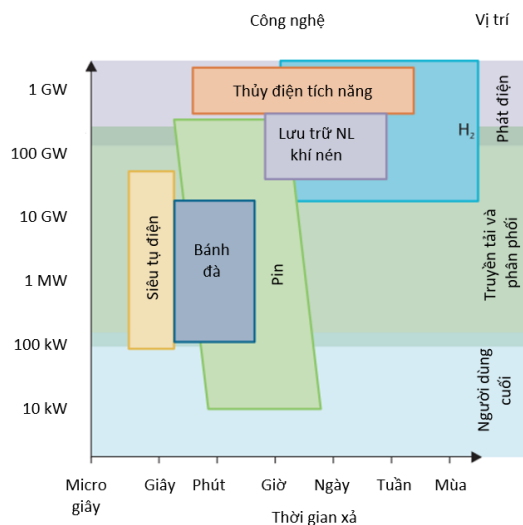
Mục tiêu chính của việc xuất bản các Cẩm nang Công nghệ là nhằm thiết lập một cơ sở dữ liệu đồng bộ, được công nhận rộng rãi và cập nhật nhất phục vụ cho các hoạt động lập quy hoạch năng lượng, như các báo cáo triển vọng trong tương lai, đánh giá an ninh cung cấp năng lượng và tác động môi trường, đánh giá tác động của biến đổi khí hậu, phân tích kỹ thuật và kinh tế. v.v. về các điều kiện khung về phát triển và khai thác các nhóm công nghệ nhất định.

Với phạm vi này, các Cẩm nang công nghệ không nhằm mục đích cung cấp đầy đủ các thông số về tất cả các dạng công nghệ năng lượng hiện có. Chỉ có các công nghệ được chọn, mang tính đại diện được đưa vào Cẩm nang Công nghệ, nhằm tạo điều kiện cho việc so sánh tổng quan các công nghệ có chức năng tương tự trong hệ thống năng lượng.

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.

## GIỚI THIỆU VỀ CÔNG NGHỆ LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG

Phần đầu của Cẩm nang Công nghệ sẽ trình bày các lựa chọn công nghệ về lưu trữ năng lượng, được đề xuất phù hợp với bối cảnh của Việt Nam, dựa trên tham vấn ý kiến của các bên liên quan. Các công nghệ này được so sánh dựa trên công suất và thời gian lưu trữ. Biểu đồ trong Hình 1 minh họa các công nghệ khác nhau về lưu trữ năng lượng, cho thấy sự khác biệt giữa các công nghệ về công suất lưu trữ và thời gian xả và sự hữu ích của các công nghệ này cho các ứng dụng khác nhau.



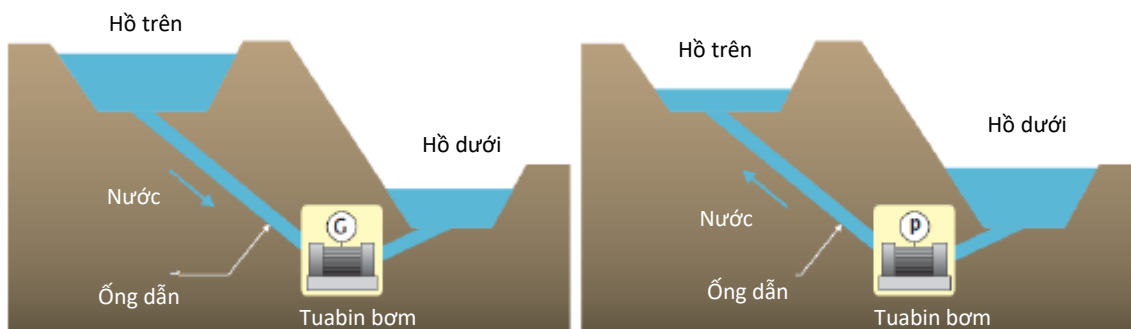
Hình 1: Các công nghệ lưu trữ điện năng [1]

[1] M. van der Hoeven, Lộ trình công nghệ hydrogen và pin nhiên liệu. Cơ quan Năng lượng quốc tế, 2015.

# 1. THỦY ĐIỆN TÍCH NĂNG

## Mô tả công nghệ

Nhà máy thủy điện tích năng (PSP) sử dụng nước bơm từ hồ dưới lên hồ trên để tích trữ năng lượng. Khi sử dụng nguồn năng lượng tích trữ này, nước sẽ được xả từ hồ trên xuống hồ dưới qua tuabin để phát điện. Nhà máy thủy điện tích năng lấy điện năng từ lưới điện để bơm nước lên, rồi trả lại lưới điện phần lớn lượng năng lượng này (hiệu suất của quá trình hai chiều này là từ 70% đến 85%). Do đó, nhà máy thủy điện tích năng là đơn vị tiêu thụ điện thực nhưng là một giải pháp lưu trữ điện năng hiệu quả. Thủy điện tích năng hiện nay chiếm 99% hệ thống tích điện năng trên lưới điện của thế giới (Tài liệu tham khảo 1).



Nguồn: Ảnh, 2009.

Hình 2: Nhà máy thủy điện tích năng (Tài liệu tham khảo 2)

Một dự án thủy điện tích năng điển hình được thiết kế với hồ lưu trữ nước cho vận hành nhà máy từ 6 giờ đến 20 giờ. Khi tăng quy mô công suất và số lượng tổ máy, nguồn thủy điện tích năng có thể sản xuất điện tập trung và được điều chỉnh để đáp ứng các khoảng thời gian có nhu cầu điện cao nhất, khi đó nó đem lại giá trị cao nhất. Cả thủy điện hồ chứa và thủy điện tích năng đều là những nguồn điện linh hoạt có thể giúp các đơn vị vận hành hệ thống điện giải quyết vấn đề công suất không ổn định của các nguồn điện năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời.

Có ba loại thủy điện tích năng (Tài liệu tham khảo 3):

- Vòng hồ: là hệ thống được phát triển từ một nhà máy thủy điện hiện có bằng cách xây dựng thêm hồ trên hoặc hồ dưới. Chúng thường nằm ngoài dòng chảy.
- Bơm lại: là hệ thống sử dụng hai hồ nối tiếp. Bơm nước từ hồ dưới trong thời gian thấp điểm để bổ sung nước sử dụng cho phát điện trong giờ cao điểm.
- Vòng kín: là hệ thống hoàn toàn không phụ thuộc vào các dòng nước hiện có – cả hai hồ đều là ngoài dòng chảy.

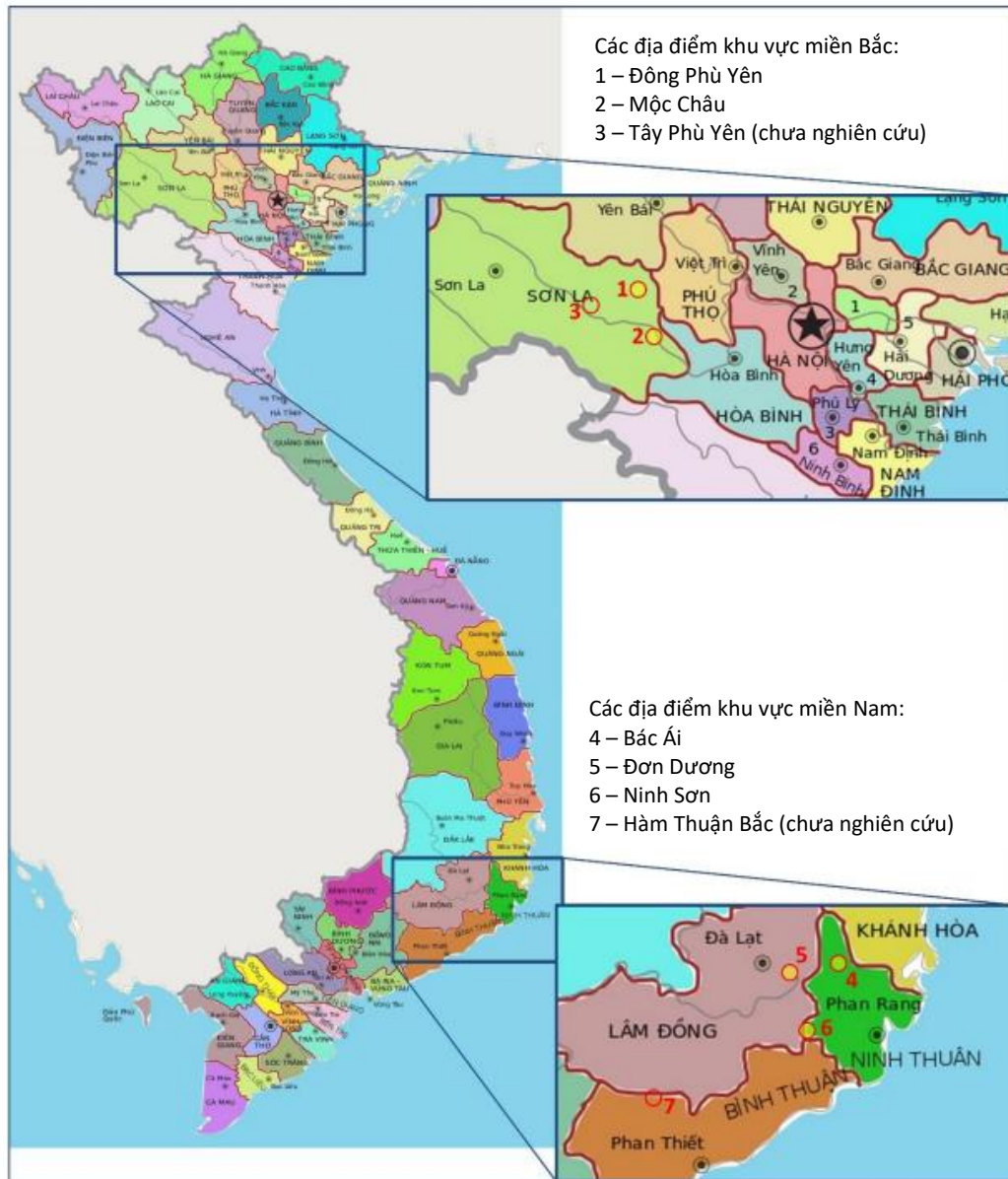
Thủy điện tích năng và thủy điện thông thường có hồ chứa là các phương án tích điện duy nhất có công suất lớn và chi phí vận hành thấp được khai thác hiện nay. Giải pháp nhà máy thủy điện tích năng là cách lưu trữ điện năng rẻ ở quy mô lớn. Tuy nhiên, nhà máy thủy điện tích năng nhìn chung còn đắt hơn nhà máy thủy điện với hồ chứa thông thường và thường rất khó tìm được địa điểm tốt để phát triển hệ thống thủy điện tích năng.

Sự quan tâm đến thủy điện tích năng ngày càng tăng lên, đặc biệt tại những khu vực và các nước mà ở đó điện mặt trời (quang điện) và điện gió chiếm tỷ lệ tương đối cao và/hoặc đang tăng nhanh (Tài liệu tham khảo 5). Phần lớn công suất thủy điện tích năng hiện nay là ở Châu Âu, Nhật Bản và Hoa Kỳ (Tài liệu tham khảo 5).

Hiện nay, công suất thủy điện tích năng trên toàn thế giới là khoảng 140 GW. Ở Liên minh Châu Âu, công suất thủy điện tích năng là 45 GW. Ở Châu Á, dẫn đầu về thủy điện tích năng là Nhật Bản (30 GW) và Trung Quốc (24 GW). Hoa Kỳ cũng có công suất đáng kể về thủy điện tích năng (20 GW) (Tài liệu tham khảo 6).

Theo *Chiến lược phát triển nguồn thủy điện tích năng của Việt Nam* thực hiện bởi tư vấn Lahmeyer International và Viện Năng lượng năm 2016, Việt Nam có gần 10 GW tiềm năng nguồn thủy điện tích năng tập trung ở khu vực miền Bắc và Nam Trung Bộ như được chỉ ra trong bản đồ sau:





Hình 3: Bản đồ tiềm năng thủy điện tích năng tại Việt Nam [Tài liệu tham khảo 6].

Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII), Việt Nam sẽ phát triển khoảng 3,6 GW nguồn thủy điện tích năng (TĐTN), bao gồm các dự án: TĐTN Bác Ái (1200 MW – giai đoạn 2026-2030), TĐTN Phước Hòa (1200 MW – giai đoạn 2026-2030), TĐTN Đông Phù Yên (900 MW – giai đoạn 2031-2035), TĐTN Đơn Dương (300 MW – giai đoạn 2031-2035). Bên cạnh đó, một số địa phương đề xuất thêm các dự án thủy điện tích năng: Điện Biên, Lai Châu, Quảng Trị, Kon Tum, Khánh Hoà, Đắk Nông,... Tuy nhiên, số lượng các dự án, công suất, vị trí, sự cần thiết phải được tiếp tục đánh giá dựa trên nhu cầu hệ thống.

### Công suất điển hình

Công suất tổ máy từ 50 đến 500 MW (Tài liệu tham khảo 12).

### Cấu hình tăng giảm công suất

Các nhà máy thủy điện tích năng có khả năng điều chỉnh phụ tải nhanh (là tốc độ thay đổi công suất danh định trong một khung thời gian cho trước) vì chúng có khả năng điều chỉnh công suất lên hoặc xuống lớn hơn 40% công suất danh định trong vòng một phút. Thủy điện tích năng và thủy điện có hồ chứa phát công suất đỉnh có khả năng ứng phó với những biến động lớn về sản lượng phát và có thể cung cấp công suất tác dụng trong thời gian ngắn.

## Ưu điểm/nhược điểm

### Ưu điểm:

- Có thể tái sử dụng nước nhiều lần và như vậy các hồ nhỏ hơn là phù hợp.
- Quá trình phát điện không có phát thải.
- Nước là nguồn năng lượng tái tạo.
- Các hồ có thể được sử dụng cho các mục đích phụ như cấp nước, câu cá và giải trí (Tài liệu tham khảo 15).

### Nhược điểm:

- Các địa điểm rất hạn chế.
- 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.
- Chi phí đầu tư cao.

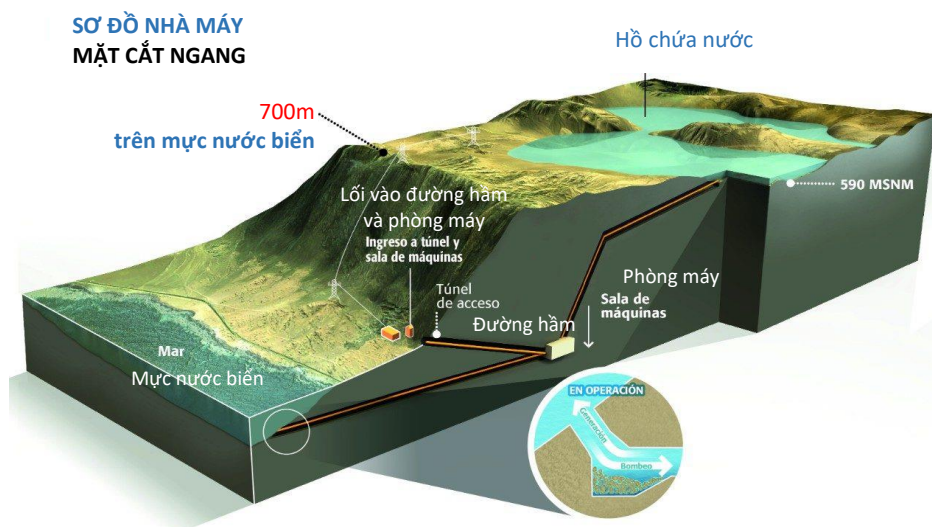
## Môi trường

Những ảnh hưởng môi trường có thể có của nhà máy thủy điện tích năng chưa được đánh giá một cách có hệ thống, nhưng dự kiến là nhỏ. Phần lớn lượng nước được tái sử dụng, làm hạn chế đến mức tối thiểu việc phải lấy nước từ nguồn ở bên ngoài. Việc sử dụng các đập hiện có làm thủy điện tích năng có thể tạo ra các cơ hội và cấp vốn cho các thiết bị cải tạo và các quy định vận hành mới làm giảm các tác động sinh thái và xã hội của dự án trước đó (Tài liệu tham khảo 8). Các dự án thủy điện tích năng đòi hỏi diện tích đất nhỏ vì các hồ chứa của chúng trong hầu hết các trường hợp có thể được thiết kế để chỉ chứa nước đủ đảm bảo công suất phát của nhà máy trong vài giờ hoặc vài ngày.

## Nghiên cứu và phát triển

Thủy điện tích năng, giống như thủy điện có hồ chứa, là công nghệ đã chín muồi và được biết đến rộng rãi và có thể xếp vào nhóm công nghệ số 4.

Trong điều kiện vận hành bình thường, các tuabin thủy điện được tối ưu hóa cho một điểm vận hành được xác định bởi tốc độ, chiều cao cột nước và lưu lượng nước. Chiều cao cột nước là mức chênh lệch giữa các mực nước tại cửa vào và cửa xả. Đó là chiều cao theo phương thẳng đứng, đo bằng đơn vị mét. Ở chế độ vận hành có tốc độ cố định thì bất kỳ sự thay đổi nào của cột nước và lưu lượng đều làm giảm phần nào hiệu suất. Tổ máy tuabin-bơm có tốc độ thay đổi vận hành trong một dải thông số rộng về chiều cao cột nước và lưu lượng, nhờ đó cải thiện tính kinh tế đối với thủy điện tích năng. Hơn nữa, các tổ máy có tốc độ thay đổi có thể đáp ứng những biến động của phụ tải và điều chỉnh tần số trong chế độ bơm (mà tổ máy tuabin bơm thuận nghịch có tốc độ cố định chỉ có thể thực hiện ở chế độ phát điện). Tổ máy có tốc độ thay đổi có thể tiếp tục hoạt động ngay cả ở mức năng lượng thấp hơn, đảm bảo nạp nước hồ chứa đều đặn trong khi vẫn hỗ trợ ổn định lưới.



Hình 4: Nhà máy thủy điện tích năng 300 MW sử dụng nước biển ở Chile (Tài liệu tham khảo 13)

Thủy điện tích năng có thể vận hành với nước biển, mặc dù có thêm nhiều khó khăn so với sử dụng nước ngọt.

Dự án Yanbaru với công suất 30 MW ở Okinawa là dự án trình diễn đầu tiên về thủy điện tích năng sử dụng nước biển. Dự án này được xây dựng vào năm 1999 nhưng cuối cùng đã tháo dỡ vào năm 2016 do không có tính cạnh tranh về mặt kinh tế. Một dự án 300 MW sử dụng nước biển đã được đề xuất gần đây ở Lanai, Hawaii, và một số dự án sử dụng nước biển đã được đề xuất ở Ireland và Chile.

Ở Đức, RAG, một công ty khai thác mỏ than, đang xem xét tạo ra các hồ nhân tạo trên các bãi xi hoặc cho nước chảy vào các hầm lò thẳng đứng là hai ý tưởng mới đối với thủy điện tích năng (Tài liệu tham khảo 10).

## Ví dụ về những dự án hiện có

### *Nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái*

Bác Ái là nhà máy thủy điện tích năng đầu tiên của Việt Nam nằm trên địa bàn các xã Phước Hòa, Phước Tân, huyện Bác Ái, tỉnh Ninh Thuận và hiện đang trong giai đoạn thiết kế kỹ thuật. Tổng công suất của nhà máy là 1.200 MW, với 4 tổ máy công suất 300 MW. Theo Điều chỉnh Quy hoạch điện 7, nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái sẽ được đưa vào vận hành trong giai đoạn 2028-2030. Hồ trên sẽ được xây dựng trên đỉnh núi Đá Đen, với chiều cao đập là 72m, mực nước dâng bình thường là 603m và thể tích hữu ích là 9 triệu m<sup>3</sup>. Hồ dưới sẽ sử dụng nước từ hồ Sông Cái thuộc hệ thống tưới tiêu Tân Mỹ với chiều cao đập là 38,4m, mực nước bình thường là 193m và thể tích hữu ích là 200 triệu m<sup>3</sup>, trong đó thể tích sử dụng cho nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái là 10 triệu m<sup>3</sup>. Cột nước thiết kế là 403m và lưu lượng xả tối đa là 248 m<sup>3</sup>/s. Nhà máy sẽ sử dụng tuabin Francis và hiệu suất của chu kỳ bơm-phát điện là 70%. Tổng giá trị đầu tư dự kiến của nhà máy Bác Ái là 918 triệu USD (giá năm 2019, không bao gồm chi phí quản trị, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi suất) tương đương với suất đầu tư 0,77 triệu USD/MW<sub>e</sub>. Tổng vốn đầu tư (bao gồm các chi phí trên) là 1,019 tỷ USD, tương ứng với suất đầu tư 0,848 triệu USD/MW (Tài liệu tham khảo 17).

Những nhà máy thủy điện tích năng, như nhà máy điện Grand Maison ở Pháp có thể điều chỉnh công suất lên đến 1800 MW chỉ trong vòng ba phút. Tốc độ này tương đương 600 MW/phút (Tài liệu tham khảo 11).

Nhà máy thủy điện tích năng Phong Ninh có vị trí cách Thừa Đức của tỉnh Hà Bắc, Trung Quốc 145 km (90 dặm) về phía tây bắc, ở huyện tự trị dân tộc Mãn-Phong Ninh. Nhà máy này được khởi công xây dựng vào tháng 6/2013 và tổ máy đầu tiên đã được vận hành thử vào năm 2019, tổ máy cuối cùng vào năm 2021. Chi phí đầu tư của dự án là 1,87 tỷ USD. Năm 2014, Tập đoàn Gezhouba đã được trao hợp đồng là nhà thầu chính xây dựng nhà máy điện này. Đây là nhà máy thủy điện tích năng lớn nhất trên thế giới có công suất đặt là 3.600 MW gồm 12 tổ máy công suất mỗi tổ máy là 300 MW, tuabin – bơm là loại Francis (Tài liệu tham khảo 14).

Indonesia có kế hoạch xây dựng nhà máy thủy điện tích năng đầu tiên của nước này. Nhà máy điện này sẽ vận hành chuyển nước giữa hai hồ chứa; hồ dưới ở trên sông Thượng Cisokan và hồ trên ở trên sông Cirumamis là một nhánh hữu ngạn của sông Thượng Cisokan. Khi nhu cầu năng lượng cao, nước từ hồ trên được dẫn xuống nhà máy điện để sản xuất điện. Khi nhu cầu năng lượng thấp, nước được bơm từ hồ dưới lên hồ trên với cùng tổ máy bơm-phát điện. Quá trình này lặp đi lặp lại nếu cần thiết và cho phép nhà máy hoạt động như một nhà máy điện chạy đỉnh. Nhà máy có bốn tổ máy tuabin bơm loại Francis có công suất định mức 260 MW mỗi máy để phát điện và 275 MW để bơm. Mực nước hồ trên cao nhất là 796 m và thấp nhất là 499 m. Sự chênh lệch về mức nước cho phép nhà máy có cột nước thủy lực định mức là 276 m. Dự kiến nhà máy sẽ vận hành thương mại vào năm 2024.

### Tài liệu tham khảo

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. EPRI, Palo Alto, CA, *Những lựa chọn công nghệ lưu trữ điện năng: Sách trắng nhập môn về các ứng dụng, chi phí và lợi ích*, 2010.
2. Inage, S., *Triển vọng cho thủy điện tích năng quy mô lớn trong lưới điện các bon thấp*, Tài liệu làm việc của IEA, IEA/OECD, Paris, 2009.
3. Cơ quan Năng lượng quốc tế, Paris, Pháp, *Lộ trình công nghệ thủy điện*, 2012.
4. IRENA, Abu Dhabi, *Lưu trữ điện năng và năng lượng tái tạo để cấp điện cho các đảo*, 2012.
5. Hiệp hội thủy điện quốc tế, Luân Đôn, *Báo cáo hoạt động của IHA 2010*, 2011.
6. IEA-ETSAP và IRENA, *Thủy điện: Tóm tắt công nghệ*, 2015.
7. Ngân hàng Thế giới, "Indonesia – Dự án thủy điện tích năng Thượng Cisokan ". *Tài liệu thẩm định dự án*, tháng 4/ 2011, 2011.
8. Pittock, J., "Quan điểm – Quản lý thủy điện tốt hơn trong kỷ nguyên của biến đổi khí hậu", *Các lựa chọn về nước*3(2): 444-452, 2010.
9. Kema, *Đảo năng lượng cho thủy điện tích năng quy mô lớn*, www.kema.com/services/ges/innovative-projects/energystorage/Default.aspx, 2007.
10. Buchan, D., *Energiewende – Vấn đề của nước Đức*, SP26, Viện nghiên cứu năng lượng Oxford, Trường Đại học Oxford, Vương quốc Anh, Tháng 6, 2012.
11. Eurelectric, Thủy điện: Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi, Báo cáo của Eurelectric, Tháng 6, 2015.
12. General Electric, <https://www.renewableenergy.com/hydrogen-power/large-hydrogenpower-solutions/hydrogen-turbines/pump-turbine.html>. Truy cập ngày 20/7/2017.
13. Hydrogenworld, [www.hydrogenworld.com](http://www.hydrogenworld.com). Truy cập ngày 20/7/2017.
14. Wikipedia, [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org). Truy cập ngày 20/7/2017.
15. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, "Báo cáo thị trường thủy điện", 2015.
16. IRENA, Chi phí sản xuất điện từ năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, Abu Dhabi, 2018.
17. Công ty Cổ phần Tư vấn Điện 1, "Nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái - Báo cáo Nghiên cứu khả thi", 2015.

## Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các giá được thể hiện là USD, giá năm 2019.

Công nghệ	Thủy điện tích năng								
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)	Mức độ không chắc chắn (2050)	Ghi chú	TL		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>				<b>Thấp hơn</b>	<b>Cao hơn</b>	<b>Thấp hơn</b>	<b>Cao hơn</b>		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	250	250	250	100	500	100	500	A	1;6
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	1.000	1.000	1.000	100	4.000	100	4.000		1;6
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	80	80	80	70	82	70	82		1;3;5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	80	80	80	70	82	70	82		1;3;5
Ngừng máy cưỡng bức (%)	4	4	4	2	7	2	7		5
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	3	3	3	2	6	2	6		5
Vòng đời kỹ thuật (năm)	50	50	50	40	90	40	90		1
Thời gian xây dựng (năm)	5	5	5	2,2	7	2,2	7	B	1,8
Yêu cầu không gian (1000m <sup>2</sup> / MWe)	30	30	30	15	45	15	45		1
<b>Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện</b>									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Cấu hình tăng giảm công suất</b>									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	50	50	50	10	100	10	100		2;5
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	0	0	0	0	0	0	0		2
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		2
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		2
<b>Môi trường</b>									
PM 2.5 (mg/Nm <sup>3</sup> )	0	0	0	0	0	0	0		
SO <sub>2</sub> (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0	0	0	0	0		
NO <sub>x</sub> (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
<b>Số liệu tài chính</b>									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	0,89	0,89	0,89	0,60	6,0	0,60	6,0	C;E	1;3;4
- trong đó thiết bị (%)	30	30	30	20	50	20	50		7
- trong đó lắp đặt (%)	70	70	70	50	80	50	80		7
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	8.320	8.320	8.320	4.000	30.000	4.000	30.000		3;4;6,7
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	1,4	1,4	1,4	0,5	3,0	0,5	3,0		1;7
Chi phí khởi động (USD/MWe/khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>									
Quy mô hồ chứa (MWh)	10.000	10.000	10.000	3.000	20.000	3.000	20.000	D	1;6
Thời gian tải/ không tải (giờ)	10	10	10	4	12	4	12	D	1;6

### Tài liệu tham khảo

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, “Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện”, 2017.
2. Eurelectric, “Thủy điện - Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi”, 2015.
3. Lazard, “Chi phí quy dẫn của tích năng của Lazard – phiên bản 2.0”, 2016.
4. MWH, Phân tích kỹ thuật về thủy điện tích năng và tích hợp với điện gió ở Tây Bắc Thái Bình Dương, 2009.
5. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, “Báo cáo Thị trường thủy điện”, 2015.
6. Connolly, “Đánh giá công nghệ tích trữ năng lượng – Đề tích hợp nguồn năng lượng tái tạo không ổn định”, 2009.
7. IRENA, “Công nghệ năng lượng tái tạo: Các phân tích chi phí – Thủy điện”, 2012.
8. PECCI, Báo cáo nghiên cứu khả thi Nhà máy thủy điện tích năng Bắc Ái, 2015.

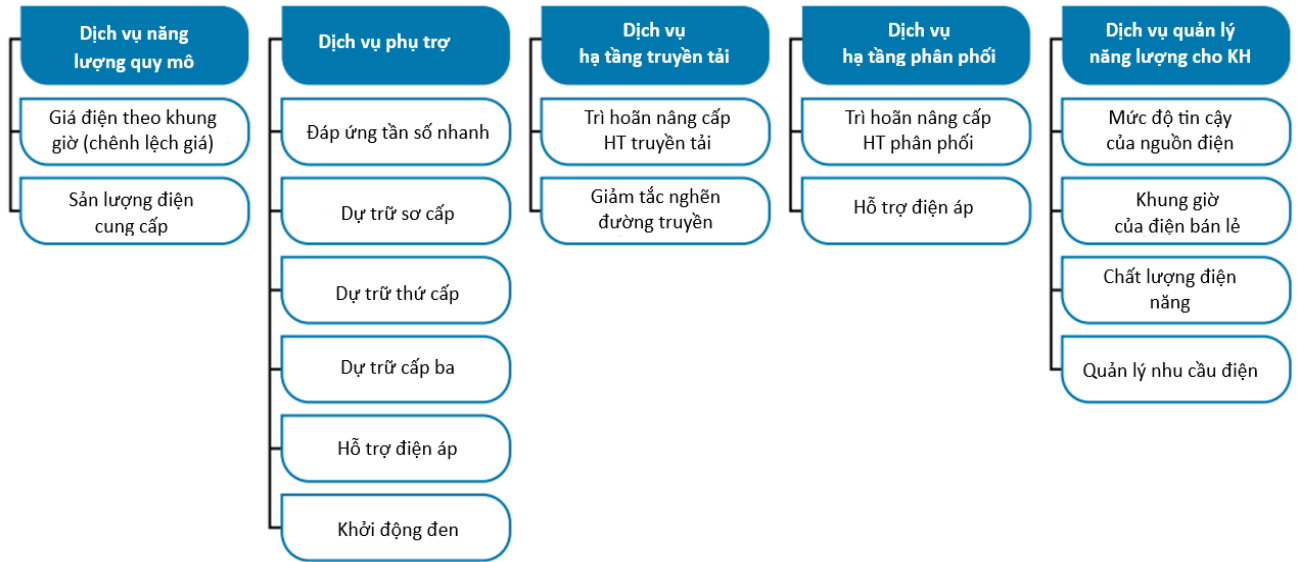
### Ghi chú

- A. Công suất tuabin.
- B. Mức độ không chắc chắn (thấp) ước tính là - 50%.
- C. Những con số này nhạy cảm theo từng địa điểm. Sẽ có sự cải thiện về xu hướng phát triển của đường cong học tập, nhưng sự cải thiện này sẽ được cân đối do những địa điểm tốt nhất sẽ được khai thác trước. Đầu tư phụ thuộc nhiều vào công trình xây dựng.
- D. Công suất của toàn bộ nhà máy và không phải của tổ máy (tuabin).
- E. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần phương pháp luận.

## 2. PIN LITHIUM-ION

### Mô tả công nghệ

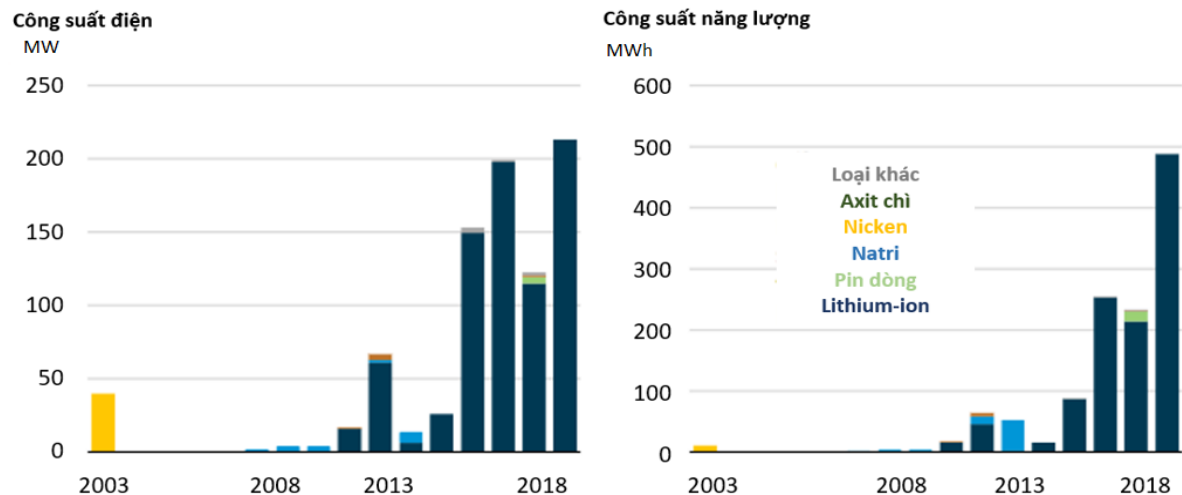
Với tỷ trọng năng lượng tái tạo trong hệ thống điện ngày càng tăng, lưới điện đối mặt với vấn đề nguồn cung điện không ổn định và không chắc chắn. Do đó, ngành điện đã nhận thấy vai trò ngày càng lớn mạnh của các công nghệ lưu trữ điện năng. Một số công nghệ chính đang được xem xét bao gồm lưu trữ điện năng dư thừa sử dụng các pin tích năng điện hóa như pin lithium-ion, pin dòng oxy hóa khử (redox flow), pin axit chì, pin sodium sulphur (NaS) nhiệt độ cao và pin sodium nickel chloride. Các công nghệ khác bao gồm pin nhiên liệu, siêu tụ điện, bán dẫn và chuyển đổi sang hydrogen và ammonia. Tiềm năng ứng dụng pin trong các hệ thống điện rất đa dạng, từ hỗ trợ các lưới phân phối điện yếu cho đến cung cấp các dịch vụ năng lượng quy mô lớn hoặc các giải pháp ngoài lưới (xem Hình 5).



Hình 5: Các loại dịch vụ được hệ thống lưu trữ điện năng cung cấp (Tài liệu tham khảo 41).

Trong tất cả các công nghệ được đề cập, bộ lưu trữ điện hóa (pin) đã giảm chi phí đáng kể trong những năm qua. Điều này đặc biệt đúng đối với pin Li-ion, loại pin này đã được sử dụng với nhiều mục đích khác nhau để hỗ trợ lưới điện trên thế giới. Theo dữ liệu của IEA, năm 2018, pin Li-ion chiếm tỷ trọng 93% cơ cấu công nghệ lưu trữ năng lượng (không bao gồm thủy điện tích năng). Bên cạnh đó, pin lithium-ion (LIB) đã hoàn toàn chiếm lĩnh thị trường các giải pháp lưu trữ năng lượng quy mô lưới trong những năm gần đây và trở thành giải pháp pin phổ biến nhất (xem Hình 6). Do hiện nay giải pháp lưu trữ năng lượng bằng pin LIB đóng vai trò quan trọng đối với hệ thống điện, chương này sẽ tập trung đặc biệt vào loại pin này.

Các loại pin lắp đặt quy mô lớn tại Hoa Kỳ (2003 – 2018)



Hình 6: Hệ thống pin quy mô lớn theo loại pin được lắp đặt tại Hoa Kỳ (2003-18). Nguồn: EIA.

Phần mô tả công nghệ ở đây tập trung vào loại pin sử dụng để cung cấp các dịch vụ năng lượng quy mô lớn và dịch vụ quản lý năng lượng của khách hàng, nghĩa là dịch chuyển thời gian cung cấp năng lượng trong vài giờ (chênh lệch) - ví dụ: chuyển sản lượng điện mặt trời từ thời điểm ban ngày sang sử dụng vào ban đêm, cung cấp công suất đỉnh, quản lý nhu cầu phụ tải, độ tin cậy và chất lượng điện.

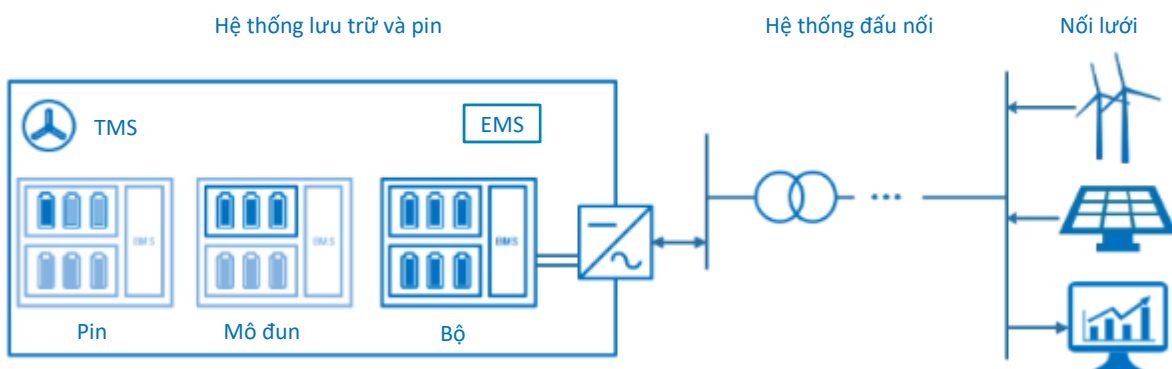
Hệ thống LIB phổ biến hiện nay có cực dương bằng than chì, cực âm oxit kim loại lithium và chất điện phân có thể ở thể lỏng hoặc ở trạng thái (bán) rắn. Khi ở dạng lỏng, nó được tạo thành từ các muối lithium hòa tan trong muối carbonate hữu cơ; khi ở dạng rắn, các muối lithium được đưa vào hỗn hợp cao phân tử. Ba loại pin Li-Ion chính được lắp đặt ngày nay để lưu trữ quy mô lớn được trình bày trong bảng dưới đây. Pin Li-Ion thường ở dạng tế bào hình trụ và có thể đạt mật độ năng lượng lên đến 300 Wh/kg. Yêu cầu không gian được giả định khoảng 5 MWh/m<sup>2</sup>.

Bảng 1: Các loại LIB chính được sử dụng trong lưu trữ năng lượng quy mô lớn (Tài liệu tham khảo 47).

Tên viết tắt	Tên	Cực dương	Cực âm	Mật độ năng lượng Wh/kg	Số chu kỳ	Vòng đời	Các nhà sản xuất chính
NMC	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide	Graphite	LiNi <sub>0.6</sub> Co <sub>0.2</sub> Mn <sub>0.2</sub> O <sub>2</sub>	120-300	3000-10000	10-20 năm	Samsung SDI LG Chem SK Innovation Leclanche Kokam
LFP	Lithium Iron Phosphate	Graphite	LiFePO <sub>4</sub>	50-130	6000-8000	10-20 năm	BYD/Fenecon Fronius/Sony*
LTO	Lithium Titanate	LiTO <sub>2</sub>	LiFePO <sub>4</sub> hoặc LiNi <sub>0.6</sub> Co <sub>0.2</sub> Mn <sub>0.2</sub> O <sub>2</sub>	70-80	15000-20000	25 năm	Leclanche Kokam Altairnano

Các electron chạy trong mạch ngoài và các ion Li đi qua chất điện phân. Quá trình sạc và xả pin phụ thuộc vào cơ chế trao đổi qua lại của ion Li giữa cực dương và cực âm. Quá trình này được kiểm soát bởi một hệ thống quản lý pin điện tử để tối ưu hóa việc sử dụng và suy giảm hiệu suất của pin, đồng thời cung cấp dòng tải nạp/xả mong muốn. Sự dịch chuyển Li-ion nhanh chóng và khoảng cách khuếch tán nhỏ do cấu trúc lớp của các thành phần bên trong tế bào đảm bảo rằng thời gian phản ứng với LIB là rất thấp (Tài liệu tham khảo 1). Pin cũng có tỷ lệ tự xả thấp chỉ 0,1–0,3% mỗi ngày và hiệu suất chu trình tốt, lên đến 97% (Tài liệu tham khảo 8).

Sơ đồ tổng quan về hệ thống pin và đấu nối lưới được trình bày trong Hình 7. Hệ thống quản lý nhiệt (TMS) kiểm soát nhiệt độ trong các bộ pin để tránh quá nhiệt và thoát nhiệt (hiện tượng được giải thích trong phần tiếp theo). Hệ thống quản lý năng lượng điều chỉnh việc trao đổi năng lượng với lưới. Công nghệ điện tử công suất chuyển đổi DC thành AC trước khi đưa điện vào lưới. Trong một số trường hợp (lưới cao áp), có thể cần một máy biến áp để cấp điện vào lưới. Một số nhà sản xuất cung cấp mô-đun pin lưu trữ kiểu công-ten-nơ có thể nối tiếp nhau để tăng dung lượng.



Hình 7: Sơ đồ minh họa hệ thống lưu trữ pin và đấu nối lưới (Tài liệu tham khảo 43).

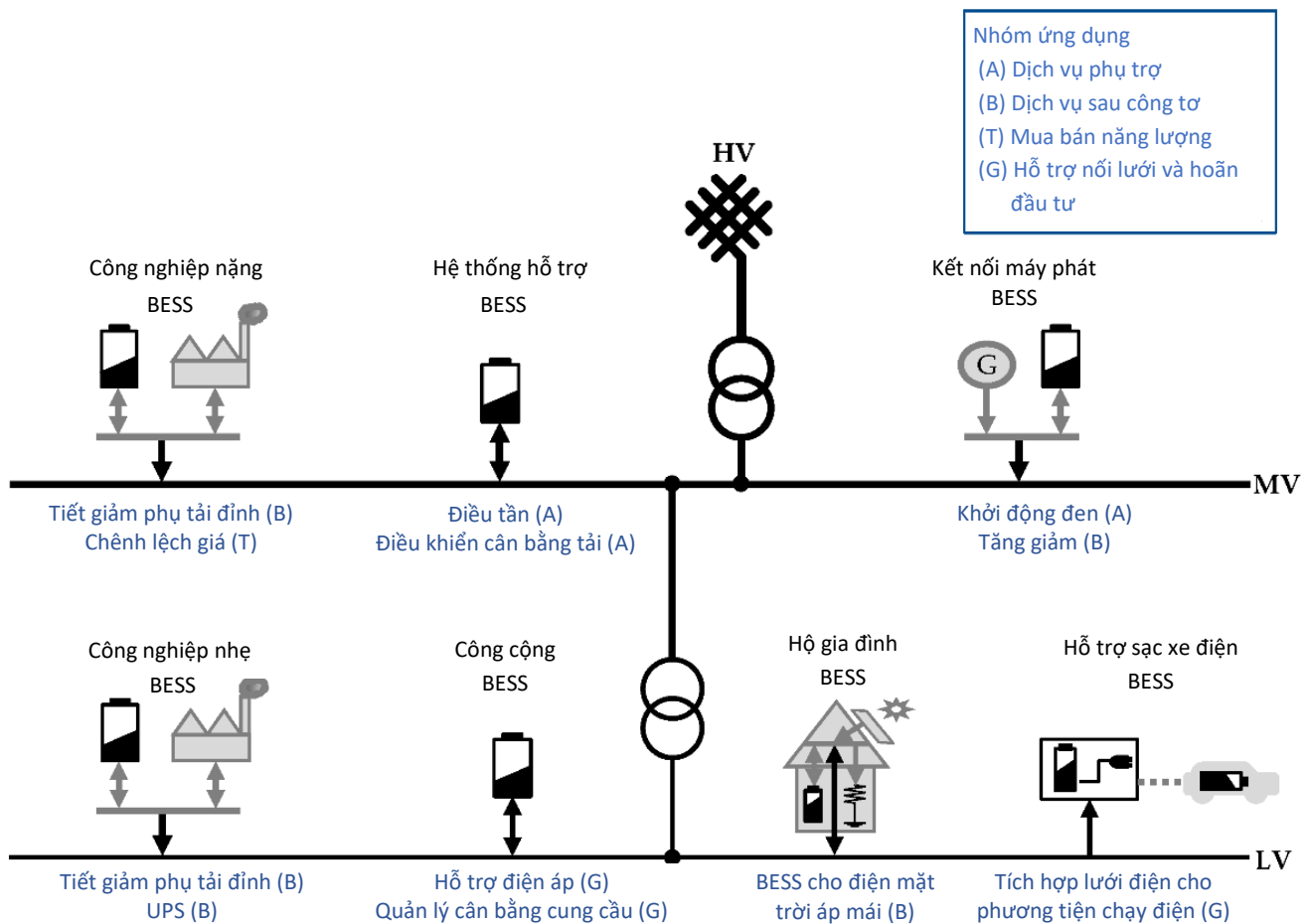
Tốc độ sạc và xả của LIB thường được đo bằng tỷ lệ C, là dòng điện tối đa mà pin có thể cung cấp. Ví dụ, nếu pin được xả hết trong 20 phút, 1 giờ và 2 giờ thì nó có tỷ lệ C lần lượt là 3C, C và C/2. Pin có thể hoạt động ở

tỷ lệ C cao hơn mức quy định trong bộ pin, nhưng sẽ dẫn đến sự xuống cấp nhanh hơn của vật liệu pin (Tài liệu tham khảo 9). Nói chung, với cùng đặc tính hoá học/cấu tạo, pin trải qua 15 phút xả đầy sẽ có tuổi thọ chu kỳ thấp hơn (và tuổi thọ) so với pin tương tự được sử dụng trong chu kỳ xả đầy 1 giờ.

LIB không gặp vấn đề về hiệu ứng bộ nhớ (hiệu ứng pin mất dần dung lượng năng lượng tối đa nếu được sạc lại nhiều lần sau khi chỉ được xả một phần) và có thể được sử dụng cho các mức xả ở chu kỳ ngắn mà không bị giảm dung lượng (Tài liệu tham khảo 11). Tương quan giữa dung lượng pin (tính bằng MWh) và công suất tải/không tải (tính bằng MW) có thể được tùy chỉnh dựa trên nhu cầu của hệ thống để đạt hiệu suất cao nhất. Tuổi thọ của công nghệ năng lượng pin được đo bằng tổng số chu kỳ trong suốt thời gian sử dụng. Ngày nay, pin Li-Ion thường có tuổi thọ khoảng 10.000 chu kỳ sạc/xả đầy. Pin tạo ra dòng điện một chiều, sau đó dòng điện này cần được chuyển đổi thành dòng điện xoay chiều để được đưa nhiều nhất vào lưới đấu nối. Điều này đạt được thông qua thiết bị điện tử công suất (biến tần).

Như đã đề cập ở phần trên, hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) có thể có nhiều ứng dụng, do đó có thể được lắp đặt ở các cấp điện áp khác nhau (Hình 8). Có nhiều loại cấu trúc hệ thống BESS, với những khác biệt nhỏ tùy thuộc vào từng ứng dụng. Trong bối cảnh không nối lưới và lưới siêu nhỏ (không được trình bày trong Hình 8), chi phí nối lưới có thể giảm một phần hoặc toàn bộ.

Các tòa nhà của gia đình hoặc hộ công nghiệp có thể lắp đặt pin phía sau đồng hồ đo để điều chỉnh đường cong phụ tải và tích hợp với sản lượng điện phân tán như điện mặt trời mái nhà hoặc công nghiệp. Các lợi ích chính gồm tiết kiệm tiền điện ở mức giá bán lẻ, giảm tiền điện cao điểm, cải thiện độ tin cậy và chất lượng điện năng (Tài liệu tham khảo 43). Công nghệ pin có thể thúc đẩy điện tự dùng và mang lại nguồn dự phòng cho lưới điện địa phương, tránh quá tải và trì hoãn các yêu cầu đầu tư và cải tạo. Trong trường hợp có dòng hai hướng đến/đi từ lưới (giả định), BESS có thể tăng chất lượng điện của nguồn phát phân tán góp phần ổn định điện áp. Trong thị trường phát triển, các chức năng này có thể không chỉ phản ánh các yêu cầu theo quy định mà còn giúp triển khai các dịch vụ hệ thống được trả tiền.



Hình 8: Các ứng dụng của hệ thống pin tùy vào cấp điện áp và loại hình ứng dụng (Tài liệu tham khảo 43).

## Đầu vào

Điện năng.

## Đầu ra

Điện năng.

Hiệu suất của các tế bào pin Li-ion là gần 100%. Tuy nhiên, có một số nguồn gây ra tổn thất, có thể được nhóm lại thành tổn thất vận hành và dự phòng. Tổn thất vận hành liên quan đến thiết bị điện tử công suất và điện trở mạch trong LIB và chúng tăng theo công suất thứ hai của dòng điện chạy trong mạch ngoài của pin. Tổn thất dự phòng là kết quả của các phản ứng hóa học không mong muốn trong pin (*tỷ lệ tự xả*). Tỷ lệ tự xả tăng theo nhiệt độ nhưng có thể giả định là 0,1% lượng điện năng mỗi ngày.

Các hệ thống phụ trợ (hệ thống quản lý nhiệt, hệ thống quản lý năng lượng) cũng cần có điện năng để chạy và cũng cần tính đến tổn thất liên quan.

Chuyển đổi AC-DC và nhu cầu điện năng của thiết bị điện tử điều khiển dẫn đến hiệu suất từ lưới đến lưới (AC-AC) hiện nay khoảng 90%. Việc điều chỉnh tần số đòi hỏi quá trình xả sạc chu kỳ ngắn nhanh chóng và làm giảm hiệu quả hai chiều. Số chu kỳ xả sạc nhiều sẽ làm giảm tuổi thọ của pin. Nhìn chung, hiệu suất có thể được biểu thị bằng hàm số giảm dần của tỷ lệ C, tức là dòng điện được giải phóng bởi pin là bao nhiêu.

## Công suất điển hình

Đối với các dịch vụ năng lượng quy mô lớn, pin Li-Ion có kích thước lớn. Pin nhỏ ở dạng MW/MWh, nhưng có thể đạt tới vài trăm MW/MWh. Ví dụ, nhà máy Hornsdale ở Úc có các công suất/điện năng 100MW/129MWh và đang được mở rộng thêm 50MW/64,5MWh. Đối với các ứng dụng phân tán, kích thước pin có thể từ vài kW đến hàng trăm kW.

Đối với các ứng dụng dịch vụ năng lượng quy mô lớn (ví dụ như 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), có thể cần vài giờ lưu trữ, tùy thuộc vào nhu cầu của hệ thống. Ví dụ, một hệ thống LIB được lắp đặt của AES ở San Diego có thể cung cấp cho lưới 37,5 MW điện liên tục trong 4 giờ. Xu hướng này sẽ tăng lên trong tương lai với sự cần thiết của việc dịch chuyển sản lượng điện tái tạo trong các khung thời gian dài.

## Cấu hình tăng giảm công suất

Hệ thống pin Li-ion (LIB) rất linh hoạt về công suất/điện năng và thời gian xả. Loại pin này có thời gian phản hồi ở mức mili giây (tùy thuộc vào biến tần), do đó nó phù hợp với nhiều ứng dụng đã đề cập ở trên, bao gồm ứng dụng đảm bảo chất lượng điện năng.

## Ưu/nhược điểm

Ưu điểm/nhược điểm được đánh giá so sánh với các công nghệ pin khác.

*Ưu điểm:*

- Mô đun pin Li-ion (LIB) không cần bảo trì đặc biệt và có thể hoạt động trong môi trường khắc nghiệt, do đó tiết kiệm chi phí vận hành.
- LIB có mật độ điện năng và công suất tương đối cao.
- Nhìn chung, các hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin có thể xếp chồng để đáp ứng nhu cầu. Ngoài ra, hệ thống này cũng dễ đặt vào vị trí và dễ di chuyển.
- Hiệu suất điện năng hai chiều khá cao so với các loại pin thương mại khác. Các loại pin khác có hiệu suất thấp hơn 10% hoặc hơn. Một số loại pin như NiCd/Ni-MH sẽ tự mất đi công suất nếu không được xả hết. Đây là hiệu ứng bộ nhớ. LIB không bị hiệu ứng bộ nhớ và có tỷ lệ tự xả rất thấp.
- Nhờ công suất và mật độ điện năng cao cùng với thời gian đáp ứng rất ngắn (vài mili giây) cho phép sử dụng LIB trong các ứng dụng cần nhiều điện năng như điều tần và dịch chuyển thời gian. Do đó, pin Li-ion có thể được hưởng lợi từ các luồng doanh thu khác nhau từ việc cung cấp các dịch vụ hệ thống. Do không bị hiệu ứng bộ nhớ, pin có thể xả ngắn và sâu.
- LIB có tuổi thọ tương đối dài so với nhiều loại pin khác. Điều này giúp loại pin này hấp dẫn về mặt kinh doanh và tài chính, giảm chi phí lưu trữ quy dẫn.

*Nhược điểm:*

Pin Li-ion (LIB) có một số nhược điểm kỹ thuật tương đối nhỏ, chủ yếu liên quan đến các phản ứng điện hóa trong tế bào.

- Vật liệu điện cực dễ bị xuống cấp nếu sạc quá mức và xả sâu nhiều lần. Có thể áp dụng hệ thống quản lý thích hợp để giảm thiểu tác động này.
- Xả sạc liên tục làm giảm tuổi thọ tổng thể của pin.



- Hệ thống pin Li-Ion cần được làm mát để loại bỏ nhiệt tỏa ra từ các mô đun pin. Việc làm mát sẽ tốn điện năng và mức tiêu thụ có thể khá lớn tùy thuộc vào loại ứng dụng và ứng dụng pin. Vấn đề an toàn do thoát nhiệt rất cần lưu ý. Sự thoát nhiệt phát sinh do nhiệt độ cao trong các tế bào pin; trong vòng vài mili giây, điện năng trong pin sẽ bị hết và đạt đến nhiệt độ cao ở mức không thể chấp nhận được. Pin Li-Ion có thể sạc trong khoảng nhiệt độ 0-45°C, xả ở nhiệt độ cao hơn một chút; quá trình thoát nhiệt có thể bắt đầu ở 60°C. Sạc quá mức là một nguyên nhân gây ra hiện tượng thoát nhiệt.
- Chất điện phân có mức ổn định điện hóa giới hạn. Vượt quá giới hạn này, phản ứng oxy hóa khử xảy ra giữa oxygen thoát ra từ catot và chất điện phân; pin có thể cháy (Tài liệu tham khảo 21). Trong quá trình thoát nhiệt, nhiệt năng cao phát ra từ một tế bào có thể lan sang các tế bào bên cạnh, làm cho toàn bộ mô đun không ổn định.
- Độ ổn định của vật liệu làm catot khi tiếp xúc với chất điện phân là cao hơn đối với catot phosphate so với catot oxit nhưng pin làm từ phosphate có điện thế thấp hơn. Sự thoát nhiệt có thể được ngăn chặn bằng cách sử dụng chất ức chế (Tài liệu tham khảo 22).
- Với nhu cầu LIB tăng theo cấp số nhân hàng năm, nguồn cung nguyên liệu và chi phí gia tăng là những mối quan tâm chính. Khai thác lithium tiềm ẩn rủi ro địa chính trị vì các nguồn lithium dễ khai thác trên thế giới phần lớn tập trung ở ba quốc gia Nam Mỹ: Chile, Bolivia và Argentina (Tài liệu tham khảo 23), nhưng nguồn coban hạn chế vẫn là yếu tố quan ngại nhất.
- Tỷ lệ tự xả và tất cả các tổn thất hệ thống liên quan là khá đáng kể với thời gian lưu lâu hơn vài ngày, do đó, pin Li-Ion không được khuyến khích để lưu trữ lâu dài.

## Môi trường

Một số LIB chứa các oxit cobalt và nickel độc hại được sử dụng làm vật liệu catot và do đó cần phải được tái chế một cách cẩn thận. Hiện tại, giá thị trường của các nguyên liệu thành phần như lithium/cobalt vẫn chưa đủ cao để mang lại lợi ích kinh tế. Không giống như thiết bị điện tử di động, các hệ thống lớn giúp tăng cường thực thi các quy định tái chế.

Việc cạn kiệt tài nguyên lithium do sự gia tăng sử dụng LIB trong xe điện và lưu trữ quy mô lớn là một yếu tố quan ngại (Tài liệu tham khảo 24). US-EPA nói rằng trong lĩnh vực hóa học pin, tác động nóng lên toàn cầu do quá trình sản xuất LIB là khá lớn (bao gồm năng lượng được sử dụng trong quá trình khai thác): các tài liệu chỉ ra tác động khí hậu dao động từ CO<sub>2</sub> tương đương/kWh đến 196 kg CO<sub>2</sub> tương đương/kWh (Tài liệu tham khảo 46).

## Nghiên cứu và phát triển

LIB đã trở nên phổ biến trong nhiều thập kỷ, nhưng việc sử dụng chúng làm hệ thống lưu trữ quy mô lớn mới chỉ phát triển trong những năm gần đây. LIB chuyển từ giai đoạn tiên phong (loại 2) sang giai đoạn thương mại với tiềm năng phát triển đáng kể (loại 3). Do đó, vẫn còn tiềm năng đáng kể cho việc nghiên cứu và phát triển.

Do tác động kinh tế và công nghệ, một loạt các nghiên cứu do chính phủ và ngành tài trợ đang diễn ra trên toàn thế giới nhằm cải thiện LIB ở cấp độ hệ thống. Có thể đạt mật độ năng lượng cao hơn bằng cách chế tạo catot mới có tiềm năng điện hóa cao hơn và vật liệu anot/catot tốt hơn để có thể tạo ra nhiều lithium hơn trên một đơn vị thể tích/trọng lượng.

Thế điện hóa cao hơn đối với vật liệu làm catot cần phải phù hợp với độ ổn định điện hóa của chất điện phân được sử dụng. Vì vậy, cần có thêm nghiên cứu về các hệ thống điện phân mới. Chất điện phân có độ ổn định hóa học tốt hơn cũng dẫn đến khả năng thoát nhiệt thấp hơn. Có thể cải thiện công suất nguồn nếu chuyển động ion lithium bên trong điện cực và vật liệu điện phân nhanh hơn. Tóm lại, catot có thế điện hóa cao, anot có thế điện hóa thấp, anot/catot có dung lượng lithium cao, chuyển động electron/lithium, chất điện phân có mức độ ổn định điện hóa lớn và lithium dịch chuyển nhanh là những hướng đi mong muốn trong nghiên cứu LIB.

Một catot từ nickel-phosphate có thể hoạt động ở 5,5 V (so với 3,7 V của catot từ oxit cobalt), nhưng hiện chưa có chất điện phân hỗ trợ (Tài liệu tham khảo 25). Về phía anot, anot từ silicon có thể cải thiện so với catot từ carbon. Tuy nhiên, sự ổn định trong hoạt động lâu dài vẫn còn là một vấn đề (Tài liệu tham khảo 26). Về mặt điện phân, chất lỏng ion đang được nghiên cứu để sử dụng an toàn hơn cho các hoạt động nhiều tiềm năng (Tài liệu tham khảo 27).

Trong tương lai, pin Lithium-Air và Lithium-Sulfur có thể được thương mại hóa, nhưng vẫn có những thách thức liên quan đến độ ẩm, các phản ứng hóa học ngoài mong muốn (sản xuất và rò rỉ các ion polysulphide vào chất điện phân trong trường hợp pin Li-S).

Một hướng nghiên cứu đầy hứa hẹn khác có liên quan đến pin Lithium thể rắn (SSB). Các SSB sử dụng chất điện phân rắn thay vì chất điện phân lỏng/gel như trong pin Li-ion ngày nay: điều này sẽ làm giảm nguy cơ cháy nổ và tăng mật độ năng lượng của bộ pin, ngoài ra loại pin này còn rất ổn định (Tài liệu tham khảo 44). Những nhược điểm chính của SSB là chi phí cao, độ dẫn ion của chất điện phân kém, sự không tương thích giữa chất điện phân và điện cực và sự phát triển nhanh của các sợi lithium tích tụ. Điều này dẫn đến giảm hiệu suất chu trình và sụt giảm công suất nhanh chóng (Tài liệu tham khảo 45).

### Ước tính chi phí đầu tư

Trong báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2019 của IEA, các hệ thống pin được dự báo sẽ cung cấp 330 GW và 550 GW để tăng độ linh hoạt của hệ thống vào năm 2040 theo các Chính sách và Kịch bản phát triển bền vững. Ấn Độ sẽ là một trong những thị trường hàng đầu. Công suất lũy kế năm 2018 là 8 GW, con số này sẽ tăng gấp đôi trong 22 năm.

Các hệ thống LIB lắp đặt cho hoạt động vận hành quy mô lớn của các công ty lớn như Samsung SDI/TESLA ở dạng mô đun và có thể mở rộng: Chi phí có thể giảm đáng kể sẽ tăng tỷ lệ thuận với quy mô lưu trữ. Các hệ thống mô đun đã được TESLA sử dụng để lắp đặt hệ thống lưu trữ 80 MWh trong vòng 3 tháng (Tài liệu tham khảo 29).

Dữ liệu của mô hình Samsung SDI là thông tin tham khảo chính cho các thông số kỹ thuật; dữ liệu của các nhà sản xuất khác cũng được điều chỉnh và sử dụng để so sánh.

Do thiếu dữ liệu về tổn thất xả pin hàng ngày, thông tin tham khảo từ các bài báo đã xuất bản và các bài báo đánh giá được sử dụng làm tiêu chuẩn (Tài liệu tham khảo 8). Rất hiếm khi xảy ra ngừng máy đột xuất nên có thể coi là trường hợp này không xảy ra với điều kiện thực hiện quản lý tốt.

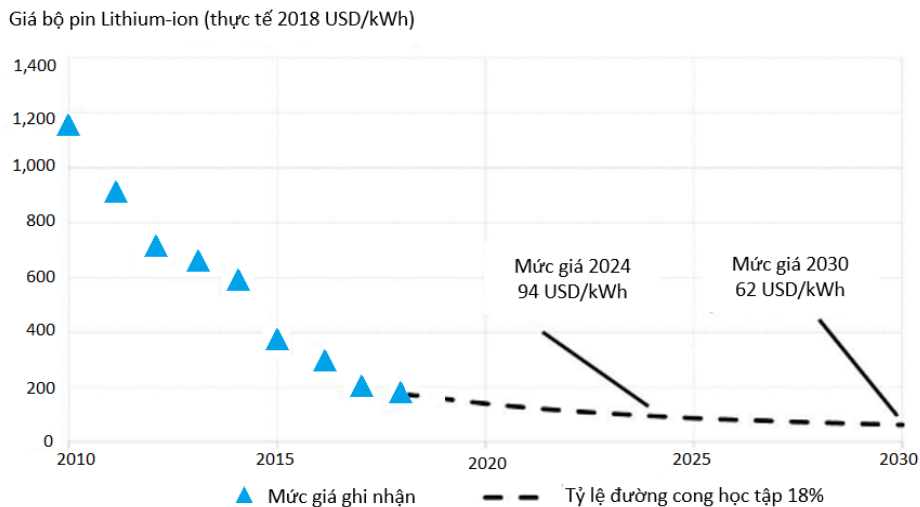
Samsung SDI cũng đề xuất vận hành trong dải tỷ lệ từ C/2 đến 3C. Pin có tỷ lệ 10C, tuổi thọ cao (Tài liệu tham khảo 30) đang được phát triển và pin có tỷ lệ 20C-60C đang được thử nghiệm (Tài liệu tham khảo 31).

Các sản phẩm pin thương mại hiện nay có tuổi thọ khoảng 10.000 chu trình (Tài liệu tham khảo 42). Sử dụng vật liệu điện cực ổn định hơn (ví dụ: catot polyanion và anot titanate) và phương pháp quản lý hệ thống tốt hơn sẽ giúp tăng tuổi thọ của hệ thống, dự kiến đạt 30 năm vào năm 2050.

Năng lực sản xuất mô đun và lắp đặt tự động có thể cắt giảm đáng kể thời gian lắp đặt hệ thống xuống còn vài tuần so với hiện tại khoảng 3 tháng, theo trình diễn của TESLA.

Hiệu suất hai chiều đã ở mức khá cao và do đó, rất ít có khả năng cải thiện hiệu suất hệ thống trong tương lai. Tổn thất bên trong phụ thuộc vào những tiến bộ trong công nghệ hóa học pin và hoạt động nghiên cứu và phát triển về vật liệu tế bào; vật liệu cũng sẽ ảnh hưởng đến hiệu suất của thiết bị điện tử công suất, có thể cải thiện trong những năm tới do các bộ chuyển đổi trạng thái rắn được thiết kế tốt hơn.

Triển vọng giá pin Lithium-ion



Hình 9: Dự báo giá bộ pin Li-Ion. Nguồn: Bloomberg NEF.

Mức giá dự kiến và giá trước đây của pin Li-Ion được thể hiện trong hình bên dưới, theo dự báo của Bloomberg. Một bộ pin dự kiến có giá 62 USD/kWh vào năm 2030 với giả định tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là 18%. Theo Báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2019 của IEA dự đoán, tổng chi phí hệ thống pin sẽ giảm

xuống dưới 200 USD/kWh vào năm 2040. Việc giảm chi phí của bộ pin sẽ ở mức cao hơn nhiều so với toàn bộ hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS), vì sự phát triển của lĩnh vực điện tử công suất dự kiến sẽ ở mức thấp hơn. Việc giảm giá cho các thành phần đơn lẻ của BESS (bộ pin, bộ chuyển đổi DC-AC, hệ thống quản lý) bị tác động nhiều bởi các ứng dụng thị trường tiềm năng, nỗ lực nghiên cứu và phát triển và tiến bộ trong quá trình sản xuất.

Giá của bộ lưu trữ pin kích thước nhỏ như TESLA's Powerwall (đơn vị 13,5kWh/7kW, tỷ lệ sạc 0,5) có thể khoảng 500 USD/kWh vào năm 2020, chưa bao gồm chi phí lắp đặt và phần cứng. Đối với các hệ thống lưu trữ lớn hơn giá có thể thấp hơn.

Báo cáo Chi phí lưu trữ quy dẫn của Lazard ước tính chi phí vận hành và bảo trì có dải giá trị rộng (0,3-5 USD/kWh). Chi phí này bao gồm chi phí vận hành và bảo trì cố định và biến đổi. Khi tính toán chi phí cho vòng đời của tài sản, chi phí vận hành và bảo trì có thể chiếm từ 1/4 đến 1/3 tổng chi phí lưu trữ quy dẫn (Tài liệu tham khảo 34). Mặc dù chi phí mô đun sẽ giảm, nhưng khi cân bằng với kỹ thuật đắt tiền hơn và tự động hóa cao hơn sẽ dẫn đến chi phí lắp đặt và chi phí vận hành và bảo trì ở mức không đổi hoặc thậm chí cao hơn một chút.

Tương tự như ngành bán dẫn, những cải tiến trong lĩnh vực sản xuất LIB cũng tăng theo cấp số nhân (Tài liệu tham khảo 35), với mức giảm giá khoảng 15%/năm. Nhu cầu từ ngành xe điện và ngành công nghiệp điện tử đã góp phần thúc đẩy sự phát triển nhanh chóng của ngành sản xuất và chuỗi cung ứng. Những cải tiến ứng dụng kết quả nghiên cứu và phát triển của vật liệu hiệu suất cao hỗ trợ hoạt động sản xuất thương mại LIB. Mật độ năng lượng dự kiến sẽ cải thiện khoảng 30-50% vào năm 2030 nhờ các nỗ lực nghiên cứu và phát triển trong vật liệu pin.

Dữ liệu được trình bày trong bảng số liệu là từ các trường hợp cụ thể và các nguồn có sẵn công khai. Các nhà quản lý dự án có thể dễ dàng tiếp cận được mức giá thương lượng tốt hơn. Sự không chắc chắn trong phát triển công nghệ và thương mại hóa trong tương lai có thể ảnh hưởng đến độ chính xác của số liệu đề xuất cho hệ thống lưu trữ năng lượng LIB.

Chi phí đầu tư [Tr. USD <sub>2019</sub> /MW]	2018	2020	2030	2050
<b>Cuốn Cẩm nang Công nghệ này</b>		<b>0,76</b>	<b>0,43</b>	<b>0,20</b>
Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch		0,76	0,43	0,20
NREL ATB		0,86	0,48	0,36
Lazard	0,63			

*Lưu ý: các giá trị áp dụng cho trường hợp lưu trữ trong 2 giờ.*

#### *Sự không chắc chắn về dữ liệu tương lai*

Sự phát triển của lĩnh vực LIB diễn ra nhanh trong vài năm qua, năng lực và công nghệ sản xuất đã có bước phát triển vượt bậc. Kết quả này được hỗ trợ bởi sự bùng nổ nhu cầu trong lĩnh vực xe điện và thiết bị điện tử cầm tay. Các hoạt động nghiên cứu và phát triển giúp đẩy nhanh tiến độ, không giống như bất kỳ công nghệ lưu trữ nào khác. Ví dụ, sự phát triển về chất điện phân có công suất 6V, catot vanadate và anot silicon có thể tăng 70% thể điện hóa và dung lượng Lithium lên 3 lần - dẫn đến mật độ năng lượng tăng gấp 5 lần, nhưng những công nghệ này còn nhiều năm nữa mới được thương mại hóa. Ngoài ra, một loại pin điện phân gel polymer được phát triển có tuổi thọ 200.000 chu kỳ với hiệu suất 96% (Tài liệu tham khảo 36). Việc thương mại hóa công nghệ có thể khiến các hệ thống LIB tồn tại trong nhiều thế kỷ.

#### **Ví dụ về các dự án hiện tại**

Theo IEA, vào cuối năm 2018, 8 GW công suất pin đã được lắp đặt trên toàn thế giới, với 3 GW được bổ sung vào năm 2018 (bao gồm tất cả các loại pin)<sup>1</sup>. Nhiều hệ thống lưu trữ năng lượng cung cấp dịch vụ phụ trợ của hệ thống điện, cung cấp dịch vụ điều tần. Một ví dụ về hệ thống quy mô lớn là hệ thống pin Hornsdale ở Úc. Một số nhà cung cấp công nghệ bao gồm TESLA, hệ thống A123, LG Chem, BYD, Toshiba, Samsung SDI, Fluence.

<sup>1</sup> Sơ đồ toàn cầu về thiết kế lưu trữ theo loại có thể tham khảo tại <https://public.tableau.com/shared/YFTR6XFTD?:showVizHome=no&:embed=true>. Truy cập lần cuối: Tháng 9 năm 2020.

- Pin Hornsdale TESLA ở Úc. Công suất 129MWh/100MW, với khả năng tăng lên thêm 64,5MWh/50MW. Hệ thống chủ yếu cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện về điều tần, nhưng ngoài ra cũng cung cấp các dịch vụ năng lượng quy mô lớn.
- AES/Samsung SDI/Parker Hannifin. Công suất 30 MW và 120 MWh (dịch vụ năng lượng quy mô lớn). SDG & E Escondido, San Diego, Hoa Kỳ. Từ năm 2017.
- Samsung SDI/GE. Công suất 30 MW và 20 MWh (khởi động đen và điều tần). Quận Imperial Irrigation, El Centro, California, Hoa Kỳ. Từ năm 2016.
- Toshiba. 40 MW và 40 MWh (dịch vụ năng lượng quy mô lớn cho NLTT). Minamisoma, tỉnh Fukushima, Nhật Bản. Từ năm 2016.
- Hệ thống BESS Alamitos của AES. 100 MW và 400 MWh sử dụng công nghệ Fluence Advancion 5. Long Beach, California, Hoa Kỳ. Từ năm 2020.
- Bộ lưu trữ năng lượng LFP 50 MW/100 MWh của CATL thuộc Dự án Trình diễn Nhà máy Điện Lưu trữ Năng lượng Quốc gia Luneng vận hành vào năm 2018, tại Trung Quốc. Đây là dự án lưu trữ năng lượng điện hóa lớn nhất liên quan đến sản xuất điện ở Trung Quốc, đã triển khai thành công việc sản xuất điện nổi lưới (Tài liệu tham khảo 49).



Hình 10: Hệ thống lưu trữ năng lượng 40 MW và 40 MWh tại Fukushima, Nhật Bản (Tài liệu tham khảo 48).

#### Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này chủ yếu dựa trên Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch “*Dữ liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - phát điện và gia nhiệt cục bộ, lưu trữ năng lượng và sản xuất và chuyển đổi vật liệu lưu trữ năng lượng*”. Dưới đây là danh sách tài liệu tham khảo:

1. DTU Energy, “Công nghệ lưu trữ năng lượng dưới góc nhìn của Đan Mạch và quốc tế”, 2019.
2. B. Scrosati và J. Garche, “Pin lithium: Hiện trạng, triển vọng và tương lai,” *J. Power Sources*, tập 195, số đăng 9, trang 2419–2430, 2010.
3. R. Marom, S. F. Amalraj, N. Leifer, D. Jacob, và D. Aurbach, “Đánh giá về vật liệu pin lithium nâng cao và thực hành,” *J. Mater. Chem.*, Tập. 21, số đăng 27, tr. 9938, 2011.
4. B. Diouf và R. Pode, “Tiềm năng của pin lithium-ion trong năng lượng tái tạo,” *Bản sửa đổi. Năng lượng*, tập 76, số đăng 2015, trang 375–380, 2015.
5. J. M. Tarascon và M. Armand, “Các vấn đề và thách thức đối với pin sạc lithium.” *Nature*, tập 414, số đăng 6861, trang 359–67, 2001.
6. [Aes deployment for SDGE.](#)
7. SAMSUNG, “Giải pháp pin tối ưu hóa hệ thống pin thông minh cho các ứng dụng ESS,” tr. 9 năm 2016.
8. Viện Nghiên cứu Môi trường và Năng lượng, “Tờ thông tin lưu giữ năng lượng”
9. K. Takei, K. Kumai, Y. Kobayashi, H. Miyashiro, N. Terada, T. Iwahori và T. T.
10. Hội đồng Năng lượng Thế giới, “Giám sát lưu trữ năng lượng”, 2019.
11. Y. Nishi, “Pin lithium ion thứ cấp: 10 năm qua và tương lai,” *J. Power Sources*, tập 100, số đăng 1–2, trang 101–106, 2001.
12. D. Stroe, V. Knap, M. Swierczynski, A. Stroe và R. Teodorescu, “Hoạt động của hệ thống lưu trữ năng lượng pin Lithium-Ion được nối lưới để cung cấp dịch vụ điều tần: Một góc nhìn về tuổi thọ pin,” *Ieee Trans. An bản*, tập. 53, số đăng 1, trang 430–438, năm 2017.
13. J. Johnson, B. Schenkman, A. Ellis, J. Quiroz và C. Lenox, “Kinh nghiệm vận hành ban đầu của hệ thống quang điện La Ola 1,2 MW,” *Sandia Rep.*, số. Tháng 10 năm 2011.
14. A. Sani Hassan, L. Cipcigan và N. Jenkins, “Vận hành lưu trữ pin tối ưu cho hệ thống ĐMT với các ưu đãi thuế quan,” *Appl. Năng lượng*, tập 76, số đăng 2015, trang 422–441, 2015.
15. M. Khalid và A. V. Savkin, “Giám thiêu và kiểm soát lưu trữ năng lượng pin để sử dụng tốt năng lượng gió: Tích lũy, phân phối và bán phân phối,” *Năng lượng tái tạo*, tập 64, số đăng 2014, trang 105–112, 2014.
16. KC. Divya và J. Stergaard, “Công nghệ lưu trữ năng lượng bằng pin cho các hệ thống điện - một đánh giá tổng quan,” *Electr. Hệ thống Điện Res*, tập 79, số đăng 4, pp trang 511–520, tháng 4 năm 2009.
17. H. Kamath, “Pin và lưu trữ năng lượng: Nhìn lại xu hướng,” 2017.
18. A. Millner, “Mô hình hóa sự xuống cấp của pin lithium ion trong xe điện,” *Hội nghị IEEE năm 2010 Đổi mới công nghệ và nguồn cung cấp điện hiệu quả, bền vững và tin cậy*, CITRES 2010 trang 349–356, 2010
19. O. Teller, J.-P. Nicolai, M. Lafoz, D. Laing, R. Tamme, AS Pedersen, M. Andersson, C. Folke, C. Bourdil, G. Conte, G. Gigliucci, I. Fastelli, M. Vona, MR Porto, T. Hackensellner, R. Kapp, C. Ziebert, HJ Seifert, M. Noe, M. Sander, J. Lugaro, M. Lippert, P. Hall, S. Saliger, A. Harby, M. Pihlatie và N. Omar, “Khuyến nghị chung của EASE/EERA đối với Lộ trình phát triển công nghệ lưu trữ năng lượng Châu Âu đến năm 2030,” tr.26, 2013.
20. [http://www.visualcapitalist.com/china-leading-charge-lithium-ion-megafactories/.](http://www.visualcapitalist.com/china-leading-charge-lithium-ion-megafactories/)
21. Q. Wang, P. Ping, X. Zhao, G. Chu, J. Sun, và C. Chen, “Sự thoát nhiệt gây cháy và nổ pin lithium ion,” *J. Power Sources*, tập 208, trang 210–224, 2012.
22. B. K. Mandal, A. K. Padhi, Z. Shi, S. Chakraborty, và R. Fuller, “Các chất ức chế thoát nhiệt cho chất điện phân pin lithium,” *J. Power Sources*, tập 161, số đăng 2, trang 1341–1345, 2006.

23. Hội Nghiên cứu Vật liệu, “Bảo đảm nguồn nguyên liệu cho các công nghệ mới - THE APS PANEL ON PUBLIC AFFAIRS & THE MATERIALS RESEARCH SOCIETY,” tập 103, trang 1-28, 2014.
24. U.S. EPA, “Ứng dụng đánh giá vòng đời đối với Công nghệ nano: Pin lithium-ion cho xe điện,” *Cơ quan Bảo vệ Môi trường Hoa Kỳ*, trang 1-119, 2013.
25. J. Wolfenstine và J. Allen, “Các dung dịch rắn LiNiPO<sub>4</sub>-LiCoPO<sub>4</sub> làm catot,” *J. Power Sources*, tập 136, số đăng 1, trang 150–153, 2004.
26. C. K. Chan, H. Peng, G. Liu, K. Mcllwraith, X. F. Zhang, R. A. Huggins và Y. Cui, “Các anot của pin lithium hiệu suất cao sử dụng dây nano silicon,” *Nat. Nanotechnol.*, Tập. 3, số đăng 1, trang 31–35, 2008.
27. M. Armand, F. Endres, D. R. MacFarlane, H. Ohno và B. Scrosati, “Vật liệu lỏng ion cho những thách thức điện hóa trong tương lai,” *Vật liệu tự nhiên*, tập 8, số đăng 8, trang 621–629, 2009.
28. B. Xu, D. Qian, Z. Wang, và Y. S. Meng, “Tiến bộ gần đây trong nghiên cứu vật liệu catot cho pin lithium ion cải tiến,” *Mater. Sci. Báo cáo kỹ thuật khoa học vật liệu*, tập 73, số đăng 5 5, trang 51-65, năm 2012.
29. *Forbes*.
30. H.-G. Jung, M. W. Jang, J. Hassoun, Y.-K. Sun, và B. Scrosati, “Pin lithium-ion Li<sub>4</sub>Ti<sub>5</sub>O<sub>12</sub>/Li [Ni<sub>0.45</sub>Co<sub>0.1</sub>Mn<sub>1.45</sub>] O<sub>4</sub> tuổi thọ cao,” *Nat. Commun.*, tập 2, tr. 516 năm 2011.
31. B. Kang và G. Ceder, “Vật liệu pin dễ sạc và xả cực nhanh,” *Nature*, tập 458, số ra 7235, trang 190–193, 2009.
32. Elon M, <https://twitter.com/elonmusk/status/840096176678420481>.
33. [http://www.greencarreports.com/news/1108788\\_electric-car-batteries-100-per-kwh-before-2020-80-soon-after](http://www.greencarreports.com/news/1108788_electric-car-batteries-100-per-kwh-before-2020-80-soon-after).
34. Lazard, “Phân tích chi phí lưu trữ quy dẫn của Lazard 2019”, 2019.
35. BNEF 2019.
36. M. Le Thai, G. T. Chandran, R. K. Dutta, X. Li và R. M. Penner, “100k vòng và nhiều hơn: Độ ổn định chu kỳ đặc biệt cho các dây nano MnO<sub>2</sub> được truyền qua chất điện phân gel,” *ACS Energy Lett.*, Tập 1, số ra 1, trang 57–63, 2016.
37. <http://www.tesla.com/powerpack>
38. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-07-07/elon-musk-s-tesla-wins-contract-to-build-south-australia-battery>.
39. <https://electrek.co/2017/06/28/audi-electric-car-battery-cost/>.
40. LAZARD, “PHÂN TÍCH CHI PHÍ NĂNG LƯỢNG QUY DẪN 10.0 CỦA LAZARD”, [www.lazard.com](http://www.lazard.com), tập 10.0, số ra Tháng 12 năm 2016, trang 1–21, 2016.
41. IRENA, “Khung định giá lưu trữ điện”, năm 2020.
42. Ea Energy Analyzes, “Giá trị của việc lưu trữ điện”, 2019.
43. Hesse, H.C. và cộng sự, “Bộ lưu trữ pin lithium-Ion cho lưới điện — Đánh giá về thiết kế hệ thống lưu trữ pin cố định được điều chỉnh cho các ứng dụng trong lưới điện hiện đại”, *Energies*, 2017.
44. IEA & European Patent Office, “Đổi mới trong pin và lưu trữ điện”, năm 2020.
45. Xiang Y. và cộng sự, “Các kỹ thuật tiên tiến về nghiên cứu pin lithium trạng thái rắn”, *Vật liệu Ngày nay*, 2020.
46. Circular Energy Storage, “Phân tích tác động khí hậu của pin lithium-ion và cách đo lường”, 2019.
47. Cục Năng lượng Đan Mạch và Energinet, “Dữ liệu Công nghệ - Tích trữ năng lượng – Mô tả công nghệ và dự báo cho quy hoạch dài hạn”, 2018.
48. <https://www.toshiba.co.jp/infrastructure/en/topics/2016/20160226.htm>
49. <https://www.catl.com/en/othercase/484.html>

## Bảng số liệu

Các trang sau trình bày nội dung bảng số liệu của công nghệ này. Tất cả chi phí được tính bằng USD, giá năm 2019. *Mức độ không chắc chắn* có liên quan đến các thông số cụ thể và không có quan hệ tuyến tính, nghĩa là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn thì không nhất thiết có giá thấp hơn hoặc ngược lại.

Công nghệ	Pin Lithium-ion (quy mô nhà máy)								
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
USD 2019									
Công suất tích trữ năng lượng của một tổ máy (MWh)	6,0	7,0	8,0					A,B	1,2
Tỷ suất năng lượng/điện năng (giờ)	1,04	2,08	4,16					E	1,2
Thời gian xả pin (giờ)	1,00	2,00	4,00					E	1,2
Hiệu suất một chu kỳ (%) AC	91	92	92					C	3,12
Hiệu suất một chu kỳ (%) DC	95	96	96					C	3,12
Tỷ lệ tự xả (%/ngày)	0,10	0,10	0,10						4
Ngừng máy cưỡng bức (%)	0,38	0,35	0,25					M	
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	0,20	0,10	0,10					L	
Vòng đời kỹ thuật (chu kỳ)	10000	15000	20000					M	5
Vòng đời kỹ thuật (năm)	20	25	30					D	
Thời gian xây dựng (năm)	0,20	0,20	0,20						
Mật độ năng lượng (Wh/kg)	150	200	300						
<b>Cấu hình tăng giảm công suất</b>									
Thời gian phản hồi từ trạng thái nghỉ sang xả hết công suất (mili giây)	50	50	50						6
<b>Số liệu tài chính</b>									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWh)	0,578	0,264	0,157	0,455	0,920	0,075	0,398	G	13
- hạng mục năng lượng (tr.USD/MWh)	0,152	0,062	0,035	0,080	0,215	0,030	0,131		7,8
- hạng mục điện (tr.USD/MWh)	0,311	0,184	0,069	0,273	0,580	0,045	0,284	H	9,10,11
- Các chi phí dự án khác (tr.USD/MWh)	0,115	0,110	0,105	0,102	0,125	0,023	0,125	N	9,12
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	621	311	155	500	650	250	350		12
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	2,30	2,07	1,84	0,45	6,36	0,34	2,84	I	10
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									
<b>Số liệu công nghệ cụ thể</b>									
Chi phí tăng công suất lưu trữ năng lượng (tr.USD/MWh)	0,267	0,172	0,14	0,182	0,294	0,052	0,200	B,F	7,8
Chi phí tăng công suất đầu ra (tr.USD/MW)	0,311	0,184	0,069	0,273	0,580	0,045	0,284	B,F	9,10,11

### Tài liệu tham khảo

1. Samsung, Pin ESS của Samsung SDI Các giải pháp tin cậy và an toàn hàng đầu, [http://www.samsungsdi.com/upload/ess\\_brochure/201809\\_SamsungSDI ESS\\_EN.pdf](http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/201809_SamsungSDI ESS_EN.pdf), 2018
2. Samsung, Các hệ thống pin thông minh để lưu trữ năng lượng, [http://www.samsungsdi.com/upload/ess\\_brochure/Samsung SDI brochure\\_EN.pdf](http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/Samsung SDI brochure_EN.pdf), 2016
3. L. Kokam Co. Nhà cung cấp giải pháp lưu trữ năng lượng tổng thể, [http://kokam.com/data/2018\\_Kokam ESS Brochure ver 5.0.pdf](http://kokam.com/data/2018_Kokam ESS Brochure ver 5.0.pdf), 2018
4. Fan Xiayue, "Các công nghệ pin để lưu trữ điện năng quy mô lớn ở cấp lưới điện", Các giao dịch của Trường ĐH Thiên Tân, Springer, 2020.
5. Viện nghiên cứu năng lượng và môi trường, Dữ liệu thực tế về lưu trữ năng lượng, <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>.
6. 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 để lưu trữ năng lượng, Tạp chí Ứng dụng năng lượng. 203 115–127, 2017.
7. Tài chính Năng lượng mới Bloomberg. Triển vọng năng lượng mới 2019, 2019.
8. Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế. Báo cáo về lưu trữ năng lượng bằng pin của IRENA, <http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA Battery Storage report 2015.pdf>, 2015.
9. R. Benato, G. Bruno, F. Palone, R.M. Polito, M. Rebolini, Lưu trữ điện hóa quy mô lớn trong các lưới điện cao áp: Tổng quan về kinh nghiệm của Italia, Energies. 10 1-17, 2017.
10. B. Zakeri, S. Syri, Các hệ thống lưu trữ điện năng: Phân tích so sánh chi phí vòng đời, Đổi mới. Duy trì. Đánh giá năng lượng. 42 569–596, 2015.
11. Huff, A.B. Currier, B.C. Kaun, D.M. Rastler, S.B. Chen, D.T. Bradshaw, W.D. Gauntlett, Sổ tay lưu trữ điện năng DOE/EPRI, hợp tác với NRECA, 2015.
12. Lazard, Chi phí quy dẫn của lưu trữ năng lượng theo Lazard, 2019.
13. IEA, Triển vọng Năng lượng Thế giới 2019, 2019.

### Ghi chú

- A. Một tổ máy được định nghĩa là một container 40 feet, bao gồm hệ thống LIB và không bao gồm hệ thống chuyển đổi điện. Giá trị tham khảo từ tài liệu của Samsung SDI cho hệ thống LIB nổi lưới năm 2016 và 2018 [2,14]. Có thể có các hệ thống với tỷ lệ C thấp hơn hoặc cao hơn 1, tùy theo nhu cầu của hệ thống điện và chi phí năng lượng và công suất danh định. Tỷ lệ C bằng 1 được giả định cho năm 2020, vì nó sát với nhiều hệ thống lắp đặt mới.

- B. Công suất điện và năng lượng có thể được mở rộng tuyến tính bằng cách sử dụng nhiều mô đun (công suất đã được trình diễn lên tới 100MW). Việc mở rộng công suất có thể được thực hiện thông qua việc lập trình lại đơn vị quản lý mà không cần có mô đun pin mới.
- C. Thay đổi dần hướng tới tỷ lệ C thấp hơn theo quá trình chuyển đổi từ điều tần sang tích hợp NLTT, dẫn đến tỷ lệ C thấp hơn. Do đó, hiệu suất hai chiều DC trung bình dự kiến sẽ tăng nhẹ. So sánh giữa hiệu suất RT và tỷ lệ C được trình bày trong Hình 7 [3,51]. Hiệu suất hai chiều AC bao gồm tổn thất trong điện tử công suất và thấp hơn hiệu suất hai chiều DC từ 2-4%. Tổng hiệu suất hai chiều bao gồm tổn thất dự phòng, sẽ có giá trị khoảng 80-90% [21,22].
- D. Sách trắng năm 2016 của Samsung SDI về các giải pháp ESS đưa ra vòng đời 15 năm cho các mô đun hiện vận hành ở mức từ C/2 đến 3C. Dự kiến có thể cải thiện vòng đời của pin nhờ vật liệu tốt hơn và quản lý pin hiệu quả hơn. Số lượng chu trình có thể là chỉ số ý nghĩa hơn về vòng đời.
- E. Thời gian xả là số giờ pin có thể xả ở mức công suất danh định. Nó bằng tỷ lệ Điện năng/Công suất được hiệu chỉnh cho hiệu suất xả.
- F. Vì hệ thống LIB nhiều MWh có thể mở rộng quy mô, chi phí mở rộng công suất được ước tính bằng cấu phần công suất đầu ra và điện năng cộng với “các chi phí khác”.
- G. Chi phí chuyển đổi điện phụ thuộc nhiều vào khả năng mở rộng quy mô và ứng dụng.
- H. Thay đổi dần hướng tới tỷ lệ C thấp hơn theo quá trình chuyển đổi từ điều tần sang tích hợp NLTT, dẫn đến tỷ lệ C thấp hơn. Do đó, hiệu suất hai chiều DC trung bình dự kiến sẽ tăng nhẹ. So sánh giữa hiệu suất RT và tỷ lệ C được trình bày trong Hình 7 [3,51]. Hiệu suất hai chiều AC bao gồm tổn thất trong điện tử công suất và thấp hơn hiệu suất hai chiều DC từ 2-4%. Tổng hiệu suất hai chiều bao gồm tổn thất dự phòng, sẽ có giá trị khoảng 80-90% [21,22].
- I. Chi phí mỗi MWh điện năng xả từ pin.
- L. Dự kiến không xảy ra ngừng máy trong toàn bộ vòng đời của hệ thống LIB nổi lưới. Chi và vài ngày trong vòng đời 15 năm của pin là cần sử dụng dịch vụ và đổi quạt, quạt thổi cho hệ thống quản lý nhiệt và hệ thống chuyển đổi điện. Ngừng máy bắt buộc dự kiến sẽ giảm khi tính bền vững của pin được cải thiện theo đường cong học tập kinh nghiệm và sản lượng lũy kế tăng. Ngừng máy theo kế hoạch dự kiến sẽ giảm sau năm 2020 do tăng tự động hoá.
- M. Vòng đời chu trình được định nghĩa là số chu trình ở mức 1C/1C trên 80% tình trạng pin hoạt động tốt. Trong Sách trắng năm 2016 của Samsung SDI về các giải pháp ESS áp dụng vòng đời 15 năm cho các mô đun hiện đang vận hành ở tỷ lệ C/2 đến 3C [14]. Dự kiến vòng đời pin sẽ được cải thiện nhờ vật liệu tốt hơn và quản lý pin hiệu quả hơn. Các giải pháp ESS của Kokam cũng ở mức hơn 8000-20000 chu trình (80-90% DOD) dựa trên đặc điểm hoá học [3]. Do đó, với các chu trình nạp xả đầy hàng ngày, pin được thiết kế với tuổi thọ khoảng 15-20 năm nếu các hệ thống hỗ trợ hoạt động tốt. Vòng đời được áp dụng cho cả anot làm từ graphite và LTO dựa trên pin thương mại của Kokam. Vòng đời sẽ tăng dần trong vài năm tới, điều này được thể hiện trong số liệu năm 2020/2030 [4,5,14].
- N. Các chi phí khác gồm chi phí xây dựng và chi phí lắp đặt. Những chi phí này phụ thuộc vào địa điểm, chất nền và điều kiện tiếp cận địa điểm. Cáp điện dẫn đến địa điểm và công việc lắp đặt container cũng được bao gồm trong chi phí khác. Do đó hạng mục các chi phí khác được giả định là có mối tương quan với quy mô hệ thống. Tự động hoá dự kiến sẽ làm giảm các chi phí khác từ năm 2030 trở đi.

Các ví dụ về cách tính CAPEX sử dụng bảng số liệu:

**Điều chỉnh tần số vào năm 2020: Hệ thống pin BESS cấp 4C, 2MWh. Thời gian vận hành 20 năm.**

Các chi phí:

2 MWh “cấu phần năng lượng”, năm 2020

2 MWh “các chi phí dự án khác”, năm 2020

4C= thời gian xả 0,25 giờ  $\Rightarrow$  8 MW “cấu phần điện”, năm 2020

$$\text{CAPEX: } 2 \times (0,152 \text{ tr.USD} + 0,115 \text{ tr.USD}) + 8 \times 0,311 \text{ tr.USD} = 3,022 \text{ tr.USD}$$

**Tích hợp năng lượng vào năm 2030: Hệ thống pin BESS tỷ lệ sạc ¼C, 16 MWh. Thời gian vận hành 25 năm.**

Các chi phí:

16 MWh “cấu phần năng lượng”, năm 2030

16 MWh “các chi phí dự án khác”, năm 2030

¼C= thời gian xả 4 giờ  $\Rightarrow$  4 MW “cấu phần điện”, năm 2030

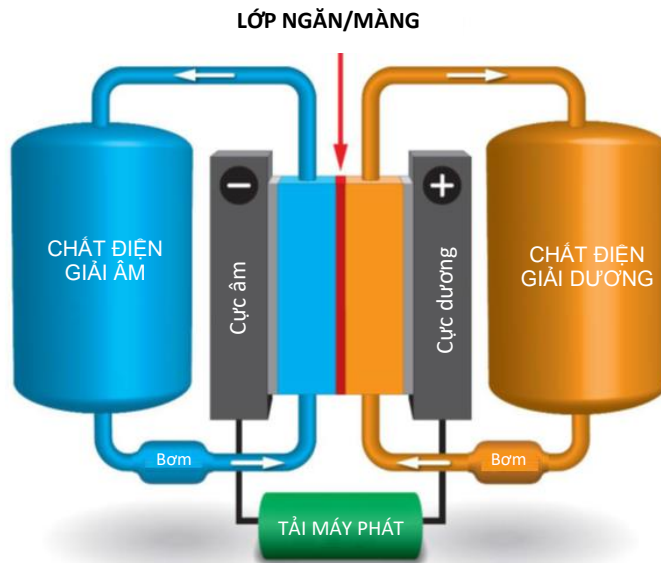
$$\text{CAPEX: } 16 \times (0,062 \text{ tr.USD} + 0,11 \text{ tr.USD}) + 4 \times 0,184 \text{ tr.USD} = 3,488 \text{ tr.USD}$$

### 3. PIN DÒNG OXY HÓA KHỬ VANADIUM

#### Mô tả công nghệ

Pin dòng oxy hóa khử vanadium hay gọi tắt là VRB (Vanadium Redox Batteries) là pin thứ cấp, tức là pin sạc lại được. VRB có thể được dùng với quy mô lắp đặt trên lưới điện hoặc quy mô người dùng. Phần dưới đây tập trung vào quy mô lưới.

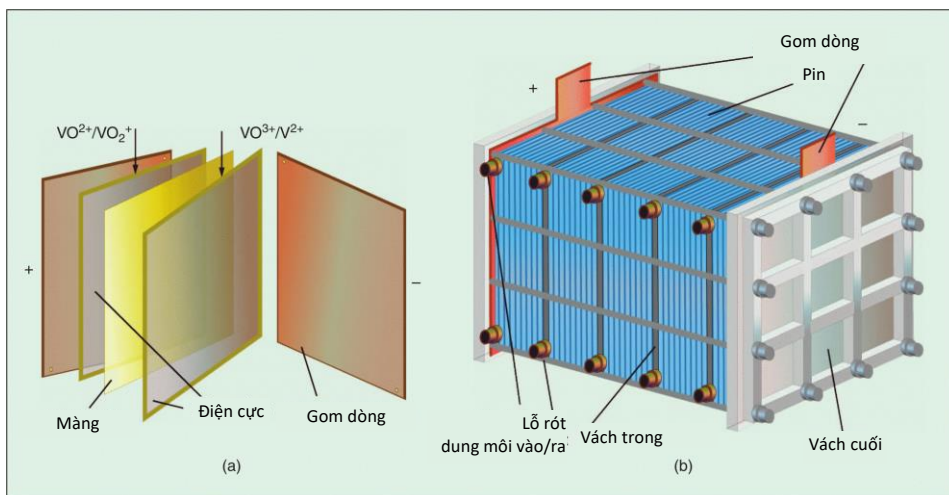
VRB là loại pin dòng phổ biến nhất. Một pin dòng gồm màng ngăn nơi xảy ra phản ứng hóa điện, tối thiểu một bình chứa dung dịch điện phân dương (anolyte) gồm chất điện phân hòa tan trong dung dịch cho điện cực dương (anot); và tối thiểu một bình chứa dung dịch điện phân âm (catholyte) gồm các chất điện phân trong dung dịch cho điện cực âm (catot); ống nối bình chứa với màng ngăn và các bơm cơ học để lưu thông các dung dịch điện phân trong hệ thống. Hình 11 mô tả sơ đồ một pin dòng truyền thống. Vùng được bao quanh bởi các điện cực màu xám là lớp pin phản ứng.



Hình 11. Sơ đồ pin dòng [1]

Nhóm phản ứng âm gồm các ion  $V^{2+}$  và  $V^{3+}$  ions. Nhóm phản ứng dương gồm các ion  $VO_2^+$  và  $VO^{2+}$  cùng với nguyên tử vanadium (V) trong trạng thái oxy hóa lần lượt là +5 và +4. 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].

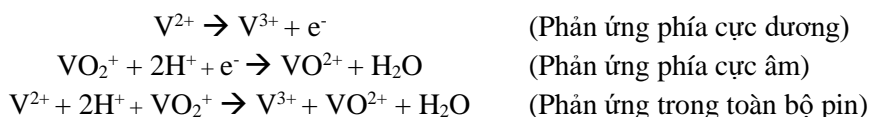
Khi được bơm vào, pin phản ứng các chất điện giải âm và dương được tách bởi một màng thấm proton (polymer). Hình 12 mô tả các hợp phần trong một pin phản ứng và một lớp pin phản ứng đầy đủ.



Hình 12. a) Pin phản ứng; b) Lớp điện hình [2]



Phản ứng sau sẽ xảy ra trong khi xả do 2 proton đi qua màng và một electron đi qua mạch ngoài.



Trong quá trình xả thì xảy ra phản ứng ngược lại. Toàn bộ phản ứng tạo ra một điện thế pin 1,26 V. Pin hoạt động trong điều kiện nhiệt độ trong phòng.

Pin dòng khác các loại pin khác ở chỗ bộ phận chứa và sản xuất điện của nó tách khỏi nhau. Dung tích dung môi trong khoang chứa quyết định công suất lưu trữ năng lượng của pin, còn kích cỡ và số lớp pin phản ứng quyết định công suất pin. Do vậy công suất lưu trữ năng lượng và công suất pin có thể biến thiên độc lập tùy vào ứng dụng và nhu cầu của người dùng [2].

Một trạm VRB bao gồm tối thiểu một pin VRB như mô tả, một hệ thống quản lý pin, và một hệ thống chuyển dòng nối pin với lưới điện. Độc giả có thể xem thêm chi tiết tại “Bách khoa thư về các nguồn hóa điện” [3].

### Đầu vào/đầu ra

Cả đầu vào và đầu ra đều là điện. Điện được chuyển sang năng lượng hóa điện (quá trình sạc) và chuyển lại thành điện (xả) như mô tả phía trên.

### Hiệu suất và thất thoát năng lượng

Chất giải điện còn lại trong lớp pin trong thời gian không hoạt động sẽ tự xả dần theo thời gian nên không gây thất thoát năng lượng. Do lượng chất giải điện trong lớp pin nói chung là nhỏ hơn so với tổng khối lượng chất giải điện nên tổng thất thoát do tự xả tối đa đến 2% trong thời gian không hoạt động [4]. Bơm hóa chất tiêu thụ năng lượng, số năng lượng này nên tính vào hiệu suất pin và không nên tính thành một khoản thất thoát riêng.

Đối với từng VRB riêng lẻ hiệu suất chuyển đổi năng lượng có thể đạt 90% nếu mật độ dòng điện thấp [3]. Hiệu suất lưới điện - lưới điện, theo nhiều nguồn tài liệu khác nhau, đạt khoảng 70% với tốc độ điều chỉnh biến thiên dòng cố định [1], [4], [5]. Theo số liệu của UniEnergy Technologies thì hiệu suất đạt 75% trong ứng dụng điều tiết tần số, và 70% trong tiết giảm phụ tải đỉnh [6]. Theo báo cáo của Vionx Energy hiệu suất dòng một chiều là 78% và dòng xoay chiều là 68% với công suất định mức [5].

### Khả năng điều tiết và các dịch vụ hệ thống khác

Thời gian đáp ứng (thời gian cần thiết để pin có thể cấp dòng điện sạc hay xả) tùy thuộc vào từng nhà sản xuất: < 100 mili giây nếu đã có sẵn chất điện giải trong pin phản ứng [4], < 1 giây nếu chất điện giải phải được bơm vào pin [5] < 1 phút nếu bơm bị tắt [5]. Các hệ thống lắp đặt VRB quy mô lớn có khả năng vận hành trong 30 giây với 150% công suất định mức [7].

Sử dụng pin với quy mô lưới tùy thuộc vào từng ứng dụng. Pin sử dụng cho mục đích dịch chuyển thời gian, nói chung, sẽ hoàn thành một chu trình sạc/xả trong vòng 24 h. Pin sử dụng cho các dịch vụ mạng, kể cả dịch vụ ổn định đầu vào từ các nguồn năng lượng tái tạo, xem ví dụ phía dưới, thường không theo chu trình thông thường mà thường thay đổi giữa sạc và xả tùy theo nhu cầu.

Do thời gian đáp ứng nhanh kết hợp với khả năng thay đổi công suất lưu trữ năng lượng và công suất phát điện nên VRB có thể cung cấp nhiều loại dịch vụ hệ thống khác nhau. Nhà sản xuất pin UniEnergy Technologies liệt kê các ứng dụng sau đây về mạng và cấp điện: trì hoãn truyền tải & phân phối (trì hoãn nâng cấp thiết bị truyền tải và phân phối), tăng giảm công suất linh hoạt, dịch chuyển phụ tải và các dịch vụ phụ trợ [6].

### Đặc tính và công suất chủ yếu

Bảng 2 nêu một số ví dụ về công trình VRB quy mô lưới đã được vận hành chạy thử.

*Bảng 2. Một số công trình VRB quy mô lưới được chọn [6], [8], [9]*

Địa điểm	Yokohama, Nhật Bản	Hokkaido, Nhật Bản	Braderup, Đức	Pullman, Washington, Hoa Kỳ
Năm chạy thử	2012	2016	2014	2015

Công suất lưu trữ năng lượng	5 MWh	60 MWh	1 MWh	4 MWh
Công suất phát	1 MW	15 MW	325 kW	1 MW
Hãng sản xuất	Sumitomo Electric Industries	Sumitomo Electric Industries	UniEnergy Technologies	UniEnergy Technologies

Cơ sở dữ liệu lưu trữ năng lượng toàn cầu chưa đầy đủ của Bộ Năng lượng Hoa Kỳ liệt kê 21 công trình với công suất tối thiểu là 100 kW đã chạy thử kể từ năm 2011 [1], [9]. 21 công trình này do 8 hãng sản xuất cung cấp thiết bị. Hiện nay một dự án công suất 200 MW/800 MWh đang được xây dựng tại Đại Liên, Trung Quốc [9].

Bảng 3 cung cấp thông tin về mật độ năng lượng và năng lượng riêng của hai tổ máy vận hành thương mại được chọn.

Bảng 3. Mật độ năng lượng và năng lượng riêng của các tổ máy VRB vận hành thương mại [4], [10]

Nhà sản xuất	Mật độ năng lượng (Wh/m <sup>3</sup> )	Năng lượng riêng (Wh/kg)
UniEnergy Technologies	9.040	11,8
Sumitomo Electric Industries	5.880	7,1

### Thời gian lưu trữ điển hình

Thời gian lưu trữ phụ thuộc vào hoạt động, có thể từ vài phút tới vài giờ tại các cơ sở quy mô lưới [11]. Thời gian lưu trữ không bị hạn chế về mặt công nghệ. Thời gian lưu trữ có thể kéo dài, ví dụ trong trường hợp người dùng quy mô nhỏ sử dụng VRB làm nguồn khẩn cấp.

### Yêu cầu về mặt bằng

Cơ sở tại Hokkaido, Nhật Bản (Bảng 2) chạy thử năm 2016, có diện tích 5.000 m<sup>2</sup> [12], tương đương mức sử dụng đất 83,3 m<sup>2</sup>/MWh.

Trong tài liệu quảng cáo UniEnergy Technologies cho rằng một cơ sở công suất lưu trữ 240 MWh cần diện tích 4.000 m<sup>2</sup> [6], tương đương mức sử dụng đất 16,7 m<sup>2</sup>/MWh. Đây là giá trị thấp nhất được phát hiện.

Diện tích sử dụng đất lớn nhất hiện nay đối với các tổ máy VRB quy mô lưới đang vận hành thương mại là 140,2 m<sup>2</sup>/MWh [10].

### Ưu điểm, nhược điểm

Ưu, nhược điểm của pin so với các công nghệ lưu trữ năng lượng khác được nêu trong Bảng 4.

Bảng 4. Ưu, nhược điểm của VRB so với các công nghệ lưu trữ năng lượng khác

Ưu điểm	Nhược điểm
Thời gian đáp ứng nhanh	Vòng đời tương đối ngắn <sup>2</sup>
Quy mô lắp đặt linh hoạt	Chi phí đầu tư lớn
Hiệu suất năng lượng cao	
Ứng dụng linh hoạt	
Tương đối gọn	
Không cần bảo dưỡng nhiều	

So với các loại pin quy mô lưới khác, VRB và các loại pin dòng khác có lợi thế lớn là công suất lưu trữ và công suất phát có thể tùy biến độc lập với nhau nên dễ dàng tối ưu hóa cho từng ứng dụng. Không giống pin natri muối nóng chảy (Na-S và Na-NiCl<sub>2</sub>) trong các ứng dụng quy mô lưới, VRB hoạt động trong điều kiện nhiệt độ bình thường. Các chất phản ứng trong pin VRB hòa tan trong dung dịch qua đó cho phép công suất lưu trữ được sử dụng mà không bị xuống cấp như những pin khô khác [1]. So với các loại pin khác, VRB cũng có tuổi thọ kỹ thuật cao hơn. Hiện nay nhiều nhà sản xuất cho ra đời VRB với số chu trình không hạn chế trong

<sup>2</sup> Tuy một số loại pin VRB có tuổi thọ đến 20 năm (VRB), nhưng tuổi thọ pin nói chung ngắn hơn thủy điện tích năng (60 năm) và CAES (50 năm) [28].

giới hạn tuổi thọ kỹ thuật lên đến 20 năm. Do có số chu kỳ và tuổi thọ kỹ thuật cao hơn các pin khác nên VRB có chi phí lưu trữ cân bằng thấp nhất (€/kWh/chu trình) trong các loại pin [2]. Một ưu điểm nữa của VRB chất điện giải có thể dễ dàng quay vòng và tái sử dụng [1]. Do vanadium là chất hoạt động trong cả hai chất điện giải âm và dương nên nếu có bị rò rỉ từ bên này sang bên kia thì cũng không gây ra nhiễm bẩn chất điện giải mà chỉ gây thất thoát công suất lưu trữ. Có thể khôi phục công suất lưu trữ bằng cách điều chỉnh lại dung tích và hàm lượng vanadium trong hai hộp dung môi [1]. Các nhà sản xuất đánh giá VRB rất an toàn [6].

VRB và các loại pin dòng có hiệu suất năng lượng lưới điện – lưới điện tương đối thấp so với các loại pin khác. Đó là hậu quả của việc năng lượng bị thất thoát do phải dùng bơm, phát sinh dòng rò không mong muốn (dòng cho phép điện tử đi qua mạch ngoài), rò rỉ ion vanadium qua màng pin. Tuy mật độ năng lượng và năng lượng riêng pin VRB đã tăng lên nhưng vẫn còn tương đối thấp so với các loại pin khác [1], [13]. Trước đây giá vanadium cao, gần đây lại tiếp tục tăng thêm 50% [14], [15]. Chi phí nguyên vật liệu vanadium trước đây ước tính chiếm 140 USD/kWh trong chi phí pin, tương đương khoảng 20% tổng chi phí đầu tư một cơ sở VRB [16]. Chi phí lưu trữ năng lượng VRB tối thiểu sử dụng phản ứng hóa học hiện tại vào khoảng 70 USD/kWh, giá định chi phí  $V_2O_5$  là 6 USD/lb [17] được sử dụng làm nguồn vanadium [18]. Trong tương lai chi phí vanadium có thể còn tăng nữa. Hiện nay cầu vượt cung nên giá  $V_2O_5$  đã tăng lên khoảng 9 USD/lb [14], [15].

Nghiên cứu và phát triển đã giúp sử dụng các nguồn vanadium rẻ hơn làm nguyên liệu thô [1]. Chất phản ứng vanadium có khả năng làm gỉ màng pin. Do vậy phải sử dụng màng chất lượng cao có chi phí lớn trong pin VRB [1], [13]. Hoặc phải thay màng pin trong thời gian pin còn tuổi thọ kỹ thuật.

## Môi trường

Chất phản ứng trong VRB là các ion vanadium. Ngoài chi phí cao, vanadium còn có thể gây hại cho môi trường, nhưng vấn đề này cần nghiên cứu thêm [19]. Hầu hết các bộ phận trong VRB đều có thể quay vòng sử dụng được [1]. Chất điện giải vanadium có thể tái sử dụng trực tiếp. Nếu không, có thể tách vanadium trước khi thải ra môi trường hoặc quay vòng [1], qua đó có thể thu hồi một số chi phí đầu tư ban đầu. Sau khi sử dụng màng pin có thể chứa nhiều axit hoặc kiềm và nên xử lý như một chất ăn mòn [19].

## Nghiên cứu & phát triển

Công nghệ VRB đang phát triển rất nhanh. Hiện vẫn còn nhiều vấn đề cần nghiên cứu để giảm chi phí tất cả các bộ phận của pin [20], [21]. Ví dụ như nghiên cứu chất điện giải phi nước [2]. Tuy nhiên, chi phí tối thiểu sẽ có xu hướng bị ràng buộc bởi giá thành vanadium. Giá vanadium không cố định vì trong quá trình sản xuất có khả năng sử dụng nguồn vanadium rẻ hơn so với nguồn truyền thống [1].

Ngoài ra cũng có thể tìm cách giảm chi phí pin dòng bằng cách sử dụng các chất phản ứng khác, ví dụ các cặp oxy hóa khử khác vanadium [21]. Pin oxy hóa khử quy mô lưới cũng có thể sử dụng các chất khác như zinc-bromide, bromide-polysulphide, iron-chromium, và zinc-chloride [21].

## Ước tính chi phí đầu tư

Chi phí đầu tư của pin dòng oxy hóa khử vanadium phụ thuộc vào một số bộ phận, ví dụ màng pin, bơm thủy lực giúp đẩy dung dịch đi qua hai bể và dung dịch điện giải [22]. Trong báo cáo năm 2019, Mongird và các tác giả đã thu thập số liệu về chi phí đầu tư từ một số nguồn để tính toán chi phí trung bình năm 2018 và dự báo chi phí năm 2025 [22]. Tuy nhiên, số liệu có sẵn về chi phí đầu tư VRB còn hạn chế [24]. Mongird và các tác giả đã thu thập số liệu từ các chuyên gia và nhà sản xuất VRB trong năm 2020 nhằm ước tính chi phí cho các hệ thống VRB với công suất 1 MW, 10 MW và 100 MW với các tỉ lệ chuyển đổi năng lượng sang điện khác nhau trong các năm 2020 và 2030 [24]. Dữ liệu được sử dụng để ước tính chi phí đầu tư cho Cẩm nang Công nghệ Việt Nam được thu thập từ nhiều nguồn, ví dụ như Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch và một số báo cáo khác nhau của Bộ Năng lượng Hoa Kỳ và NREL [22, 23, 24]. Điều thú vị là cách thức thu thập các số liệu chi phí được nhận thấy là khá nhất quán về giá trị theo năm và xu hướng chi phí trong tương lai. Ngoài ra, đường cong học tập cho lưu trữ năng lượng được tính toán sử dụng dữ liệu dự báo từ Báo cáo Triển vọng Năng lượng thế giới năm 2021 của IEA và một lần nữa xu hướng chi phí không có sự chênh lệch đáng kể so với các dữ liệu khác được thu thập. Các giá trị cuối cùng của Cẩm nang Công nghệ Việt Nam được ước tính dựa trên mức trung bình của dữ liệu tham chiếu và xem xét loại pin có công suất tối đa 1 MW với thời gian sạc là 4 giờ.

Chi phí đầu tư [triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	Mô tả	2018	2020	2025	2030	2050
	Cuốn Cẩm nang Công nghệ này		2,63		1,84	1,45
	Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch		2,88		1,68	1,56

Bộ Năng lượng Hoa Kỳ 2019 [22]	4 h	3,5		2,65		
NREL 2021 [23]	10 MW– 4h		1,97-2,41			
Bộ Năng lượng Hoa Kỳ 2020 [24]	1 MW – 4h		2,38		1,9	
	1 MW – 10h		4,52		3,61	
	10 MW – 4h		2,19		1,76	
	10 MW – 10h		4,22		3,37	
	100 MW – 4h		2,05		1,64	
	100 MW – 10h		3,95		3,16	
Đường cong học tập – xu hướng chi phí (IEA WEO 2021)			100%		74%	56%

## Ví dụ về các dự án hiện tại

Một số hệ thống VRB quy mô lưới hiện đang sử dụng thiết bị từ các nhà sản xuất đang hoạt động được tổng hợp trong danh mục không đầy đủ trong Bảng 5. Do một số nhà sản xuất rút lui khỏi thị trường và một số mới khác xâm nhập nên thị trường biến động khá nhiều.

Bảng 5. Một số nhà sản xuất VRB hiện đang hoạt động

Nhà sản xuất	Website
CellCube (Enerox GmbH)	<a href="https://cellcube.com/">https://cellcube.com/</a>
UniEnergy Technologies	<a href="http://uetechologies.com/">http://uetechologies.com/</a>
VRB Energy	<a href="https://vrbenergy.com">https://vrbenergy.com</a>
Sumitomo Electric Industries	<a href="http://sumitomoelectric.com">http://sumitomoelectric.com</a>
Invinity Energy System	<a href="https://invinity.com/">https://invinity.com/</a>

Sumimoto Electric đã lắp đặt một số dự án trên thế giới. Một ví dụ là Dự án Mạng lưới điện Hokkaido tại Nhật Bản, trong đó 17 MW pin dòng oxy hóa khử được lắp đặt nhằm tăng cường kiểm soát lưới điện để tiếp nhận 162 MW công suất tuabin gió. Dự án này được vận hành từ tháng 4/2022 và ước tính có tuổi thọ 21 năm [27]. Ngoài ra, VRB Energy mới đây công bố thỏa thuận khung cho dự án nhà máy điện tích hợp 100 MW pin mặt trời và 100 MW/500 MWh pin dòng oxy hóa khử tại Tương Dương, Trung Quốc, là dự án pin-năng lượng mặt trời lớn nhất tại quốc gia này [28].

Một dự án thí điểm đã được triển khai tại California do công ty San Diego Gas & Electric thực hiện, gồm một pin VRB 2 MW/8 MWh, nhằm mục đích đánh giá giá trị lợi nhuận tốt nhất cho loại pin này trong thị trường bán buôn thương mại, trong đó bao gồm cả khả năng tích hợp với lưới điện [23, 25]. Các chuyên gia của NREL hợp tác với Sumitomo Electric đã nghiên cứu về giá trị lợi ích của VRB quy mô lưới trong trường hợp hỗ trợ lưới điện địa phương, đánh giá khả năng điều tiết tần số, ổn định công suất, tiết giảm phụ tải đỉnh, bù phụ tải và điều tiết chênh lệch [26].

## Tài liệu tham khảo

Nội dung chương này căn bản dựa trên Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “Cẩm nang dữ liệu công nghệ về Lưu trữ năng lượng”. Các nguồn sau đây được sử dụng:

1. M. Manahan, N. Jewell, D. Link, và B. Westlake, “Chương trình đổi mới sáng tạo công nghệ: Đánh giá công nghệ pin dòng trong ứng dụng trạm,” *EPRI*, 2016.
2. M. Guarnieri, P. Mattavelli, G. Petrone, và G. Spagnuolo, “Pin dòng oxy hóa khử vanadium: Tiềm năng và thách thức một công nghệ mới nổi,” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 10, no. 4, pp. 20–31, 2016.
3. M. Skyllas-Kazacos, “PIN THỨ CẤP – HỆ THỐNG DÒNG | Pin dòng oxy hóa khử vanadium,” trong *Từ điển nguồn điện hóa điện*, 2009, tr. 444–453.
4. UniEnergy Technologies, “Dữ liệu sản phẩm Uni.System,” 2016.
5. Vionx Energy, “Dữ liệu sản phẩm SERIES VNX 1000,” 2017.
6. UniEnergy Technologies, Vật liệu sản phẩm: Tối đa hóa giá trị nhờ lưu trữ năng lượng UET. 2015.
7. Z. Yang và các tác giả., “Lưu trữ năng lượng hóa điện vi mạng điện xanh,” *Chem. Rev.*, Tập 111, Số 5, tr. 3577–3613, 5/2011.
8. Sumitomo Electric Group, *PIN DÒNG OXY HÓA KHỬ: Vật liệu sản phẩm*. 2016.
9. “CSDL Lưu trữ năng lượng toàn cầu Bộ Năng lượng Hoa Kỳ.” <https://www.energystorageexchange.org/>. [Truy cập ngày: 29-3-2017].
10. Sumitomo Electric Group, “Hệ thống pin dòng o-xi hóa khử dạng container,” 2017.
11. IEC, “Lưu trữ năng lượng điện,” 2011.
12. Sumitomo Electric Industries, Thông cáo báo chí (2013) “Được chính phủ chọn hỗ trợ trong Dự án trình diễn Hệ thống Lưu trữ năng lượng Quy mô lớn.” [http://global-sei.com/news/press/13/prs088\\_s.html](http://global-sei.com/news/press/13/prs088_s.html). [Truy cập ngày: 30-3-2017].

13. J. Cho, S. Jeong, và Y. Kim, “Công nghệ pin trong thương mại và nghiên cứu ứng dụng lưu trữ năng lượng,” *Tạp chí Tiến bộ trong Khoa học Năng lượng và Đốt cháy*, Tập 48, tr. 84–101, tháng 6/2015.
14. T. Biesheuvel và M. Burton, “Thời hoàng kim của Vanadium, Ruthenium và Cobalt - Bloomberg,” *Bloomberg Markets*, 2017. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-08-23/obscure-metal-used-to-fight-crusaders-has-surged-67-in-a-month>. [Truy cập ngày: 06-12-2017].
15. C. K. Charlotte Radford, Anna Xu, “ĐÁNH GIÁ VANADIUM TOÀN CẦU: giá tăng do nguồn cung V2O5 eo hẹp | Metal Bulletin.com,” 2017. <https://www.metalbulletin.com/Article/3768052/GLOBAL-VANADIUM-WRAP-Prices-rise-across-the-board-amid-tight-supply-of-V2O5.html>. [Truy cập ngày: 18-12-2017].
16. M. Moore, R. Counce, J. Watson, và T. Zawodzinski, “So sánh chi phí đầu tư pin dòng vanadium và pin tái tạo hydrogen-vanadium,” *Tạp chí Kỹ thuật hóa học tiên bộ*, Quyển 5, Số 4, tr. 5–7, 2015.
17. Báo cáo tóm tắt về các loại khoáng chất - Khảo sát địa chất Hoa Kỳ, “VANADIUM (Dữ liệu tính theo metric tấn hàm lượng vanadium trừ trường hợp có ghi chú khác),” 2014.
18. O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir, và I. Staffell, “Dự báo chi phí lưu trữ năng lượng dựa trên kinh nghiệm,” *Tạp chí Năng lượng tự nhiên*, Tập 2, Số 8, tr. 17110, tháng 7/2017.
19. G. Huff và các tác giả, “Số tay lưu trữ năng lượng của DOE/EPRI 2013 hợp tác với NRECA,” *Rep. SAND2013- ...*, Số tháng 7, tr. 340, 2013.
20. L. Baumann và E. Boggasch, “Đánh giá thử nghiệm hệ thống pin hydrogen và pin dòng oxy hóa khử vanadium phục vụ khuyến khích sử dụng quang điện trong các tòa nhà,” *Tạp chí Quốc tế về Năng lượng Hydrogen*, Tập 41, Số 2, tr. 740–751, 2016.
21. O. Teller và các tác giả, “Khuyến cáo chung EASE/EERA về lộ trình phát triển lưu trữ năng lượng Châu Âu tới năm 2030,” 2013.
22. Mongird, K. và các tác giả, “Báo cáo công nghệ lưu trữ năng lượng và ước tính chi phí”, HydrogenWIRES Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2019.
23. NREL, “USAID: Lót công nghệ lưu trữ năng lượng quy mô lưới”, 7/2021.
24. Mongird, K., và các tác giả, “Chi phí công nghệ lưu trữ năng lượng 2020 và đánh giá kết quả”, Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2020
25. California ISO, “Công nghệ pin sáng tạo kết nối với lưới điện ISO California”, 4/2019.
26. Nagarajan, Adarsh, Dylan Cutler, Aadil Latif, Xiangkun Li, Richard Bryce, Ying Shi, Jin Tan, và các tác giả, “Dòng giá trị từ hỗ trợ mạng phân phối sử dụng pin dòng vanadium: Dự án trình diễn pin điện NREL-Sumitomo.” 8/2018.
27. <https://sumitomoelectric.com/products/redox/cases> - Truy cập ngày 17/4/2023.
28. <https://vrbenergy.com/vrb-energy-announces-agreement-for-chinas-largest-solar-battery-a-100mw-solar-storage-project-in-hubei-province> - Truy cập ngày 17/4/2023.

## Bảng số liệu

Các trang sau trình bày nội dung bảng số liệu của công nghệ này. Tất cả chi phí được tính bằng USD, giá năm 2019. *Mức độ không chắc chắn* có liên quan đến các thông số cụ thể và không có quan hệ tuyến tính, nghĩa là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn thì không nhất thiết có giá thấp hơn hoặc ngược lại.

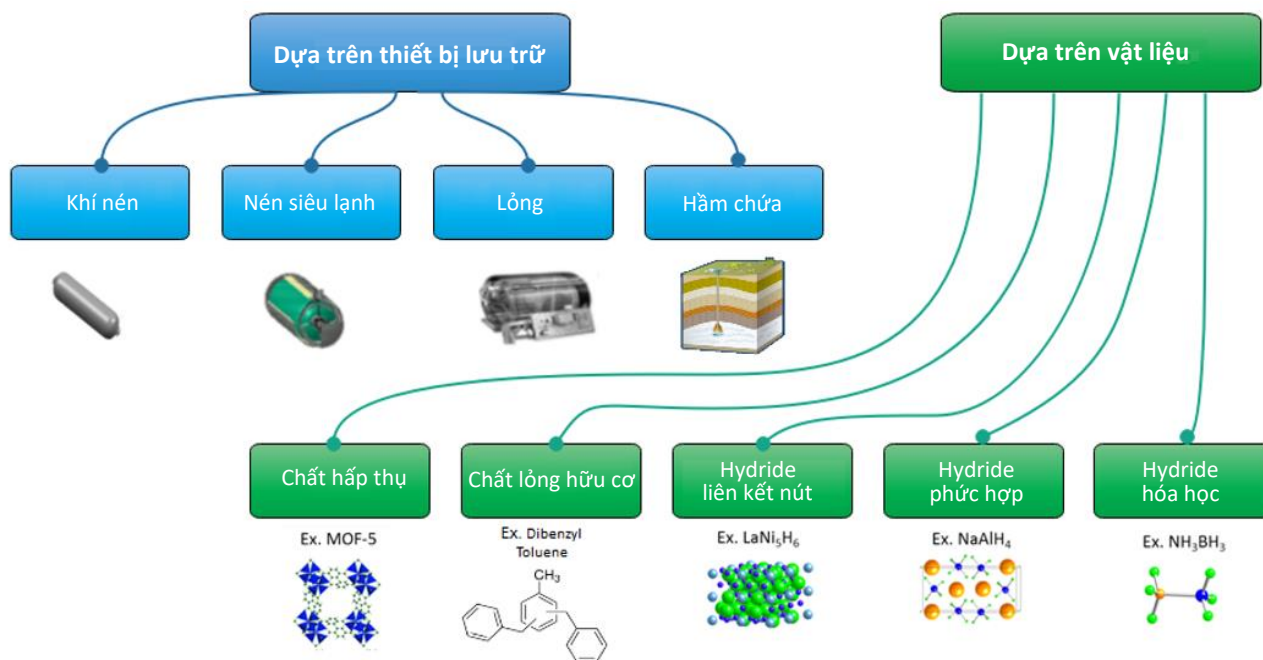
Công nghệ	Pin dòng oxy hóa khử vanadium (VRB)								
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	Ghi chú
Số liệu Năng lượng/Kỹ thuật				Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Công suất lưu điện của một tổ máy (MWh)	2	2	2	0,4	800	0,4	800	A	
Công suất đầu ra của một tổ máy (MW)*	0,5	0,5	0,5	0,1	200	0,1	200	A	
Công suất đầu vào của một tổ máy (MW)*	0,5	0,5	0,5	0,1	200	0,1	200	A	
Hiệu suất khử hồi của pin (%)	78	78	78	62	88	67	95	A, B	
- Hiệu suất sạc (%)	-	-	-	-	-	-	-	A	
- Hiệu suất xả (%)	-	-	-	-	-	-	-	A	
Thất thoát năng lượng trong quá trình lưu trữ (%/ngày)	0	0	0	0	0,2	0	0,2	A, C	
Tiêu thụ điện phụ trợ (% đầu ra)	0,5	0,5	0,5	0	5	0	5	A, D	
Ngừng máy cưỡng bức (%)	0	0	0	0	0	0	0	A, D	
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	20	20	20	6	23	8	32	A	
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	1	1	1	0,2	2	0,2	2	A, E	
<b>Năng lực điều tiết</b>									
Thời gian phản ứng từ trạng thái nghỉ tới xả toàn bộ công suất định mức (giây)	0,1	0,1	0,1	0,005	2	0,005	2	A, F, G	
Thời gian phản ứng từ sạc đầy công suất định mức tới xả toàn bộ công suất định mức (giây)	0,07	0,07	0,07	0,004	1,4	0,004	1,4	A, F, G	
<b>Số liệu tài chính</b>									
Chi phí đầu tư riêng (triệu USD năm 2019/MWh)	0,657	0,46	0,36					A, H	[24]
- Hạng mục năng lượng (%)	65	60	60						
- Hạng mục công suất (%)	13	12	12						
- Chi phí dự án khác (%)	22	28	28						
Vận hành & bảo trì cố định (% tổng chi phí đầu tư)	1,15	0,9	0,9					A	[24]
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD năm 2019/MWh)	0,507	0,507	0,507						[24]
<b>Dữ liệu công nghệ cụ thể</b>									
Chi phí tăng công suất lưu trữ năng lượng (triệu USD/MWh)	0,572	0,405	0,405					I	
Chi phí tăng công suất đầu ra (triệu USD/MW)	0,085	0,055	0,055					I	

### Ghi chú

- Giá trị ban đầu lấy từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch, điều chỉnh theo từng tham khảo (nếu ghi trong cột).
- Hiệu suất tùy thuộc vào hình thức sử dụng.
- Thất thoát năng lượng tùy thuộc vào trạng thái dừng hoạt động. Nếu máy bơm bị ngắt và không có chất điện giải trong lớp phản ứng thì không xảy ra thất thoát năng lượng, như vậy sẽ tăng được thời gian đáp ứng. Hiện tượng tự xả chỉ xảy ra trong lớp phản ứng. Dung tích ở đây thấp và lượng tự xả chỉ khoảng 2% trong trường hợp điển hình. Thất thoát do mất năng lượng trong thời gian chờ của máy bơm không bao gồm trong này.
- Một số nhà sản xuất bảo hành tối thiểu thời gian hoạt động 99,5%.
- Phụ thuộc nhiều vào từng cơ sở.
- Dưới 100 mli giây nếu máy bơm được kết nối và chất điện giải trong lớp phản ứng trong trạng thái không hoạt động; dưới 1 giây nếu trước tiên phải bơm chất điện giải; dưới 1 phút nếu máy bơm không ở trạng thái hoạt động; hệ thống chuyển đổi điện (PCS) có thể hạn chế thời gian đáp ứng.
- Trên thực tế có thể bị hạn chế bởi PCS.
- Đúng với các hệ thống có thời gian xả định mức là 4 giờ.
- Pin dòng oxy hóa khử vanadium 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".

## 4. LƯU TRỮ HYDROGEN

### Mô tả tóm tắt công nghệ



Hình 13: 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 nghệ 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 (H<sub>2</sub>). 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 ngầm, 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 ngầm khác. Các loại kho ngầm 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 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



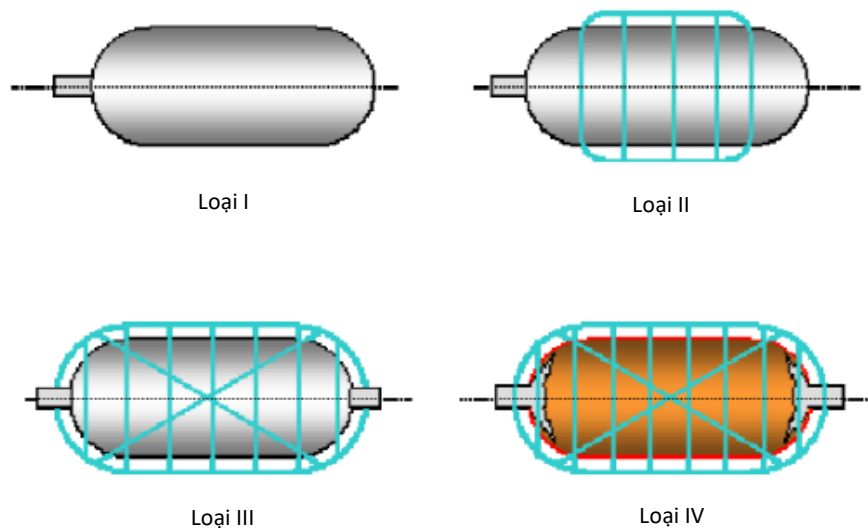
hydrogen tại nhiệt độ bình thường (không làm lạnh hydrogen từ trước) có áp suất tối đa 200 bar.

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 14. 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 14. 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 thẩm 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 thẩm thấu, nhưng khả năng chống thẩm 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 6.

Bảng 6. Đặc điểm kỹ thuật các loại bình nén hydrogen

Loại	Áp suất làm việc liên tục (bar)	Vật liệu	Ứng dụng	Thẩm thấu [mol/s/m/MPa <sup>1/2</sup> ]	Thời gian lưu trữ [tháng]	Chi phí [USD/kg <sub>H2</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 hơi, 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 hydrocarbon 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

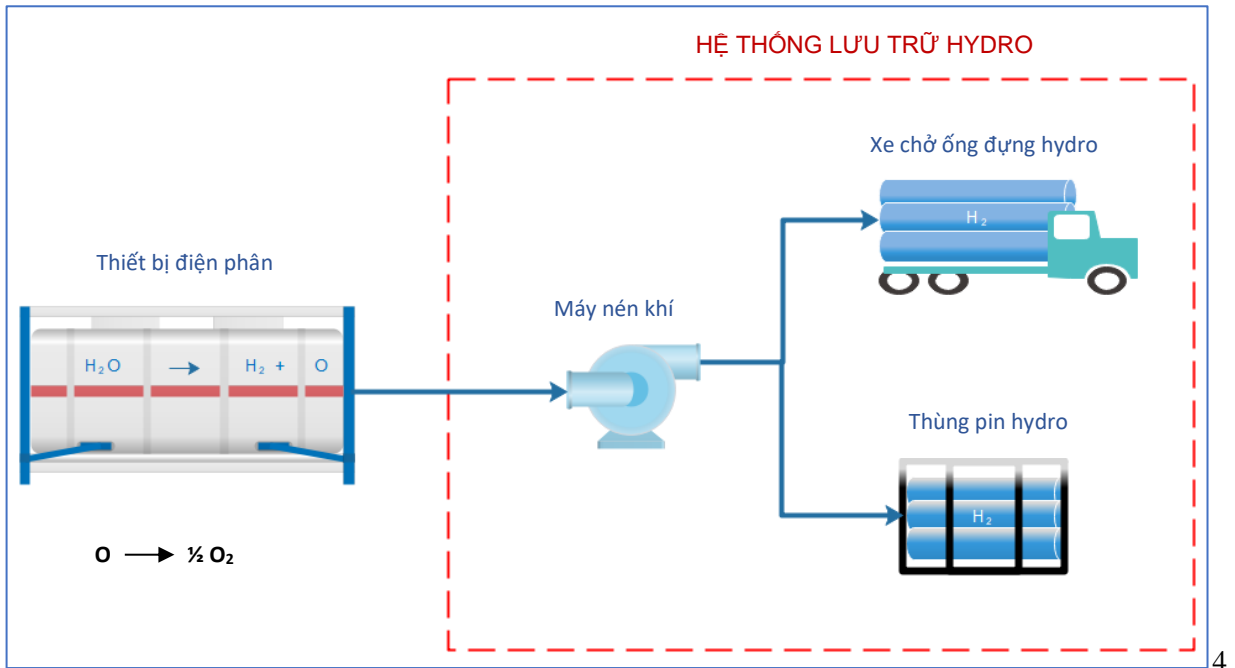
Trong phần này hệ thống lưu trữ bằng bình khí nén sẽ được xem xét. Trong công nghiệp, các hệ thống lưu trữ rất khác nhau, tùy thuộc vào ứng dụng. Vì vậy, không dễ tìm ra một loại hệ thống lưu trữ để phân tích đặc điểm của nó, ví dụ loại bình, kích cỡ, nhóm áp suất, kích cỡ máy nén, v.v. vì những đặc 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 15.

**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 15. 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 16 minh họa 2 loại bình này.



Hình 16. 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 17. 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 kg<sub>H2</sub>.



Pin hydro



Xe chở ống hydro

Hình 17. Lưu trữ hydrogen kiểu bình chứa thép loại I (trái); xe chở ống hydrogen với bình chứa thép loại I (phải) [24], [25]

## Hiệu suất và thất thoát 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).

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

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  $E_{(hydrogen\ đầu\ ra)}$  bằng công suất 500 kg nhân với 33,33 kWh/kg, tương đương với giá trị  $E_{(hydrogen\ đầu\ vào)}$ . 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:

$$\eta_{(khứ\ hồi)} = \frac{16,67MWh}{16,67MWh + 2MWh + \sim 0 + \sim 0} \times 100\% = 89\% - 1\%_{(thẩm\ thấu\ \&\ mất\ áp\ suất)} = 88\%$$

## Đặc tính và công suất điển hình

Bình áp suất có kích cỡ khác nhau, tùy thuộc mục đích sử dụng. Bảng 7 tóm tắt các đặc tính và công suất điển hình của một số loại bình.

Bảng 7. 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
FIBAttech [30]	II	55,9	290	1.082	213	930	10	Trạm cấp hydrogen cho xe hơi
FIBAttech [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.

## Yêu cầu về mặt bằng

Một hệ thống lưu trữ hydrogen áp suất thấp điển hình như minh họa trong Hình 15 có các thông số về kích thước như tóm tắt trong Bảng 8.

Bảng 8. Đòi hỏi 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)	

## Ưu điểm, nhược điểm

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

### *Ưu điểm*

1. 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”.
2. 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].
3. 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*

1. 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.
2. Chi phí vật liệu và nén khí. Ngay cả khi vật liệu 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.
3. 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.

## **Môi trường**

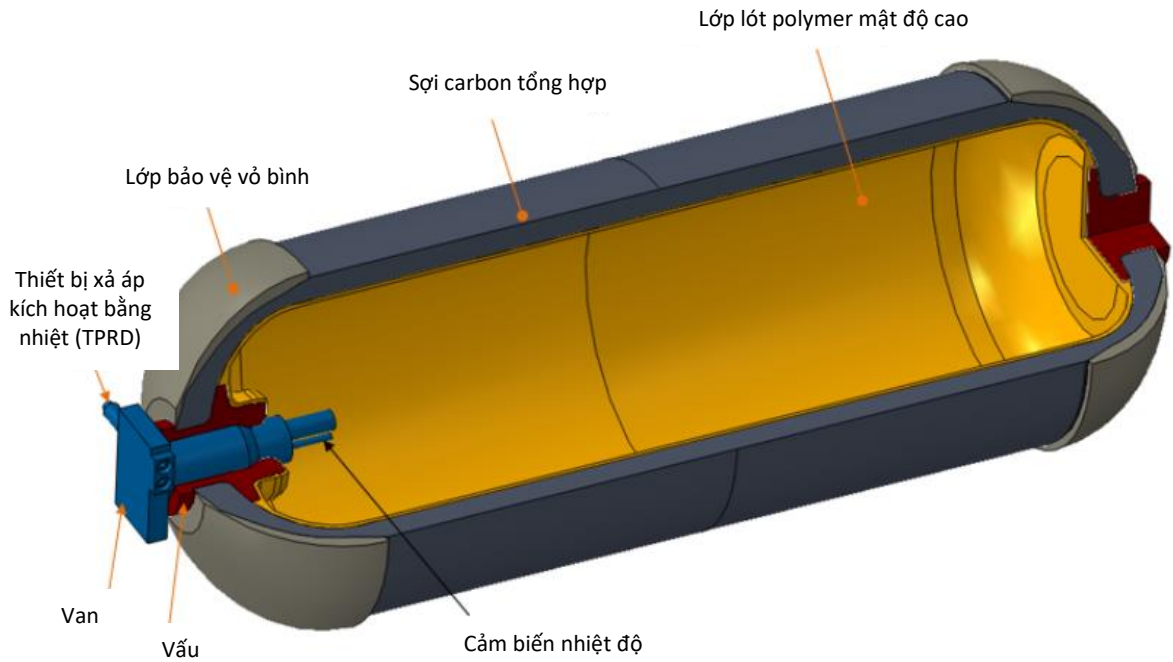
Bản thân hydrogen không gây hại môi trường do mức độ sử dụng quy mô lớn hiện vẫn chưa phát triển. Nếu hydrogen thể khí được sử dụng nhiều thì khi đó lượng hydrogen rò rỉ vào bầu khí quyển có thể đẩy nhanh quá trình phá hủy tầng ozon hơn bất kỳ chất ô nhiễm thông thường nào khác. Các nhà khoa học cho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

## **Triển vọng 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 18.



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 18. 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.

### Ước tính chi phí đầu tư

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 9 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 1/2, thậm chí 1/4 mức hiện nay.

*Bảng 9. 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 10.


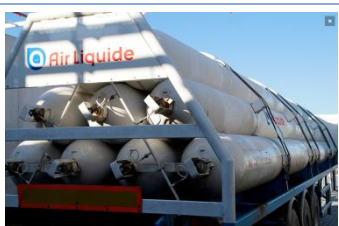
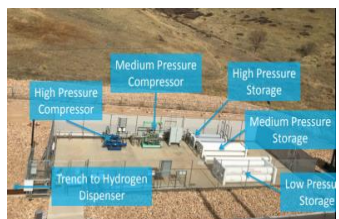
*Bảng 10. Chi phí các bộ phận trong hệ thống lưu trữ hydrogen*

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	

### Một số dự án đang hoạt động

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 11 liệt kê một số loại bình chứa hydrogen đang sử dụng và ứng dụng của chúng.

*Bảng 11. 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]



## 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*”. Các nguồn sau đây được sử dụng:

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. Niemann, 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. “Trong 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,” *Tạp chí HyResponse*, 2016.
18. “Trao đổi qua điện thoại với Nel Hydrogen- Joshua Adams.” Herning, 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, “Ăn 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 nén 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 hiện 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,” *Tạp 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 bơm 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/oe-technical-targets-onboard-hydrogen-storage-light-duty-vehicles>.

## Bảng số liệu

Trang dưới đây cung cấp số liệu về công nghệ. Chi phí được thể hiện bằng USD năm 2019. 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.

Công nghệ	Hệ thống lưu trữ hydrogen áp suất cao (Máy nén & bình nén loại I @ 200bar)										
	2019	2020	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)	Mức độ không chắc chắn (2050)	Ghi chú	TLTK		
<b>Đặc tính kỹ thuật</b>						<b>Thấp</b>	<b>Cao</b>	<b>Thấp</b>	<b>Cao</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	16,7		1
Công suất đầu ra của một tổ máy (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	A	
Công suất đầu vào của một tổ máy (MW)	0,1	0,095	0,09	0,08	0,08	0,1	0,99	0,085	0,08	B	1,2
Hiệu suất khử hơi của pin (%)	88%	88%	89%	90%	90%	88%	88%	90%	90%	C	1
- Hiệu suất sạc (%)	88%	88%	89%	90%	90%	88%	88%	90%	90%	D	
- Hiệu suất xả (%)	~100	~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	<1	F	
Tiêu thụ điện phụ trợ (% đầu ra – chỉ tính nhiệt và lưu trữ khí)	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	J	
Ngừng máy cưỡng bức (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	I	
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	3	3	2	1,5	1	3	3	1,5	0,5	G	3
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	30	30	30	25	25	30	30		
Thời gian xây dựng (năm)	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,5	0,5	0,3	0,2		3
<b>Năng lực điều tiết (chỉ tính cho lưu trữ điện)</b>											
Điều tiết sơ cấp (% trên mỗi 30 giây)	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	H	3
Điều tiết sơ cấp (% / phút)	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	H	3
<b>Số liệu tài chính</b>											
Đầu tư riêng (tr.USD <sub>2019</sub> /MWh)	0,068	0,068	0,054	0,032	0,025	0,068	0,068	0,042	0,025		1
Bộ phận nén (tr.USD <sub>2019</sub> /MWh)	0,036	0,036	0,027	0,013	0,009	0,036	0,036	0,018	0,009		1
Bình nén loại I (tr.USD <sub>2019</sub> /MWh)	0,022	0,022	0,018	0,012	0,011	0,022	0,022	0,016	0,011		1
Lắp đặt, thiết bị, nhân công theo giờ (tr.USD <sub>2019</sub> /MWh)	0,011	0,011	0,009	0,007	0,005	0,011	0,011	0,008	0,005		1
Chi phí vận hành & bảo trì cố định (USD năm 2019/MW/năm)	719	719	599	599	480	719	719	539	360		1
Chi phí vận hành & bảo trì biến đổi (USD <sub>2019</sub> /MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Số liệu công nghệ riêng (xem bảng trong các mục cụ thể)</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	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	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>	2,84×10 <sup>-27</sup>		4

### Ghi chú

- Không thể xác định được vì 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 trì và vận hành hệ thống bao gồm bảo trì 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.

## Đường ống hydrogen

Trong một hệ thống năng lượng có vai trò quan trọng của sản xuất và lưu trữ hydrogen, cần xem xét vấn đề vận chuyển hydrogen. Lí do là hydrogen thường không được sử dụng ngay tại nơi sản xuất mà tại địa điểm khác. Có thể vận chuyển hydrogen bằng xe tải, tàu thủy hoặc đường ống xây mới hoặc các đường ống dẫn khí đốt sẵn có. Tùy khoảng cách, khối lượng và cách sử dụng mà chọn phương thức vận chuyển [1]. Chương này sẽ chỉ xem xét phương thức vận chuyển bằng đường ống và cung cấp một số thông tin về công nghệ này.

Do hydrogen có mật độ năng lượng thấp nên vận chuyển, phân phối xa hay gần đều khó. Để khắc phục vấn đề này, có thể nén, hóa lỏng hay trộn hydrogen làm cho phân tử của nó to hơn [1]. Tuy nhiên xây dựng hạ tầng (đường ống vận chuyển và phân phối) đòi hỏi đầu tư ban đầu lớn. Toàn bộ hệ thống cung ứng hydrogen bao gồm các hợp phần chuyển đổi (nén hoặc hóa lỏng), truyền tải, phân phối (đường ống phân phối áp suất thấp, mạng lưới vận chuyển áp suất cao, khoảng cách xa) và cơ sở lưu trữ.

Chi phí đầu tư lớn là rào cản lớn đối với các dự án như vậy, mặc dù là cần thiết ở những nơi chưa có mạng lưới khí đốt phát triển như ở Việt Nam [2].

## Hệ thống đường ống dẫn khí

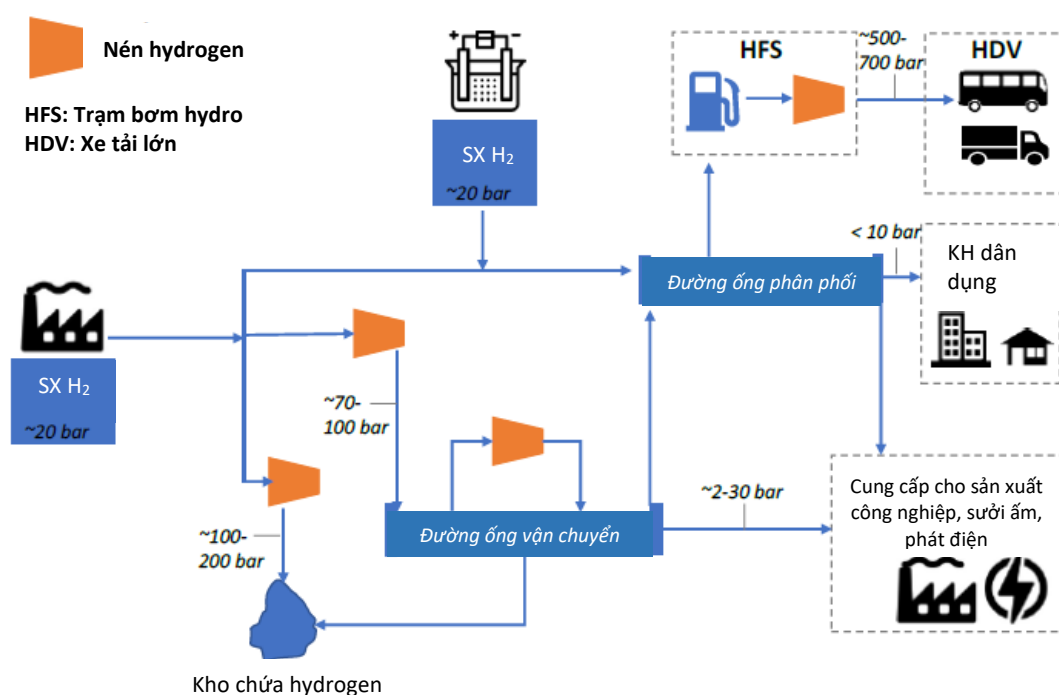
Thiết kế chung của một mạng lưới đường ống dẫn hydrogen cũng giống như mạng lưới đường ống khí đốt tự nhiên, nhưng cũng có một số điểm khác biệt trong xây dựng, lắp đặt, và vận hành [7].

Có 4 loại đường ống khí đốt tùy theo mục đích sử dụng, như trong Bảng 12. Ngay cả khi mạng ống dẫn hydrogen giống mạng khí đốt nhưng chất liệu đường ống vẫn khác nhau tùy thuộc vào mức nhạy cảm giòn hóa do hydrogen của vật liệu đó. Thép dày, độ bền thấp được dùng để làm ống dẫn hydrogen trong khi thép độ bền cao được dùng để làm đường ống khí đốt do loại thép đó dễ bị giòn hóa bởi hydrogen hơn. Các đường ống vận tải và phân phối hydrogen chính được làm bằng thép độ bền thấp kết hợp với polyethylene độ bền cao [7].

Bảng 12. Các loại đường ống khí đốt [7]

Loại	Đường kính (cm)	Áp suất (bar)	Mục đích sử dụng
Ống dịch vụ	1-5	1	Cấp khí đốt tới hộ gia đình, áp suất thấp
Đường ống phân phối	5-25	2-10	Cấp khí đốt tới các nhà máy công nghiệp nhỏ, người tiêu dùng
Đường ống vận chuyển	15-120	10-120	Vận chuyển khoảng cách lớn, áp suất cao
Đường ống gom	10-30	-	Gom khí từ mỏ sản xuất và nối vào mạng lưới truyền tải

Sơ đồ hệ thống đường ống vận chuyển hydrogen trong tương lai được thể hiện trong hình dưới [7].



Hình 19. Hệ thống đường ống hydrogen tương lai [7].

## Thách thức

Một trong những thách thức trong vận hành đường ống hydrogen là vấn đề an toàn, nhất là nếu so với khí đốt. Rò rỉ cũng là vấn đề phức tạp do phân tử hydrogen là phân tử nhỏ nhất. Ngoài ra, hydrogen rất dễ cháy trong điều kiện không khí khô. Hỗn hợp hydrogen – không khí dễ bắt lửa, nó chỉ cần đốt lửa 0,017 mJ trong khi muốn đốt cháy khí methane cần 0,28 mJ. Khi cháy trong không khí ngọn lửa hydrogen có màu xanh nhạt, không nhìn thấy vì vậy càng nguy hiểm hơn [7].

Nhìn chung, thiết kế và xây dựng đường ống hydrogen khó hơn đường ống khí tự nhiên do phải chú ý các vấn đề an toàn nêu trên, vấn đề giòn hóa và vấn đề mật độ năng lượng thấp của hydrogen [7]. Một vấn đề khác nữa là đường ống hydrogen bị gỉ. Hiện nay các nhà nghiên cứu vẫn đang phát triển chất phủ mặt trong ống để giảm thiểu tác động làm giòn hydrogen. Một phương pháp khác hiện đang được nghiên cứu là sử dụng các chất ức chế (như bổ sung các loại khí), để bảo vệ ống thép khỏi bị giòn do hydrogen [7].

## Chi phí

Một nghiên cứu của IEA cho thấy đường ống là phương thức vận chuyển hydrogen rẻ tiền nhất cho khoảng cách dưới 1.500 km và cho phân phối khối lượng lớn hydrogen với khoảng cách lớn hơn [1].

Bảng 13 thể hiện chi phí xây dựng đường ống vận chuyển hydrogen mới.

Bảng 13. Chi phí vận chuyển hydrogen [6]

	Giá trị	Đơn vị	Ghi chú
Đường ống mới	1,04 – 3,67	Triệu USD <sub>2019</sub> /km	
Hệ thống nén khí mới	0,73 – 1,20	Triệu USD <sub>2019</sub> /MW	MW công suất nén lắp đặt
Chi phí vận chuyển quy dẫn (LCOT)	4,6 – 49,8	USD <sub>2019</sub> /MWh <sub>H<sub>2</sub></sub> /600 km	Chi phí đã chiết khấu tính theo từng MWh <sub>H<sub>2</sub></sub> được vận chuyển theo đường ống

## Các tiêu chuẩn

Một số tiêu chuẩn đã được xây dựng cho sản xuất đường ống và hệ thống đường ống vận chuyển hydrogen. ASME B31.12 là tiêu chuẩn của Mỹ quy định về đường ống và hệ thống đường ống vận chuyển hydrogen dạng khí và dạng lỏng. Tiêu chuẩn này gồm 4 phần: phần 1 là quy định chung; phần 2 cung cấp thông tin về hệ thống đường ống hydrogen công nghiệp; phần 3 có nội dung liên quan đến chương này, cung cấp hướng dẫn về các đường ống hydrogen, gồm nội dung chi tiết về các cấu phần, thiết kế, lắp đặt, thử nghiệm; phần cuối cùng là các phụ lục [3].

Hiệp hội Khí Công nghệ châu Á (Asia Industrial Gases Association, AIGA) cũng xây dựng bộ quy chuẩn “Hệ thống đường ống hydrogen” do Hội đồng Hải hòa hóa Quốc tế (International Harmonization Council, IHC) chủ trì. Đây là hội đồng gồm các thành viên Hiệp hội Khí nén (Compressed Gas Association, CGA), Hiệp hội Khí Công nghiệp châu Âu (European Industrial Gases Association, EIGA), và Hiệp hội Khí Y tế và Công nghiệp Nhật Bản (Japanese Industrial and Medical Gases Association, JIMGA). Mục đích là cung cấp thông tin phục vụ sử dụng và áp dụng trên toàn thế giới [4].

Tương tự, EIGA cũng xây dựng và công bố một bộ hướng dẫn và cách thực hành về thiết kế, vận hành, bảo trì an toàn hệ thống vận chuyển và phân phối hydrogen [5].

## Tài liệu tham khảo

1. IEA, “Tương lai của hydrogen”, Báo cáo phục vụ G20, Nhật Bản, 2019.
2. Xem [www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines](http://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines)
3. Hiệp hội Kỹ sư Cơ khí Hoa Kỳ, “Đường ống và mạng đường ống vận chuyển hydrogen”, ASME B31.12 -2019.
4. Hiệp hội Khí Công nghiệp châu Á, “Hệ thống đường ống vận chuyển hydrogen”, AIGA 033/14.
5. Hiệp hội Khí Công nghiệp châu Âu, “Mạng đường ống vận chuyển hydrogen”, EIGA IGC Doc 121/04/E
6. Ủy ban châu Âu, “Sản xuất hydrogen tại châu Âu: Tổng quan chi phí và các lợi ích chính”, 2021.
7. Khan, M.A., Young, C. và Layzell, D. B., “Các vấn đề kinh tế-kỹ thuật mạng đường ống hydrogen. Tài liệu kỹ thuật”, Tăng tốc chuyển đổi, 2021.

## 5. LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG KHÍ NÉN

### Mô tả công nghệ

#### Nén/nở

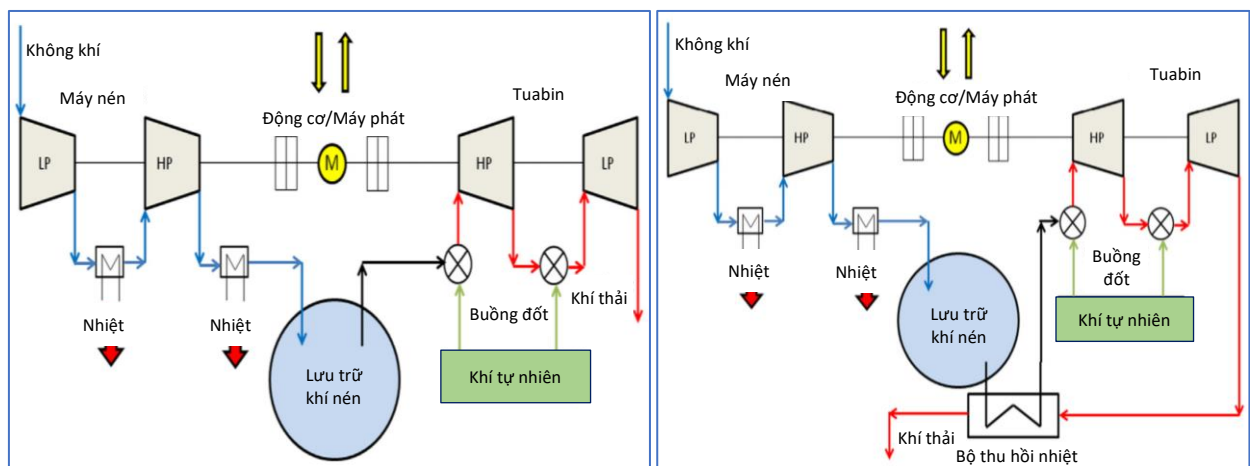
Lưu trữ năng lượng khí nén (Compressed Air Energy Storage, CAES) là phương pháp lưu trữ điện năng cơ học, trong đó dùng đầu vào là điện năng tạo ra lực ép. Hình thức cơ bản nhất là nén khí vào trong các thùng chứa với áp suất cao hoặc với khối lượng lớn dưới lòng đất nếu có thể. Khi cần, khí nén được xả làm quay turbine 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 turbine 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 khử 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 20 minh họa sơ đồ hai nhà máy CAES khác nhau.



Hình 20: Nguyên tắc vận hành nhà máy loại CAES tại Huntorf (trái) và tại McIntosh (phải) [1]

Bảng 14 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.

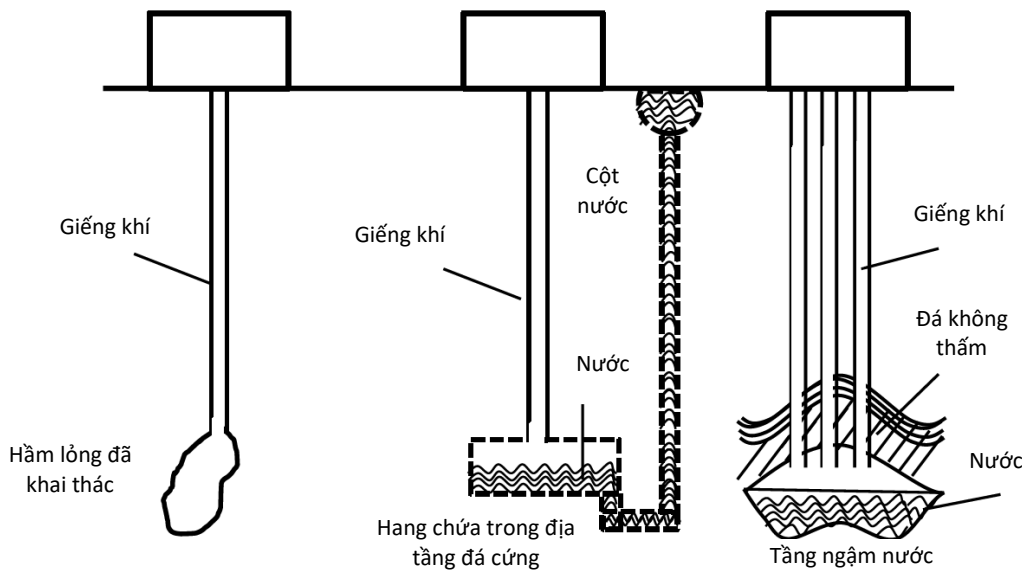
Hiện nay cũng không rõ sẽ có bao nhiêu nhà máy CAES kiểu truyền thống sẽ được xây dựng trong tương lai. Trong 25 năm qua nhiều nghiên cứu khá lạc quan đã được thực hiện, nhất là tại Mỹ, nhưng thực tế là đến nay vẫn chưa có nhà máy nào được xây dựng.

Bảng 14: 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 turbine	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 turbine	> 9 phút	14 phút

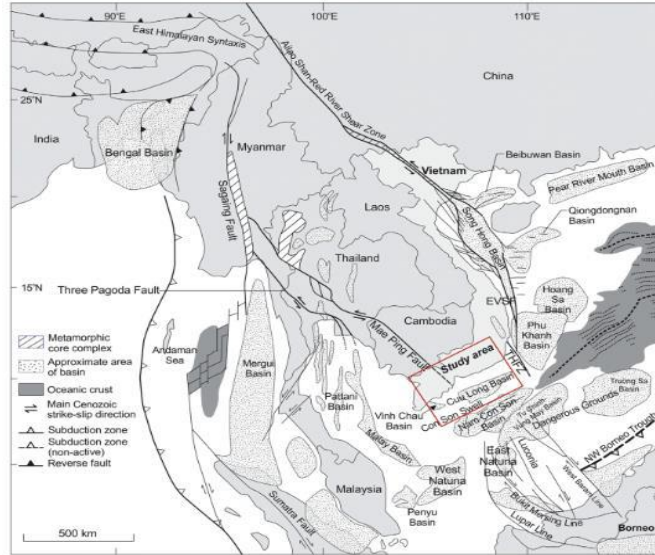
### Dung tích lưu trữ không khí

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 21.



Hình 21: 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 22) [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 22. Các đặc điểm kết cấu chính của khu vực Trung-Ấn mở rộng, bao gồm cả khu vực nghiên cứu [24].

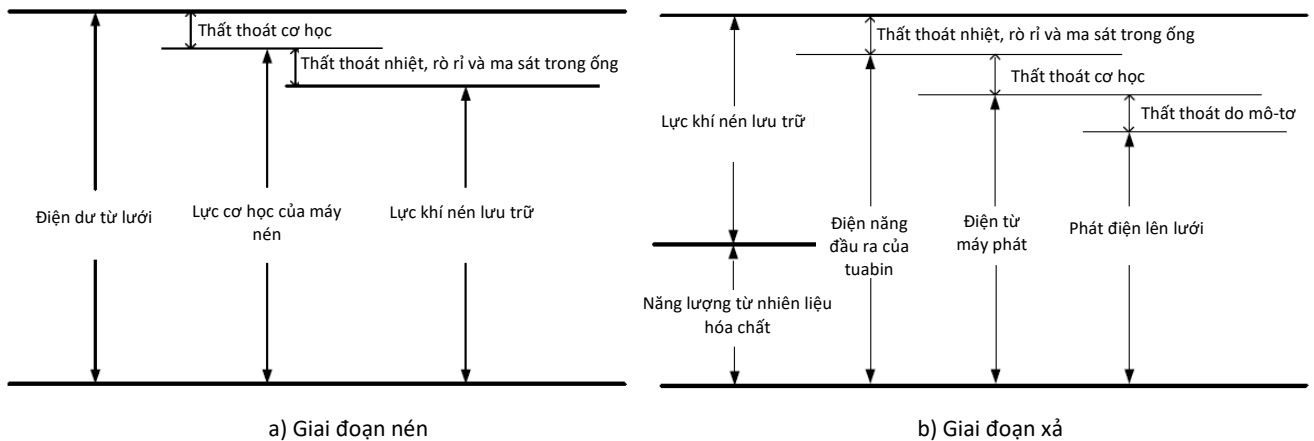
### Đầu vào/Đầu ra

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.

### Hiệu suất và thất thoát năng lượng

Hình 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 23 sẽ là 44%, và khi đó hiệu suất chu kỳ sẽ là 44%.

Chuyển đổi năng lượng trong các nhà máy CAES:



Hình 23: 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 điều tiết và các dịch vụ hệ thống khác

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 cố sẵn.

## Đặc tính và 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 15.

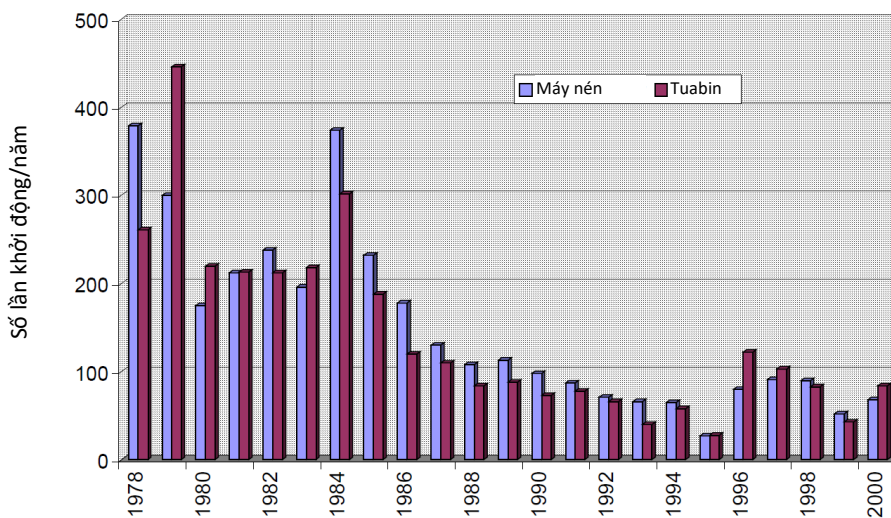
Bảng 15: Số liệu mô tả nhà máy Huntorf và McIntosh. Công suất nhiệt (nhiệt đầu vào tạo ra điện đầu ra) được tính toán là 1,96 kWh/kWh đối với nhà máy Huntorf và 1,20 kWh/kWh đối với nhà máy McIntosh [9].

	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



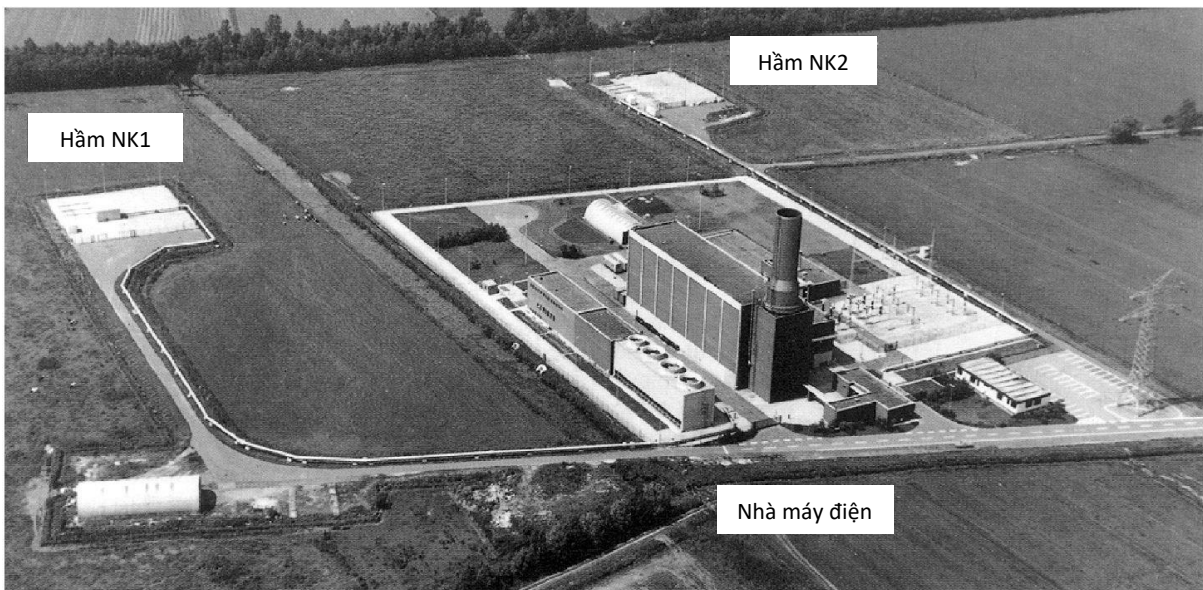
Hình 24: Số lần máy nén khởi động (sạc) và số lần tuabin khởi động (xả) tại nhà máy Huntorf trong giai đoạn 1978-2000 [10].



Thời gian lưu trữ thực tế của CAES có thể ước tính dựa trên Hình 24, trong đó có thể thấy số lần khởi động hàng năm tại nhà máy Huntorf 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 lý 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.

### Yêu cầu về mặt bằng

Yêu cầu về mặt bằng đối với một nhà máy CAES có thể tham khảo trong Hình 25 - 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 25: 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.

### 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 Huntorf 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 Huntorf 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 Huntorf 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%.

## 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 26 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 26: Phác thảo nhà máy ACAES của RWE [15].

## Ước tính chi phí đầu tư

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

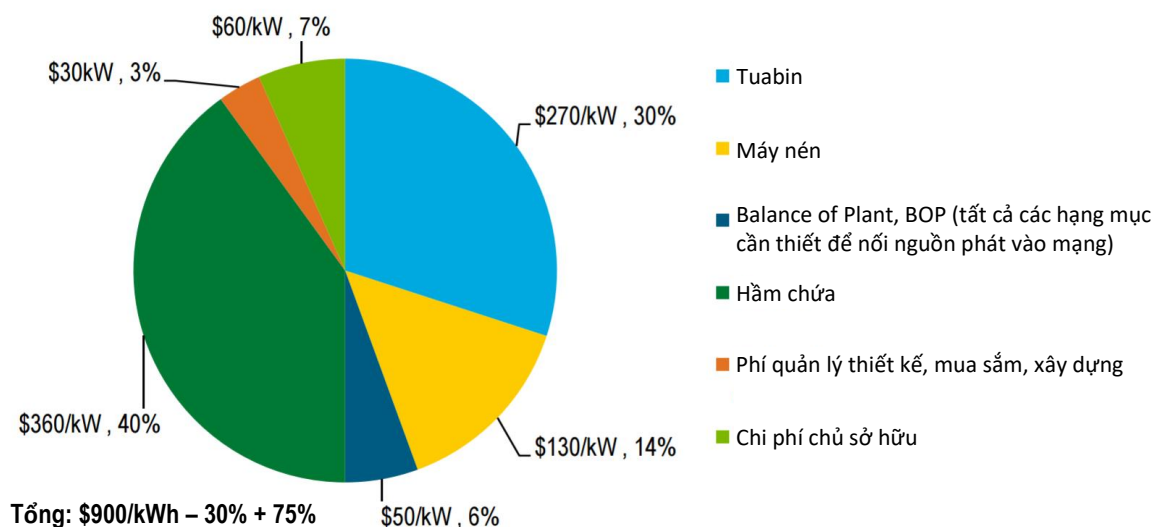
vi 5 km, vào khoảng 1.153 USD<sub>2020</sub>/kW [16]. Chi phí đầu tư trong tương quan với mở rộng công suất phát cũng được tính toán dựa trên giả định rằng chi phí hệ thống sẽ giảm 8% nếu công suất phát tăng 10 lần [16]. Con số này được tính toán dựa trên điều chỉnh giá trị ước tính khi mở rộng thủy 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 16. 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 27 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/kW. Dự kiến mức chi phí này sẽ ổn định đến năm 2050.



Hình 27: 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].

Chi phí đầu tư [Triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	Đặc điểm	2018	2020	2030	2050
<b>Cuốn Cẩm nang Công nghệ này</b>			1,04	1,037	0,88
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch			0,76	0,76	0,76
Bộ Năng lượng Hoa Kỳ 2020 [16]	100 MW – 4h		1,156	1,153	
	100 MW – 10h		1,178	1,172	
	1000 MW – 4h		1,063	1,061	
	1000 MW – 10h		1,083	1,078	
	10000 MW – 4h		0,978	0,976	
	10000 MW – 10h		0,997	0,992	
NREL 2012 [21]	262 MW – 15h		1	1	1
Bộ Năng lượng Hoa Kỳ 2019 [22]	16h	1,70			
NREL 2021 [23]			0,96-1,25		

## Ví dụ về các dự án hiện tại

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 trì hoãn nâng cấp mạng truyền tải [23].

### 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. Succar, “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. Nakhmkin 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 2019. 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								
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		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 sạc (%)	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>Năng lực 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 tài chính</b>									
Đầu tư riêng (triệu USD theo năm 2019/MWh)	0,104	0,104	0,088					A	[16,21,22]
- Hạng mục năng lượng (%)	40	40	40					G	[21]
- Hạng mục công suất (%)	50	50	50						[21]
- Các chi phí dự án khác (%)	10	10	10						[21]
Chi phí vận hành & bảo trì cố định (USD năm 2019/MW/năm)	14,8	14,8	14,8						[16,21,22]
Chi phí vận hành & bảo trì biến đổi (USD năm 2019/MWh)	1,4	1,4	1,4						[16,21,22]
<b>Dữ liệu công nghệ cụ thể</b>									
Chi phí tăng công suất lưu trữ năng lượng (triệu USD/MWh)	0,052	0,052	0,044					H	
Chi phí tăng công suất đầu ra (triệu USD/MW)	0,052	0,052	0,044					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 đảo 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".

## 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, xem Hình 28, bên phải.



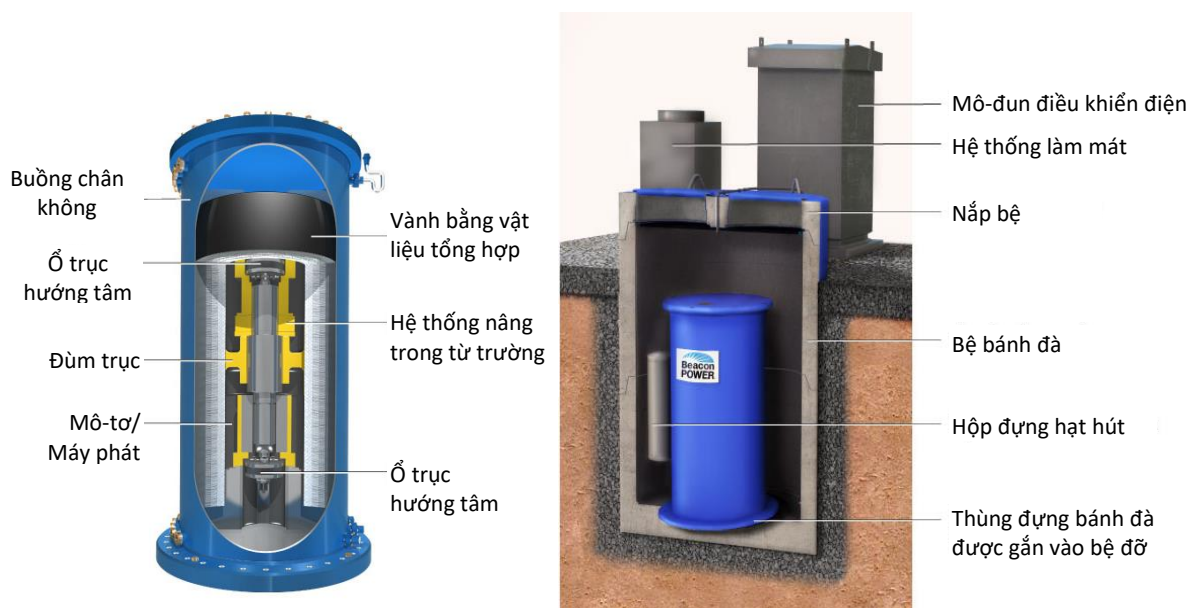
Hình 28: Bánh đà WattsUp Power và Amber Kinetics. Thiết bị Amber Kinetics cho phép nhìn thấy rô-to bằng thép phía trong còn WattsUp Power thì dùng vật liệu tổng hợp [1].

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 29 mô tả một hệ thống bánh đà, và một xe nâng đang chở một bánh đà bằng sợi tổng hợp.



Hình 29: 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 30.



Hình 30: 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.

### Hiệu suất và tổn thất điện năng

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.

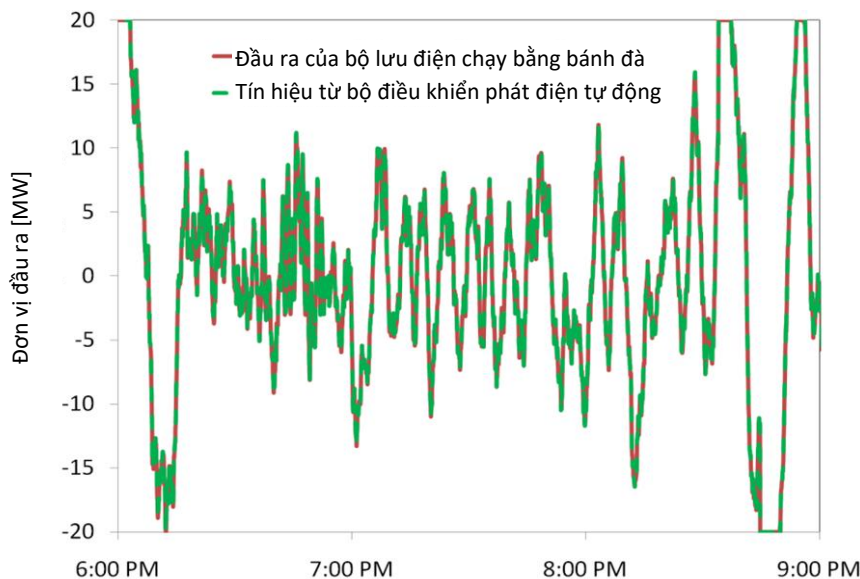
### Khả năng điều tiết và các dịch vụ hệ thống khác

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



Hình 31: 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.

### Đặc điểm và công suất điện 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 điện hóa học (cũng giống như các chất lưu 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 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 32 mô tả một hệ thống cung cấp dịch vụ điều tiết tần số công suất 20 MW.



Hình 32: 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 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.

## Yêu cầu về mặt bằng

Đòi hỏi về mặt bằng phụ thuộc vào công suất thiết bị. Hình 32 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>).

## 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 17 liệt kê một số ưu, nhược điểm.

*Bảng 17: 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 mỏi
Có khả năng tạo năng lượng riêng cao	Giới hạn vật liệu tại tốc độ đầu 700 m/sec
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].

### 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.

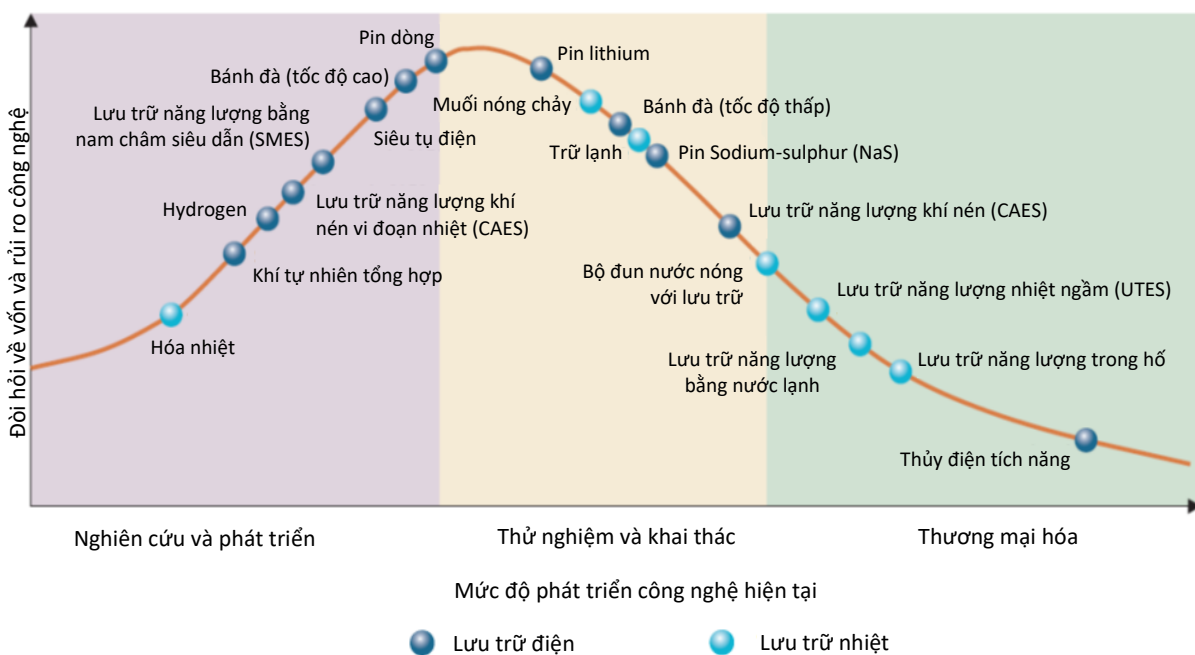
Trong khi vận hành thiết bị không đòi hỏi phải sử dụng nước, hóa chất độc hại hay gây nguy hiểm khác.

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 33: 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 33 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

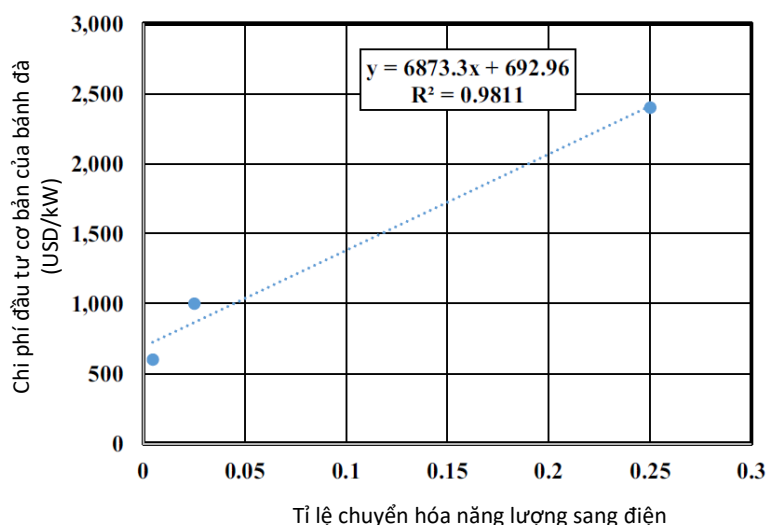
và vì vậy đã được đưa vào sử dụng thương mại. Một ví dụ đó là Amber Kinetics đã lắp đặt một số bánh đà trên thế giới với số giờ vận hành trên 1.000.000 giờ. Tại California, Amber Kinetics được chọn để lắp đặt hệ thống lưu trữ năng lượng bằng bánh đà trong thời gian dài nhằm cung cấp giải pháp giảm phụ 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 trạm 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.

### Ước tính chi phí đầu tư

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 Poullikkas 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 34. 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 34. 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 trì của bánh đà. Chi phí vận hành và bảo trì 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 trì 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.

Chi phí đầu tư [triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	Đặc điểm	2018	2020	2030	2050
<b>Cuốn Cẩm nang Công nghệ này</b>			1,75	1,64	1,58
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch	1 MW		0,174	0,163	0,157
Tài liệu [13]	20 MW – rô-to vật liệu tổng hợp		1,11		
Tài liệu [13]	20 MW – rô-to thép		0,79		
Bộ Năng lượng Hoa Kỳ 2019 [14]	20 MW – 0,25 h	2,93			
NREL 2021 [16]			1,07-2,85		

## Ví dụ về các dự án hiện tại

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 35); 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 35. Nhà máy 20 MW của Beacon Power tại xã Hazle, Pennsylvania – Năm 2013

## 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”. Các nguồn sau đây được sử dụng:

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/Dmavinkumarkohli/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 tĩnh 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 2019. 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.

Công nghệ	Bánh đà								
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TLTK
USD 2019				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 khứ 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)	0								
Ngừng máy cưỡng bức (%)	0								
Ngừng máy theo kế hoạch (tuần/năm)	0								
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	
Năng lượng riêng (Wh/kg)	350	350	350	300	400	350	400	A, B	
<b>Năng lực 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 tài chính</b>									
Đầu tư riêng (triệu USD theo năm 2019/MWh)	17,5	16,4	15,8					A	[13,14,16]
- Hạng mục năng lượng (%)	98,5	98,5	98,5					A, B	
- Hạng mục công suất (%)	1,5	1,5	1,5					A, B	
Chi phí vận hành & bảo trì cố định (USD năm 2019/MW/năm)	5,7	5,7	5,7						[16]
Chi phí vận hành & bảo trì biến đổi (USD năm 2019/MWh)	0,3	0,3	0,3						[16]

### 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.

# **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.

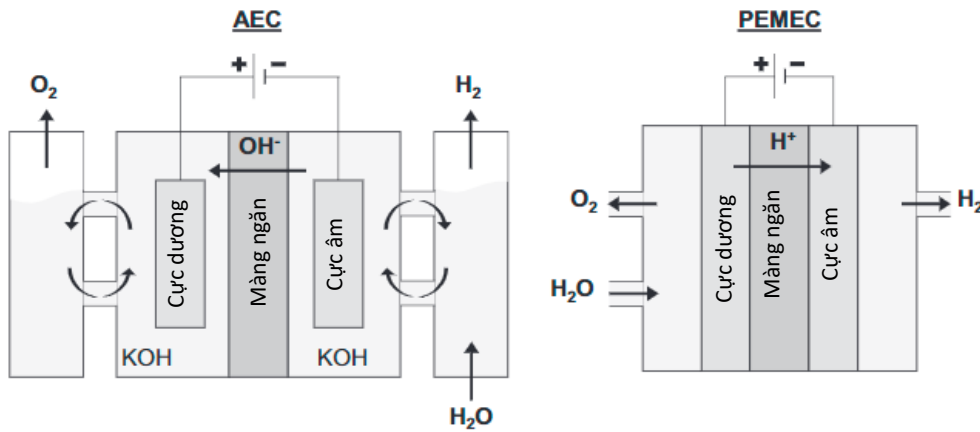
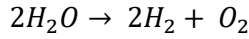
Phân mô tả và số liệu dựa trên số liệu các dự án cụ thể tại Việt Nam nhằm thể hiện các điều kiện trong nước. Đối với kỳ trung hạn và dài hạn (đến năm 2030 và 2050), số liệu dựa trên những tài liệu tham khảo quốc tế đối với hầu hết các công nghệ vì số liệu của Việt Nam dự kiến sẽ tiệm cận tới các số liệu 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.

# 7. THIẾT BỊ ĐIỆN PHÂN

## Mô tả công nghệ

Thiết bị điện phân được sử dụng để sản xuất hydrogen thông qua quá trình điện phân nước. Trong quá trình này, dòng điện chạy qua nước, phân tách các phân tử H<sub>2</sub>O thành hydrogen (H<sub>2</sub>) và oxygen (O<sub>2</sub>). Phản ứng được thực hiện trong một tế bào điện phân với hai điện cực, cực dương và cực âm, được phân tách bằng dung dịch điện phân. Hai loại công nghệ chín muồi nhất là tế bào điện phân kiềm (AEC) và tế bào điện phân màng điện phân polymer (PEMEC), gọi tắt là màng điện phân polymer (PEM) được mô tả và so sánh trong chương này.

Nguyên lý hoạt động của các công nghệ điện phân dựa trên quá trình tách nước bằng điện (điện phân) theo phản ứng sau:

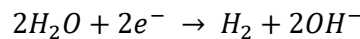


Hình 36: Nguyên lý hoạt động của công nghệ AEC và công nghệ PEMEC [1].

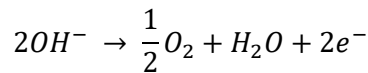
AEC là thiết bị điện phân phổ biến nhất trên thị trường hiện nay. Tế bào hoạt động ở 65-90°C và có thể hoạt động ở áp suất khí quyển hoặc áp suất lên đến 35 bar. Các AEC đang được thử nghiệm, hoạt động ở mức tối đa 100 bar. Điện cực thường được làm bằng thép, niken hoặc thép mạ niken.

Ngoài ra, việc phân tách các ngăn điện cực bằng màng ngăn vi xốp (tấm xốp hoặc xi lanh phản ứng với chênh lệch áp suất) được thực hiện để tránh pha trộn khí. Chất điện phân là dung dịch kali hydroxide (KOH). Hình 36 trình bày nguyên lý hoạt động của AEC. Nước được đưa đến cực âm, trong quá trình điện phân, các ion OH<sup>-</sup> được vận chuyển qua màng để tạo thành hydrogen và oxygen [2].

Phản ứng ở catot:

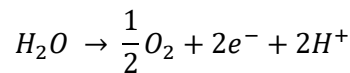


Phản ứng ở anot:

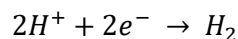


Trong quá trình điện phân PEM, hai điện cực tiếp xúc với màng điện phân polyme trao đổi proton, điển hình là axit perfluorosulfonic (PFSA), tạo thành cụm điện cực màng (MEA). Thông thường, các màng được phủ chất xúc tác và tiếp xúc bằng lưới kim loại mở rộng hoặc ni carbon hoặc kim loại. Các chất xúc tác theo công nghệ tiên tiến nhất (SoA) được ứng dụng thương mại có cực âm platinum và cực dương iridium oxide (IrO<sub>2</sub>). Phản ứng diễn ra nhờ sự vận chuyển ion H<sup>+</sup> qua màng như được trình bày trong Hình 36. Nước được cung cấp ở cực dương và hydrogen được hình thành ở cực âm [2].

Phản ứng ở anot:



Phản ứng ở catot:





## Đầu vào

Đối với cả hai công nghệ điện phân, đầu vào là điện và nước. Với PEMEC và AEC, cần đảm bảo độ tinh khiết của nước cao. Chất lượng nước có thể được xác định bằng độ dẫn điện của nước được sử dụng, độ dẫn điện phải lần lượt là  $0,2 \mu\text{S/cm}$  và  $5 \mu\text{S/cm}$ .

## Đầu ra

Đối với cả hai công nghệ điện phân, đầu ra là hydrogen, oxygen và nhiệt thừa từ quá trình [3]. Oxygen 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, oxy hóa nước, nuôi cá, công nghiệp thép và kim loại, công nghiệp chăm sóc y tế, thực phẩm, sản xuất, thu giữ và lưu trữ carbon sử dụng nhiên liệu oxygen (CCS), khí hóa nhiệt, v.v. Hệ thống AEC và PEMEC trình bày trong tài liệu nói chung có nhiệt độ hoạt động là  $50\text{-}80^\circ\text{C}$  và  $60\text{-}80^\circ\text{C}$  [4]

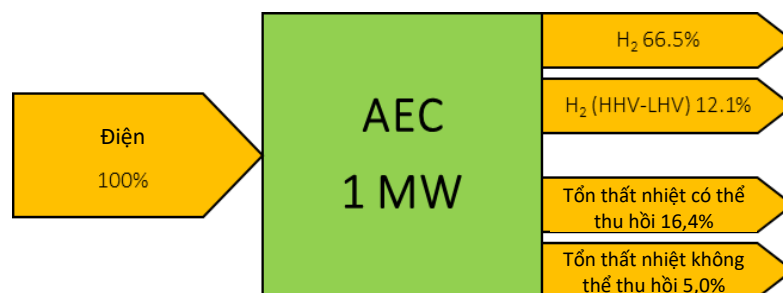
## Cân bằng năng lượng

Phần này nghiên cứu về cân bằng năng lượng đối với công nghệ điện phân AEC và PEMEC, như trình bày trong Hình 37, 38 và 39.

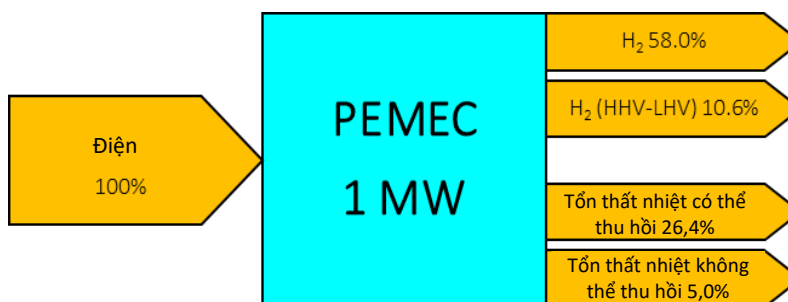
Năng lượng đầu vào cho công nghệ điện phân AEC và PEMEC là điện, dùng cho quá trình điện phân để tách hydrogen và oxygen. Sau khi nước hoặc hơi nước được cung cấp cho các tế bào điện phân,  $\text{H}_2$  và  $\text{O}_2$  được hình thành cùng với quá trình tỏa nhiệt. Phân tích trong tài liệu này không xem xét nhiệt ẩn trong quá trình hóa hơi của hơi nước trong sản phẩm. 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. Các đặc tính của đầu vào và đầu ra được trình bày trong Hình 39 và Bảng 18.

Một khía cạnh quan trọng chưa được nghiên cứu trong chương này liên quan đến quá trình chuyển đổi hydrogen thành các hóa chất như ammonia và methanol. Đây có thể là hai chất mang năng lượng chính cho quá trình chuyển đổi Power-to-X. Các thông tin thêm về chuyển đổi ammonia và methanol được trình bày ở Chương 2 và Chương 3 của tài liệu này. Chương này cũng trình bày sơ đồ dòng năng lượng với hiệu suất chuyển đổi thành hydrogen và nhiệt khả dụng. Hiệu suất chuyển đổi hydrogen dựa trên IEA [5], xem Bảng 5. Đối với cả hai công nghệ AEC và PEMEC, 5% năng lượng được ước tính là tổn thất nhiệt không thể thu hồi [6].

Hình 37 thể hiện cân bằng năng lượng của AEC (2020), trong đó 66,5% đầu ra là hydrogen (tính trên LHV) và 16,4% là nhiệt có thể thu hồi có tiềm năng cho các ứng dụng cung cấp nhiệt. Tương tự, Hình 38 mô tả cân bằng năng lượng cho công nghệ PEMEC (2020), trong đó 58% đầu ra là hydrogen (được tính trên LHV) và 26,4% là nhiệt có thể thu hồi có khả năng được sử dụng cho các ứng dụng cấp nhiệt.

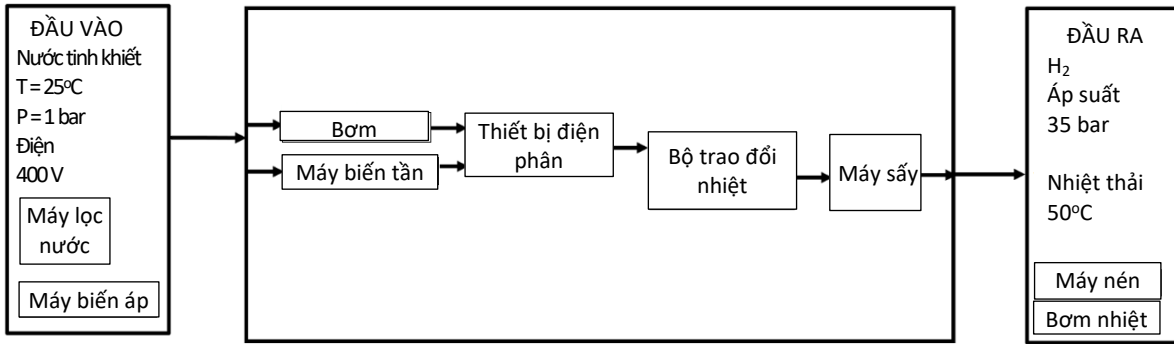


Hình 37: Cân bằng năng lượng (2020) của tế bào điện phân kiềm 1 MW được so sánh trên LHV.



Hình 38: Cân bằng năng lượng (2020) của tế bào điện phân màng điện phân polymer 1 MW được so sánh trên LHV.

## Mô tả hệ thống



Hình 39: Phác thảo hệ thống điện phân của AEC và PEMEC.

Hình 39 mô tả đầu vào cần thiết, các thành phần trong hệ thống và đầu ra của hệ thống AEC hoặc PEMEC. Hộp bên trái hiển thị thông tin đầu vào cần thiết và hai thành phần không có trong CAPEX, nhưng có thể cần có tùy thuộc vào chất lượng nước và lưới điện tại địa phương. Hộp giữa mô tả hệ thống được phân tích. Tất cả các thành phần trong hộp giữa được bao gồm trong CAPEX. Hộp bên phải cung cấp các đầu ra và các thành phần không có trong CAPEX, nhưng có thể cần thiết để tăng cường đầu ra.

Đối với hệ thống AEC, nước được cấp cho máy lọc, sau đó được đưa đến mô-đun AEC. Tại đây, nước được nén bằng máy bơm trước khi đi vào tế bào điện phân. Sau khi các sản phẩm điện phân được hình thành, chúng sẽ đi qua bộ trao đổi nhiệt, sau đó được sấy khô trước khi lưu kho. Các thông số kỹ thuật dựa trên các hệ thống có sẵn trên thị trường được nêu trong bảng bên dưới.

Bảng 18: Thông số kỹ thuật của hệ thống tiêu chuẩn (2020) dùng trong phân tích.

Công nghệ	AEC	PEMEC
Nhiệt độ và áp suất đầu vào	25 °C, 1 bar	25 °C, 1 bar
Điện đầu vào	400 V <sub>AC</sub>	400 V <sub>AC</sub>
Nước điện phân tinh khiết (đầu vào)	5 μS/cm	0,2 μS/cm
H <sub>2</sub> tinh khiết (đầu ra)	99,99	99,99
H <sub>2</sub> (dải giá trị)	35 bar (1-35 bar)	35 bar (1-50 bar)
Nhiệt độ nhiệt thải (đầu ra)	50°C	50°C

## Công suất điển hình

Đến cuối năm 2022, công suất máy điện phân nước trên toàn thế giới để sản xuất hydro đạt gần 700 MW, tăng 20% so với năm trước. Theo dự báo, công suất điện phân lắp đặt trên toàn thế giới có thể đạt hơn 2 GW vào cuối năm 2023 [7]. Dựa trên các dự án đã công bố, có thể đạt được 175 GW vào cuối thập kỷ này và thậm chí là 420 GW bao gồm cả các dự án giai đoạn đầu. NEL Hydrogen ASA, một công ty toàn cầu của Na Uy có trụ sở ở châu Âu, Bắc Mỹ và châu Á có các dự án lên tới 20 MW [8]. Đối với các hệ thống PEMEC, Hydrogenics có nhà máy đang vận hành với công suất 1,5 MW ở Đức [9] và NEL dự kiến sẽ vận hành nhiều trạm tiếp nhiên liệu với Nikola có công suất lắp đặt lên tới 1000 MW [8]. Siemens có hệ thống lắp đặt PEMEC đang vận hành lớn nhất với công suất 3,75 MW bao gồm ba thiết bị điện phân 1,25 MW tại Energiepark Mainz [10]. Công ty sản xuất thiết bị điện phân của Đức có tên là Sunfire có số lượng thiết bị lắp đặt lớn nhất lên tới 750 kW ở Salzgitter thuộc Đức và có kế hoạch lắp đặt một hệ thống 2,5 MW tại nhà máy lọc dầu của Neste ở Rotterdam, Hà Lan. Dựa trên các hệ thống hiện có trên thị trường, đối với AEC và PEMEC, phân tích tiềm năng chi phí được thực hiện trên cả hệ thống quy mô nhỏ và quy mô lớn.

## Khả năng điều chỉnh công suất

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 nóng và phản hồi tín hiệu nguồn cho hai hệ thống được hiển thị trong Bảng 19. Khởi động nguội được định nghĩa là khởi động từ nhiệt độ môi trường sau một thời gian dài dừng vận hành. Khởi động nóng được định nghĩa là khởi động từ chế độ chờ có gia nhiệt, có nghĩa là hệ thống được duy trì ở nhiệt độ và áp suất vận hành nếu cần thiết. Tín hiệu phản hồi nguồn điện là thời gian cần thiết để hệ thống điều chỉnh theo sự

thay đổi của nguồn điện đầu vào và được đo bằng giây. Phản ứng nhanh này có thể cho phép hệ thống ổn định lưới điện khi hệ thống đang chạy ở nhiệt độ vận hành.

Bảng 19: Khả năng điều chỉnh công suất [14].

	AEC	PEMEC
Thời gian khởi động nguội (từ 0 đến 100%) [phút]	<120	10 (5-10)
Thời gian khởi động nóng (từ 0 đến 100%) [giây]	240 (60-300)	<10
Tín hiệu đáp ứng nguồn [giây]	<1 (<1-5)	<1 (<1-5)

## Yêu cầu về không gian

Yêu cầu về không gian đã được xác định dựa trên các mô-đun có sẵn trên thị trường. Ước tính không gian cần thiết bao gồm các cấu phần trong hộp trung tâm của Hình 4, không bao gồm các cấu phần trong hộp đầu vào ở bên trái và hộp đầu ra ở bên phải. Dự kiến, kích thước hệ thống sẽ tăng đáng kể nếu cần có một trạm biến áp hoặc máy nén để cung cấp hydrogen áp suất cao (>50 bar), so với hệ thống cơ bản. Đối với điện phân kiềm, thông số của nhà sản xuất thiết bị điện phân Green Hydrogen Systems của Đan Mạch được sử dụng làm tham chiếu với ước tính 10-15 m<sup>2</sup>/MW điện đầu vào hoặc 0,02-0,03 m<sup>2</sup>/(kgH<sub>2</sub>/ngày) sản lượng hydrogen tối đa hàng ngày (2020). Với quá trình điện phân PEM, các hệ thống hydrogen của NEL đã được sử dụng, từ đó xác định được khoảng 20 m<sup>2</sup>/MW điện đầu vào hoặc 0,05 m<sup>2</sup>/(kgH<sub>2</sub>/ngày) sản lượng hydrogen tối đa hàng ngày (2020).

## Ưu điểm/nhược điểm

Phần này trình bày tóm tắt về ưu nhược điểm của công nghệ AEC và PEMEC. Bảng dưới đây nêu bật sự phù hợp của công nghệ điện phân đối với một ứng dụng. Dữ liệu được thu thập từ tài liệu [13].

Bảng 20: Tóm tắt ưu điểm và 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 chín muồi và có thể phù hợp với cả nhà máy tập trung và phân tán.</li> <li>AEC có nhiệt độ vận hành thấp, với khả năng khởi động nhanh 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 ngắn điện cực hiện nay là hơn 100000h.</li> <li>Hệ thống quy mô MW đã được triển khai.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ít linh hoạt hơn trong điều kiện vận hành khí quyển.</li> <li>Sử dụng chất điện giải giàu kiềm trong AEC.</li> <li>Rò rỉ KOH.</li> <li>Trở kháng cao.</li> <li>Mật độ dòng vận hành tối đa thấp, mức danh nghĩa khoảng 0,6 A/cm<sup>2</sup> [16].</li> </ul>
PEMEC	<ul style="list-style-type: none"> <li>PEMEC có nhiệt độ vận hành thấp, tiếng ồn thấp, mật độ điện năng cao.</li> <li>Thời gian đáp ứng nhanh</li> <li>Hydrogen điều áp có thể được sản xuất để lưu trữ trực tiếp mà không cần nén; tuy nhiên, giải pháp này khá thách thức.</li> <li>Mật độ dòng điện &gt;1,0 A/cm<sup>2</sup> có thể được sử dụng cho các hệ thống hoạt động dẫn đến kích thước hệ thống nhỏ gọn.</li> <li>Hệ thống quy mô MW đã được triển khai trên quy mô toàn cầu.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Quá trình đòi hỏi nước phải có độ tinh khiết cao.</li> <li>Tuổi thọ của hệ thống hiện đại nhất vẫn chưa được xác định chắc chắn.</li> <li>Chất xúc tác được sử dụng trong các lớp điện cực đắt tiền và khan hiếm.</li> <li>Các mô-đun PEMEC đắt tiền do có chất xúc tác và các tấm lưỡng cực (các phần tử ngăn xếp chống oxyt).</li> <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>

## Môi trường

Với tất cả các công nghệ điện phân tạo ra hydrogen, sản phẩm duy nhất là hydrogen, oxygen và nhiệt thừa. Điện phân có thể được sử dụng để cân bằng dao động trong nguồn cung cấp điện và do đó làm tăng giá trị của điện phân (chất mang năng lượng sạch) thông qua tiếp tục chuyển đổi thành các hóa chất. Với AEC, cực dương, cực âm cũng như lớp chất xúc tác thường có gốc niken, đây không phải là nguồn tài nguyên khan hiếm. 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 cực âm, và iridi, ruthenium và các hợp kim cho cực dương là các chất khan hiếm, do đó có thể là trở ngại trong hoạt động lâu dài của các PEMEC, kể cả loại tiên tiến nhất [17].

## Nghiên cứu và phát triển

Đối với công nghệ AEC, thách thức chính liên quan đến trở kháng và độ ổn định nhiệt độ của màng ngăn. Hiện tại, màng ngăn cũng đang giới hạn nhiệt độ hoạt động của máy điện phân kiềm, do đó, các nghiên cứu đang được tiến hành để cải thiện độ ổn định nhiệt độ của màng ngăn bằng cách thử nghiệm nhiều chất thay thế polyme khác nhau. Ngoài ra, nghiên cứu sâu rộng đang được tiến hành để cải thiện chất xúc tác AEC vì có tiềm năng cải thiện hiệu suất của chất xúc tác. Màng rắn cũng đã được nghiên cứu. Các màng rắn được gọi là AEMEC, như mô tả ở trên [18].

Trong công nghệ PEMEC, chi phí tế bào điện phân là rào cản lớn đối với khả năng ứng dụng thương mại hệ thống 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. Cả hai công nghệ PEMEC và AEC dự kiến sẽ thúc đẩy cho thị trường cung cấp nhiên liệu H<sub>2</sub> hiện đang phát triển mạnh ở Châu Âu.

Một trong những khía cạnh quan trọng đối với việc ứng dụng thương mại các màng điện phân là độ bền của tế bào. Theo Green Hydrogen Systems, các tế bào AEC có tuổi thọ rất dài, hơn 100.000 giờ (2020), các tế bào PEMEC có thời gian vận hành hợp lý, ở mức trên 25.000 giờ (2020) và tuổi thọ của các tế bào PEMEC dự kiến sẽ tăng lên 50.000 giờ trong vài năm tới.

Giải pháp kết hợp các công nghệ điện phân cũng được đề xuất nghiên cứu. Tuy nhiên, do sự khác biệt về tuổi thọ của công nghệ cũng như độ nhạy với tạp chất trong nước đầu vào, AEC có xu hướng trở thành lựa chọn ưu việt khi kết hợp với hệ thống điều áp và khi nhiệt dư từ quá trình điện phân có thể được sử dụng cho các quá trình khác. Tuy nhiên, điều này tùy thuộc vào từng ứng dụng và mỗi công nghệ có những ưu điểm riêng trong một số điều kiện vận hành nhất định.

Thị trường thiết bị điện phân trong nhiều năm có sự chi phối của một số nhà cung cấp truyền thống, chủ yếu là hệ thống điện phân không khí quy mô lớn (diện tích và công suất) cung cấp một thị trường tương đối hạn chế và ổn định cho các ứng dụng hydrogen công nghiệp.

Tất cả những nỗ lực nêu trên đều hướng tới mục đích thúc đẩy việc áp dụng công nghệ dưới dạng hệ thống phi tập trung và tập trung để cung cấp đủ hydrogen cho nhiều mục đích khác nhau. Các nhà máy điện phân sử dụng công nghệ AEC và PEMEC hiện đang ở quy mô MW. Các hoạt động nghiên cứu phát triển đang tiếp tục được triển khai để giảm giá thành, tăng cường tính sẵn có của vật liệu, khả năng điều chỉnh công suất cũng như nâng cao hiệu suất của công nghệ để tạo điều kiện triển khai hệ thống điện phân quy mô lớn trong sản xuất hydrogen [21].

## Ước tính chi phí đầu tư

Chúng tôi đã tham khảo nhiều nguồn thông tin để ước tính chi phí đầu tư hệ thống điện phân ở Việt Nam. Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch dựa trên dữ liệu quốc tế, được xây dựng dựa trên các báo cáo của IEA [24], HyEurope [21], IRENA [25] và dữ liệu đầu vào thu thập từ các doanh nghiệp trong ngành (AEC: Ever Fuel, Green Hydrogen Systems và NEL. PEMEC: Green Hydrogen Systems và Siemens), do đó những dữ liệu này dự kiến có thể sử dụng để ước tính chi phí tại Việt Nam. Dữ liệu đã được đối chiếu, so sánh với dữ liệu chi phí khác từ IRENA.

Tham khảo thông tin từ 13 nghiên cứu ước tính đường cong học tập (learning curve) trong [19] cho thấy hầu hết các nghiên cứu ước tính cho thiết bị điện phân nằm trong khoảng 16-21%, với giá trị trung bình là 18%. Các nghiên cứu về AEC cho thấy đường cong học tập ở mức lần lượt là 18% [1], 18% [28] và 9% [29] đối với công nghệ AEC. Trong khi tỷ lệ học tập của pin nhiên liệu PEMEC là 19,1-21,4% [28], 18% [1], 16% [29] và 13% [27].

Giả sử tỷ lệ học tập 16%, có nghĩa là tổng số đơn vị sản xuất sẽ phải tăng gấp 16 lần để giá thành mỗi đơn vị giảm 50%. Theo mức độ triển khai dự kiến, vào năm 2040, cả hai công nghệ AEC và PEMEC sẽ có mức giảm 50% giá thành so với năm 2020, tổng công suất năm 2040 sẽ tăng gấp bốn lần so với năm 2020. Tổng công suất AEC năm 2014 được xác định là 20 GW, chủ yếu được triển khai trong giai đoạn từ 1956 đến 2005 [30] (Xem Hình 2 trong [30]). Theo Wood Mackenzie, tổng công suất điện phân lắp đặt lũy kế trong giai đoạn từ 2000 đến 2019 là 253 MW [31]. Giả sử công suất là 20 GW năm 2020, sau đó công suất lũy kế tăng gấp 16 lần thì tổng công suất sẽ là 320 GW vào năm 2040. Theo Kịch bản phát triển bền vững, IEA dự đoán rằng công suất điện phân toàn cầu sẽ vào khoảng 500 GW vào năm 2040, đây là mức tăng rất lớn từ khoảng 170 MW vào năm 2019 [32]. Do đó, mức giảm giá 50% có thể xảy ra nếu các chính phủ thực hiện các hành động quan trọng cần thiết để thực hiện Kịch bản phát triển bền vững.

Vì các hệ thống điện phân quy mô nhỏ và lớn đều được xây dựng từ các mô-đun giống nhau nên sự khác biệt

về CAPEX được kỳ vọng là nhỏ. Do đó, CAPEX sẽ giảm nếu tăng số lượng đơn vị sản phẩm, thay vì tăng quy mô của các hệ thống được triển khai.

## Hệ thống AEC

Cần lưu ý rằng hệ thống điện phân AEC thường được đánh giá là có chi phí rẻ hơn so với hệ thống điện phân PEMEC nhờ thiết kế đơn giản hơn và sử dụng vật liệu chi phí thấp hơn. Tuy nhiên, hệ thống điện phân PEMEC thường được ưa chuộng hơn vì tính linh hoạt cao hơn về điều kiện vận hành.

Chi phí đầu tư [USD <sub>2019</sub> /kW đầu vào tương đương]	2020	2030	2050
<b>Cuốn Cẩm nang Công nghệ này – 100 MW</b>	<b>734</b>	<b>508</b>	<b>282</b>
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (1 MW)	846	643	395
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (100 MW)	734	508	282
1 MW [19]	1050		
10 MW [19]	600		
100 MW [19]	450		
IRENA 2019 (không xác định công suất) [24]	500-1400	400-850	200-700 (dài hạn – không chỉ tính đến 2050)

## Hệ thống PEMEC

Chi phí đầu tư [USD <sub>2019</sub> /kW]	2020	2030	2050
<b>Cuốn Cẩm nang Công nghệ này – 100 MW</b>	<b>1044</b>	<b>733</b>	<b>452</b>
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (1 MW đầu vào tương đương)	1044	733	452
Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch (100 MW đầu vào tương đương)	1044	733	452
1 MW [19]	1150		
10 MW [19]	750		
100 MW [19]	500		
IRENA 2019 (không xác định công suất) [24]	1100-1800	650-1500	200-900 (dài hạn – không chỉ tính đến 2050)

## Ví dụ về các dự án hiện tại

Phần này cung cấp tổng quan về các dự án hydrogen xanh hiện tại. Trọng tâm là xác định các dự án phù hợp với Việt Nam, chú trọng vào các sáng kiến của Việt Nam và các quốc gia Châu Á khác. Do số lượng dự án được triển khai trên toàn cầu tương đối hạn chế và ít dữ liệu có sẵn, một số dự án Châu Âu được chọn để đưa vào làm ví dụ do được kỳ vọng sẽ cung cấp những thông tin hữu ích về hiện trạng phát triển công nghệ.

### Tại Việt Nam

Dự án Nhà máy sản xuất Hydrogen Xanh Trà Vinh [Tài liệu tham khảo 22, 23] tại xã Đông Hải, huyện Duyên Hải, tỉnh Trà Vinh với tổng công suất 240 MW (12 module x 20 MW), diện tích sử dụng đất dự kiến 21 ha, dự kiến vận hành từ năm 2025. Dự án này đang trong quá trình phát triển và chưa được phê duyệt. Nhà máy sản xuất hydrogen bằng cách điện phân nước. Đầu vào của nhà máy sẽ là điện từ nhà máy điện mặt trời và nhà máy điện gió khu vực đồng bằng sông Cửu Long (ĐBSCL). Sản lượng dự kiến khoảng 28.000 tấn hydrogen và 195.000 tấn oxygen mỗi năm. Số lượng lao động trong quá trình xây dựng và vận hành ước tính khoảng 600 – 1500 người.

### Indonesia

Pertamina, một công ty dầu khí của Indonesia gần đây đã bắt đầu triển khai một dự án mới nhằm sản xuất hydrogen xanh sử dụng năng lượng địa nhiệt. Dự án được đặt tại Ulubelu trên đảo Sumatra. Công ty này dự

định sản xuất thử nghiệm hydrogen xanh với công suất đầu ra ước tính khoảng 100 kg/ngày. Nếu dự án thí điểm này thành công, Pertamina đặt mục tiêu mở rộng công suất dự án lên đến khoảng 1 tấn hydrogen/ngày trong 5 năm tiếp theo [36]

Công ty HDF Energy của Pháp hiện đang phát triển một dự án hydrogen xanh tại Sumba, Indonesia. Dự án có mục tiêu lưu trữ điện năng từ điện mặt trời bằng cách sản xuất hydrogen trong các thiết bị điện phân (loại thiết bị điện phân không được nêu rõ) và lưu trữ trong các hệ thống lưu trữ hydrogen. Sau đó hydrogen sẽ được sử dụng để đáp ứng nhu cầu phụ tải đỉnh bằng cách dùng pin nhiên liệu. [37]

## Trung Quốc

Tập đoàn Năng lượng Ningxia Baofeng đã chạy thử một dự án hydrogen xanh mới quy mô lớn tại khu tự trị Ninh Hạ ở miền Trung Trung Quốc. Dự án này kết hợp 200 MW điện mặt trời với nhà máy điện phân công suất 150 MW, dự kiến đạt sản lượng hydrogen theo giờ là 30.000 Nm<sup>3</sup>/h. [38]

Theo các nguồn tin của Trung Quốc, một cơ sở sản xuất hydrogen xanh lớn nhất trên thế giới với công suất 20.000 tấn hydrogen/năm hiện đang được xây dựng ở thành phố cấp huyện Khố Xa tại phía Nam của Khu tự trị Duy Ngô Nhĩ Tân Cương. Cơ sở này sẽ được hỗ trợ với 300 MW điện mặt trời và có công suất điện phân 52.000 Nm<sup>3</sup>/h.

Dự kiến doanh nghiệp này sẽ giúp giảm phát thải khí nhà kính tại Trung Quốc khoảng 500.000 tấn/năm. [39]

Ước tính chi phí sản xuất 1 kg hydrogen tại cơ sở này sẽ ở mức khoảng 18 Nhân dân tệ hay 2,67 USD. [39]

## Tại châu Âu

Iberdrola gần đây đã khánh thành nhà máy sản xuất hydrogen xanh quy mô công nghiệp lớn nhất ở châu Âu, đặt tại Puertollano, Tây Ban Nha. Nhà máy bao gồm ba hệ thống chính: nhà máy điện mặt trời công suất 100 MW, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin lithium-ion công suất 20 MWh và một trong những hệ thống sản xuất hydrogen điện phân lớn nhất trên toàn thế giới, công suất 20 MW. Chi phí đầu tư ước tính là 160 triệu USD (bao gồm chi phí sản xuất năng lượng tái tạo) [35].

Tại Wesseling, Đức có một nhà máy PEMEC 10 MW sản xuất 1.300 tấn H<sub>2</sub>/năm.

Hầu hết các nhà máy điện phân khác đều có quy mô nhỏ ở cấp độ thử nghiệm, ví dụ, ở Avedøre, Đan Mạch có một nhà máy AEC nhỏ (2 MW) từ năm 2016 sản xuất khoảng 100 Nm<sup>3</sup>/ giờ.

## Tài liệu tham khảo

Chương này chủ yếu dựa trên Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “Dữ liệu công nghệ cho nhiên liệu tái tạo”. Các tài liệu sau đây được tham khảo:

1. O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, và S. Few, “Chi phí và hiệu suất của hệ thống điện phân nước trong tương lai: Nghiên cứu của chuyên gia,” *Int. J. Hydrogen Energy*, tập 42, số 52, trang 30470–30492, 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.
2. K. Scott, “Chương 1: Giới thiệu về Điện phân, hệ thống điện phân và sản xuất hydrogen,” *RSC Energy Environ. Ser.*, tháng 1 năm 2020, số 25, trang 1–27, 2020, doi: 10.1039/9781788016049-00001.
3. T. Data và R. Fuels, “Trang 1 | 259 - Dữ liệu công nghệ nhiên liệu tái tạo,” trang 1–259.
4. M. Carmo, DL Fritz, J. Mergel và D. Stolten, “Đánh giá toàn diện về công nghệ điện phân nước PEM,” *Int. J. Hydrogen Energy*, tập 38, số 12, trang 4901–4934, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>.
5. A. Hauch và cộng sự, “Những tiến bộ gần đây trong công nghệ tế bào oxit rắn dùng trong điện phân,” *Science (80-. )*, tập 370, số 6513, 2020, doi: 10.1126/science.aba6118.
6. BV Mathiesen và cộng sự, “Dữ liệu công nghệ cho tế bào điện phân oxit rắn nhiệt độ cao, chất điện phân kiềm và PEM,” Khoa Kế hoạch và Phát triển, Đại học Aalborg, tháng 8 năm 2013.
7. IEA, Đánh giá hydro toàn cầu 2023, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, 2023.
8. NEL Hydrogen ASA, <https://nelhydrogen.com/>.
9. BD Thomas và BDM Power-to-gas, “Denis Thomas, Giám đốc Phát triển Kinh doanh Power-to-Gas, Hydrogenics UKHFC2016, Birmingham, ngày 15 tháng 3 năm 2016, Phần 2: Các ứng dụng tiềm năng quy mô lớn,” tháng 3, 2016.
10. Siemens, “Khởi động hệ thống điện phân lớn nhất thế giới tại Mainz”.
11. “Bước đột phá của công nghệ Power-to-X: Sunfire lần đầu tiên đưa hệ thống đồng điện phân vào vận hành và bắt đầu mở rộng quy mô - Sunfire.” <https://www.sunfire.de/en/news/detail/breakthrough-for-power-to-x-sunfire-puts-first-co-electrolysis-into-operation-and-starts-scaling> (truy cập ngày 18/12/2020).
12. J.B. Hansen, “Khí sinh học El-opgraderet.” <https://energiforskning.dk/node/7155> (truy cập ngày 28/10/2020).
13. J.B. Hansen, “Fasstofoxid Celle baseret Produktion og Anvendelse af Ammoniak.” <https://energiforskning.dk/node/9306> (đã truy cập ngày 28/10/2020).
14. A. Buttler và H. Spliethoff, “Hiện trạng ứng dụng công nghệ điện phân nước trong lưu trữ năng lượng, cân bằng lưới điện và ứng dụng kết hợp công nghệ power-to-gas và power-to-liquids,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, tập 82, trang 2440–2454, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>.
15. S. Bruce và cộng sự, “Lộ trình hydrogen quốc gia (Úc),” *Csiro*, 2018, <https://www.csiro.au/en/Do-business/Futures/Reports/Hydrogen-Roadmap>.
16. GreenHydrogen, “HyProvide A-series TechNote,” 2020.
17. Lotrič A., Stropnik R., Mori M., Drobnič B., Jurjevčič B., và Sekavčnik M., “D2.1 Đánh giá các vật liệu và thành phần quan trọng trong công nghệ FCH: Công nghệ và chiến lược mới cho pin nhiên liệu và công nghệ hydrogen trong giai đoạn tái chế và tháo dỡ,” số 700190, 2017, <http://hytechcycling.eu/wp-content/uploads/D2.1-Identification-of-critical-materials.pdf%0Ahttp://hytechcycling.eu/wp-content/uploads/D2.4-Recommendation-and-perspective-on-EU-regulatory-framework.pdf%0Ahttp://hytechcycling.eu/wp-content/uploads/D2.5-Stud>.
18. M.K. Cho và cộng sự, “Đánh giá về màng và chất xúc tác cho tế bào đơn điện phân nước màng trao đổi anion,” *J. Electrochem. Sci. Technol.*, tập

- 8, không. 3, trang 183–196, 2017, doi: 10.5229/JECST.2017.8.3.183.
19. IRENA (2020), Giảm chi phí hydrogen xanh: Mở rộng quy mô hệ thống điện phân để đáp ứng Mục tiêu khí hậu 1,5°C, Cơ quan Năng lượng tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi.
  20. J.B. Hansen, “Fasstoffoxid Celle baseret Produktion og Anvendelse af Ammoniak.”
  21. H. Europe, “Chương trình nghiên cứu chiến lược và đổi mới hướng tới quy mô nhỏ gọn,” Tháng 7, tr. 157, 2020.
  22. Tập đoàn Green Solutions, n.d., Nhà máy Hydrogen, <https://thegreensolutions.vn/en/hydrogen-plant.html> (Truy cập ngày 21/4/2023)
  23. CIPES Travin, 2021. Tập đoàn The Green Solutions đến tìm hiểu đầu tư dự án Nhà máy điện phân sản xuất Hydrogen xanh kết hợp điều khiển công suất hệ thống điện. <http://xuctientravinh.com>.
  24. IEA, 2019, Tương lai của Hydrogen, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, Bản quyền: CC BY 4.0019.
  25. IRENA (2019), Hydrogen: Một quan điểm về năng lượng tái tạo, Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, Abu Dhabi.
  26. K. Schoots, F. Ferioli, G. J. Kramer, and B. C. C. van der Zwaan, “Đường cong học tập cho công nghệ sản xuất hydrogen: Đánh giá mức giảm chi phí quan sát được” Tạp chí Năng lượng hydrogen quốc tế, Tập 33, số 11, tr. 2630–2645, tháng 06/2008, doi: 10.1016/j.ijhydene.2008.03.011
  27. Hội đồng Hydrogen, Con đường dẫn đến khả năng cạnh tranh của hydrogen: Quan điểm về chi phí. <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/> (Truy cập ngày 20/12/2020).
  28. I. Staffell, “Pin nhiên liệu cho nhiệt và năng lượng trong nước: có đáng không?,” 2009. Truy cập: ngày 16/12/2020. <http://theses.bham.ac.uk/id/eprint/641/>.
  29. I. Staffell và R. Green, “Chi phí của các hệ thống pin nhiên liệu micro-CHP trong nước,” Tạp chí Năng lượng hydrogen quốc tế, Tập 38, Số 2, tr. 1088–1102, Tháng 01/2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.10.090.
  30. O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir, và I. Staffell, 2017, Chi phí hệ thống lưu trữ năng lượng trong tương lai dựa trên mức độ kinh nghiệm, Tạp chí Năng lượng tự nhiên, Tập 2, Số 8, tháng 8/2017, doi: 10.1038/nenergy.2017.110.
  31. Wood Mackenzie, Tương lai của Hydrogen xanh <https://www.woodmac.com/news/editorial/the-future-for-green-hydrogen>, 2021 (Truy cập ngày 07/01/2021).
  32. IEA, Các quan điểm về công nghệ năng lượng 2020 <https://www.iea.org/reports/energytechnology-perspectives-2020>, 2020 (Truy cập ngày 07/01/2021).
  33. J. Ivy, “Tổng hợp quá trình sản xuất hydrogen điện phân” Small, Số tháng 9, tr. 27, 2004, <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35948.pdf>
  34. EU, Quá trình phát triển của công nghệ điện phân nước ở Liên minh châu Âu <https://www.fch.europa.eu/node/783>, 2020 (Truy cập ngày 17/12/2020).
  35. Iberdrola, Iberdrola vận hành nhà máy hydrogen xanh cho công nghiệp lớn nhất ở châu Âu, URL: <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant>, 2023 (Truy cập ngày 19/4/2023).
  36. Pertamina, “Pertamina NRE-TEPCO HD Tổng hợp hydrogen xanh và phát triển ammonia xanh”, URL: <https://www.pertamina.com/en/news-room/news-release/pertamina-nre-tepcoco-hd-consolidate-green-hydrogen-and-green-ammonia-development>, 2023 (Truy cập ngày 03/05/2023).
  37. HDF Energy Sumba, “Renewstable® Sumba”, URL: <https://www.renewstable-sumba.com/technology>, 2023 (Truy cập ngày 03/05/2023).
  38. FuelCellsWorks, “Dự án hydrogen xanh lớn nhất thế giới với thiết bị điện phân 150 MW bắt đầu hoạt động tại Trung Quốc”, URL: <https://fuelcellsworks.com/news/the-worlds-largest-green-hydrogen-project-with-a-150mw-electrolyser-comes-online-in-china-el-periodico-de-la-energia/>, 2022 (Truy cập ngày 03/05/2023).
  39. H2 Energy News, “Trung Quốc chế tạo cơ sở sản xuất hydrogen xanh lớn nhất thế giới”, URL: <https://energynews.biz/china-creating-worlds-largest-green-hydrogen-facility/>, 2022 (Truy cập ngày 03/05/2023).

## Bảng số liệu

Phân tiếp theo trình bày bảng dữ liệu công nghệ. Các chi phí được tính bằng USD, giá năm 2019. *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.

Công nghệ	Sản xuất hydrogen bằng công nghệ điện phân kiềm (AEC) của nhà máy 100MW								
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
<b>Dữ liệu năng lượng/ kỹ thuật</b>									
Tổng quy mô nhà máy điện hình (MW đầu vào tương đương)	100	100	100	100	100	100	100		
Quy mô nhà máy điện hình (kgH <sub>2</sub> /ngày sản lượng tối đa)	47880	48960	54000	45360	50400	50400	57600	L, E	
<b>- Đầu vào</b>									
Điện (% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh))	100	100	100	100	100	100	100		
Nước điện phân (kg/MWh đầu vào tương đương)	180	184	203	170	189	189	216		
<b>- Đầu ra</b>									
Hydrogen (% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh))	66,5	68,0	75,0	63,0	70,0	70,0	80,0	B	[24]
Δ E từ HHV sang LHV (% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh))	12,1	12,4	13,7	11,5	12,7	12,7	14,6	M	
Tôn thất nhiệt (% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh))	21,4	19,6	11,3	25,5	17,3	17,3	5,4		
- tổn thất nhiệt (%-điểm tổn thất nhiệt)	21,4	19,6	11,3	25,5	17,3	17,3	5,4	A, K	
Hydrogen (kg/MWh đầu vào tương đương)	20,0	20,4	22,5	18,9	21,0	21,0	24,0	B	[24]
Ngừng máy bắt buộc (%)	2	2	2	2	2	2	2	C	
Ngừng máy theo kế hoạch (số ngày mỗi năm)	2	2	2	2	2	2	2	C	
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	30	35	25	25	30	35	C, J	[33]
Thời gian xây dựng (năm)	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	C, N	
<b>Dữ liệu tài chính (giá năm 2020)</b>									
Suất đầu tư (USD/kW của tổng đầu vào tương đương)	734	508	282	425	850	160	425	D, I	
Suất đầu tư (USD/kgH <sub>2</sub> /ngày sản lượng tối đa)	1533	1038	522	937	1687	317	738	E, I, L	
- thiết bị (%)	90	90	90	90	90	90	90	F	
- lắp đặt (%)	10	10	10	10	10	10	10	F	
Chi phí VH&BD cố định (% suất đầu tư/năm)	2	2	2	2	2	2	2	G, I, J	[28]
<b>Dữ liệu công nghệ</b>									
Mật độ (A/cm <sup>2</sup> )	0,6	1,0	1,5	0,4	0,6	1,2	1,5	H	[21]
Diện tích (m <sup>2</sup> /MW đầu vào tương đương)	12,5	10,0	7,5	10,0	15,0	5,0	10,0	H	[21]

### Ghi chú

- 3% năng lượng ước tính không thu hồi được đối với các nhà máy lớn.
- Các giá trị từ Bảng 5 trong IEA [24], Từ “Ngày nay” được hiểu là năm 2020, “Dài hạn” được hiểu là năm 2050 và giá trị được chọn nằm ở giữa phạm vi cho trước.
- Theo Green Hydrogen Systems.
- Các giá trị CAPEX từ các cuộc phỏng vấn với GHS, Everfuel và NEL và các báo cáo từ IEA [24], HyEurope [21] và IRENA [24]. Các giá trị trong biểu dữ liệu tương ứng với một đường cong phù hợp, xem hình 6 của Cẩm nang. Đối với tài liệu của IEA, từ “Ngày nay” là năm 2020, “Dài hạn” là năm 2050 và các giá trị nằm ở giữa phạm vi cho trước.
- Đối với đơn vị “ngày”, hệ số tải 100% được giả định (Trường hợp hệ thống được vận hành với công suất danh nghĩa tất cả 24 giờ trong ngày). Khi vận hành, số giờ đầy tải hàng ngày có thể thay đổi và do đó cần được điều chỉnh.
- Đây là những ước tính sơ bộ dựa trên các hệ thống AEC đang vận hành, số liệu do Green Hydrogen Systems cung cấp.
- Chi phí vận hành và bảo trì ước tính là 2% CAPEX đối với các hệ thống lớn. Mức 2-5% được áp dụng cho các hệ thống quy mô lớn đến quy mô nhỏ, tham khảo từ [26].
- Giá trị được dự báo đến 2050 với mức độ không chắc chắn lớn.
- CAPEX bao gồm tất cả các hạng mục cần thiết cho chuyển đổi dòng điện 400VAC và nước tinh khiết thành khí H<sub>2</sub> ở 35 bar và dòng nhiệt thải ở 50 °C. CAPEX không bao gồm máy biến áp, máy lọc nước, máy bơm nhiệt để tăng nhiệt độ nhiệt thải hoặc máy nén để tăng áp suất H<sub>2</sub> lên cao hơn 35 bar. Giá, chi phí trả theo dung lượng và phí nối lưới trả cho các đơn vị truyền tải và phân phối không có trong CAPEX cũng như trong O&M
- Tuổi thọ của điện cực AEC hiện tại là hơn 100.000 giờ theo Green Hydrogen Systems. Giả sử rằng thiết bị được vận hành 4.000 giờ/năm, các điện cực không cần thay thế trong vòng đời kỹ thuật. Nếu số giờ đầy tải vượt quá vòng đời 100.000 giờ, thì chi phí thay thế điện cực sẽ bằng 30% chi phí CAPEX của một hệ thống mới trong năm thay thế. Everfuel đưa ra mức thay thế điện cực là 30% CAPEX và GHS thông báo rằng 30% CAPEX hiện tại là chi phí điện cực. Chi phí thay thế điện cực không bao gồm trong chi phí vận hành và bảo trì cố định.
- 50°C (dự kiến tăng lên 70°C vào 2024).
- Sản lượng hydrogen tối đa một ngày, giả sử hệ thống vận hành đầy tải 24 giờ một ngày.
- Giá nhiên liệu đầu vào (nước và điện), chưa được tính.
- Hiệu suất điện phân HHV có thể tính được bằng tổng của hàng ” Δ E từ HHV sang LHV” và ”Hydrogen”.
- Kể từ ngày mua đến ngày hoàn thành quá trình xây dựng.



Công nghệ	Sản xuất hydrogen bằng công nghệ điện phân màng polime (PEMEC) của nhà máy 100MW								
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
Dữ liệu năng lượng/ kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Tổng quy mô nhà máy điện hình (MW đầu vào tương đương)	100	100	100	100	100	100	100		
Quy mô nhà máy điện hình (kgH <sub>2</sub> /ngày sản lượng tối đa)	41760	47160	50760	43200	46080	48960	50400	L, E	
<b>- Đầu vào</b>									
Điện (% tổng đầu vào tương đương (MWh/MWh))	100	100	100	100	100	100	100		
Nước điện phân (kg/MWh đầu vào tương đương)	157	177	190	162	173	184	189		
<b>- Đầu ra</b>									
Hydrogen (% tổng đầu vào tương đương (MWh / MWh))	58,0	65,5	70,5	60,0	64,0	68,0	70,0	B	[24]
Δ E từ HHV sang LHV (% tổng đầu vào tương đương (MWh / MWh))	10,6	11,9	12,8	10,9	11,7	12,4	12,7	N	
Tổn thất nhiệt (% tổng đầu vào tương đương (MWh / MWh))	31,4	22,6	16,7	29,1	24,3	19,6	17,3		
- tổn thất nhiệt không thu hồi được (%-điểm tổn thất nhiệt)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	A	
- tổn thất nhiệt có thể thu hồi (%-điểm tổn thất nhiệt)	28,4	19,6	13,7	26,1	21,3	16,6	14,3	K	
Hydrogen (kg/MWh đầu vào tương đương )	17,4	19,7	21,2	18,0	19,2	20,4	21,0		[24]
Ngừng máy bắt buộc (%)	2	2	2	2	2	2	2	C	
Ngừng máy theo kế hoạch (số ngày mỗi năm)	2	2	2	2	2	2	2	C	
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	20	25	30	20	20	25	30	C, J	[33]
Thời gian xây dựng (năm)	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	C, O	
<b>Dữ liệu tài chính (giá năm 2020)</b>									
Suất đầu tư (USD/kW của tổng đầu vào tương đương )	1044	733	452	745	1330	320	530	D, I	
Suất đầu tư (USD/kgH <sub>2</sub> /ngày sản lượng tối đa)	2500	1554	890	1724	2886	654	1051	E, I, L	
- thiết bị (%)	90	90	90	90	90	90	90	F	
- lắp đặt (%)	10	10	10	10	10	10	10	F	
Chi phí VH&BD cố định (% suất đầu tư/năm)	4	4	4	4	4	4	4	G, I, J	
<b>Dữ liệu công nghệ</b>									
Mật độ (A/cm <sup>2</sup> )	2,2	3,5	4,0	2,2	2,2	3,2	4,0		[21]
Diện tích (m <sup>2</sup> / MW đầu vào tương đương )	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	H	

#### Ghi chú

- 3% năng lượng ước tính không thu hồi được đối với các nhà máy lớn.
- Các giá trị từ Bảng 5 trong IEA [24], Từ “Ngày nay” được hiểu là năm 2020, “Dài hạn” được hiểu là năm 2050 và giá trị được chọn nằm ở giữa phạm vi cho trước.
- Theo Green Hydrogen Systems (GHS).
- Các giá trị CAPEX từ các cuộc phỏng vấn với GHS và Siemens và các báo cáo từ IEA [24], HyEurope [21] và IRENA [24]. Các giá trị trong biểu dữ liệu tương ứng với một đường cong phù hợp, xem hình 6 của Cẩm nang. Đối với tài liệu của IEA, từ “Ngày nay” là năm 2020, “Dài hạn” là năm 2050 và các giá trị nằm ở giữa phạm vi cho trước.
- Đối với đơn vị “ngày”, hệ số tải 100% được giả định (Trường hợp hệ thống được vận hành với công suất danh nghĩa tất cả 24 giờ trong ngày). Khi vận hành, số giờ đầy tải hàng ngày có thể thay đổi và do đó cần được điều chỉnh.
- Đây là những ước tính sơ bộ dựa trên các hệ thống đang vận hành, số liệu do Green Hydrogen Systems cung cấp.
- Chi phí vận hành và bảo trì ước tính là 4% CAPEX đối với các hệ thống lớn, 2 điểm phần trăm đối với các hệ thống nhỏ. Mức 2-5% được áp dụng cho các hệ thống quy mô lớn đến quy mô nhỏ, tham khảo từ [26]. 2 điểm phần trăm là chi phí thay thế điện cực ước tính. Everfuel và GHS cho biết 30% CAPEX là chi phí điện cực. Ở mức 4.000 giờ đầy tải một năm, các điện cực sẽ cần được thay thế hai lần trong suốt vòng đời kỹ thuật.
- Giá trị cố định do không gia tăng trong nghiên cứu về việc tăng áp suất của hệ thống PEMEC.
- CAPEX bao gồm tất cả các hạng mục cần thiết cho chuyên đổi dòng điện 400VAC và nước tinh khiết thành khí H<sub>2</sub> ở 35 bar và dòng nhiệt thải ở 50 °C. CAPEX không bao gồm máy biến áp, máy lọc nước, máy bơm nhiệt để tăng nhiệt độ nhiệt thải hoặc máy nén để tăng áp suất H<sub>2</sub> lên cao hơn 35 bar. Giá, chi phí trả theo dung lượng và phí nối lưới trả cho các đơn vị truyền tải và phân phối không có trong CAPEX cũng như trong chi phí vận hành và bảo trì.
- Tuổi thọ của điện cực PEMEC hiện tại là hơn 25.000 giờ và trong tương lai có thể lên đến hơn 50.000 giờ theo Green Hydrogen Systems.
- 50°C (dự kiến tăng lên 70°C vào 2024).
- Sản lượng hydrogen tối đa một ngày, giả sử hệ thống vận hành đầy tải 24 giờ một ngày.
- Giá nhiên liệu đầu vào (nước và điện), chưa được tính.
- Hiệu suất điện phân HHV có thể tính được bằng tổng của hàng ”Δ E từ HHV sang LHV” và ”Hydrogen”.
- Kể từ ngày mua đến ngày hoàn thành quá trình xây dựng.

# 8. TỔNG HỢP AMMONIA XANH

## Mô tả công nghệ

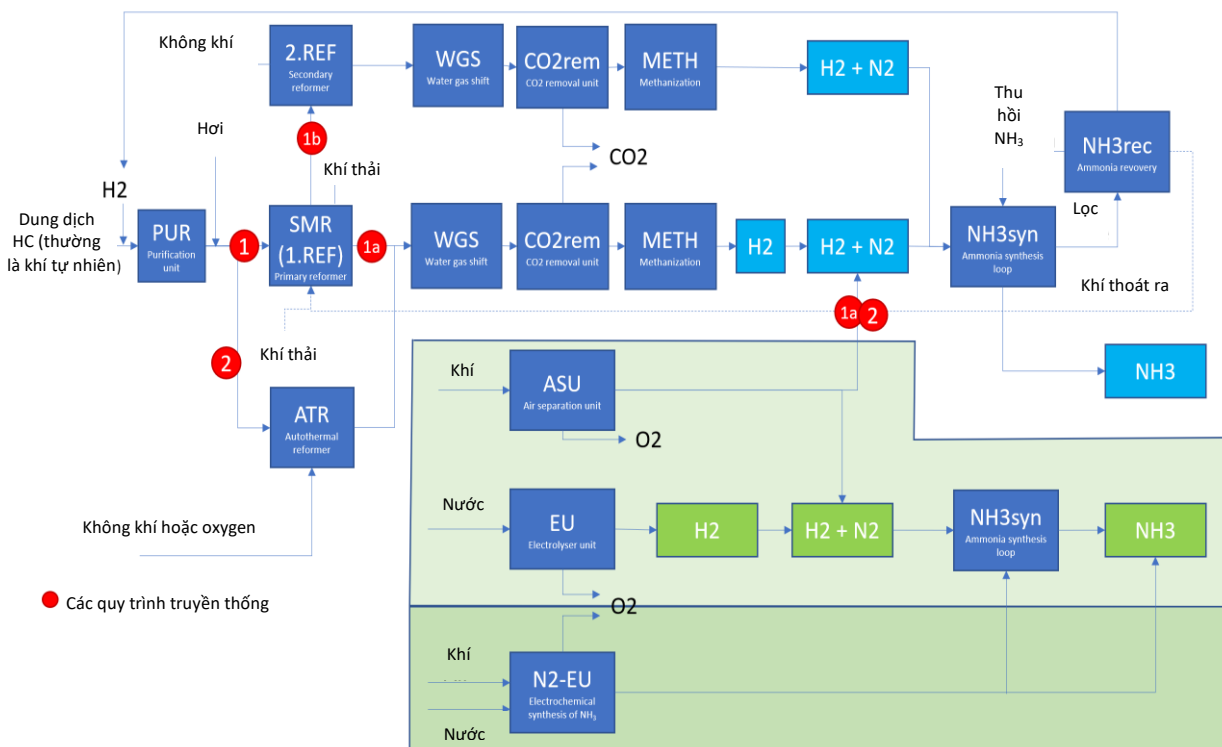
Trong hệ thống năng lượng xanh tương lai, nhiên liệu cho sản xuất năng lượng, các ngành công nghiệp và giao thông vận tải sẽ dần được thay thế bằng các nhiên liệu xanh. Một giải pháp nhiên liệu thay thế đó là sử dụng ammonia xanh (green ammonia) cho các động cơ lớn trong ngành công nghiệp vận tải đường 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 40).



Hình 40: Các quy trình sản xuất NH<sub>3</sub>. Phần màu xanh nhạt là quy trình sản xuất NH<sub>3</sub> xanh lá 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.

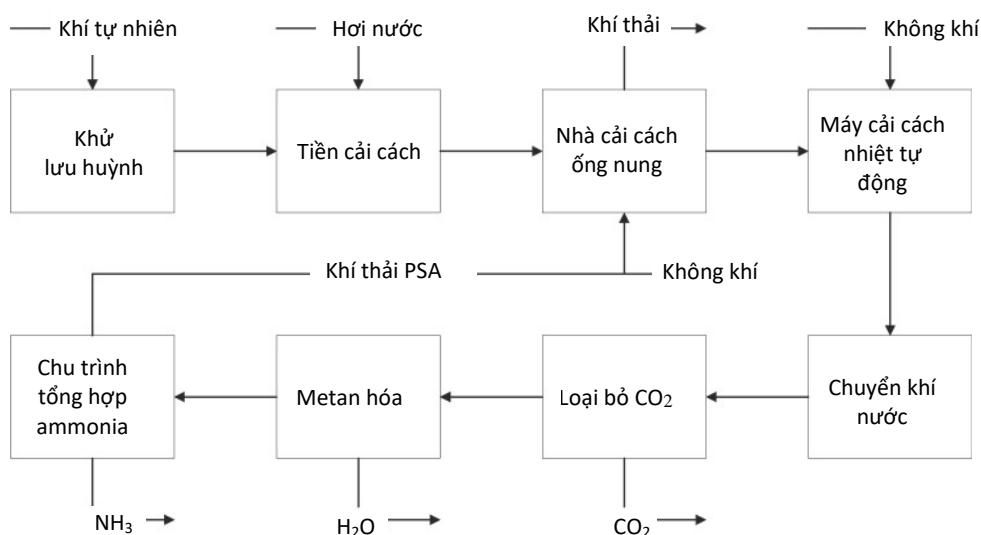
Quy trình sản xuất ammonia truyền thống và quy trình sản xuất ammonia xanh được minh họa trong Hình 40. Mặc dù quy trình chung được mô tả trong phần “*Các quy trình khác nhau*”, từng bước trong quy trình (ví dụ: ô xanh đậm) sẽ được mô tả trong tiểu mục “*Quy trình*”.

## Các quy trình sản xuất ammonia

### 1) Quy trình truyền thống – NH<sub>3</sub> xám

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

Hình 41 mô tả nhà máy NH<sub>3</sub> truyền thống dựa trên công nghệ bộ chuyển hóa sơ cấp và thứ cấp, trong đó nitrogen được đưa đến bộ chuyển hóa thứ cấp qua không khí. Một quy trình chuyển hoá khác sử dụng bộ chuyển hoá bằng hơi nước nhiệt tự động (ATR) hoặc bộ nhiệt hoá methane (SMR) kết hợp với ASU để cung cấp nitrogen (xem Hình 40).



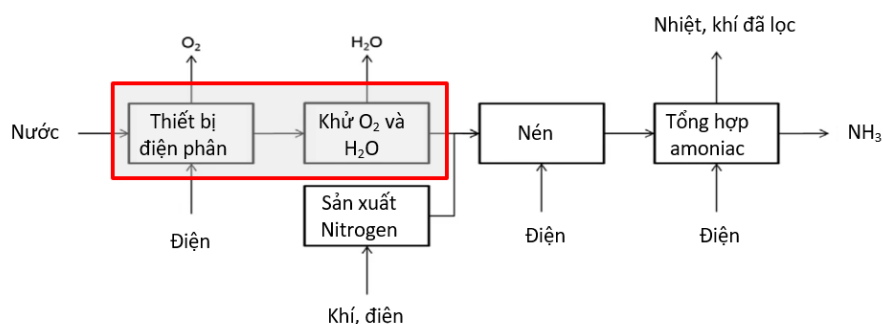
Hình 41: Nhà máy ammonia truyền thống (Tài liệu tham khảo 20)

### 2) Quy trình truyền thống – NH<sub>3</sub> xanh lam

Nhà máy ammonia xanh lam là nhà máy NH<sub>3</sub> truyền thống, có thu hồi carbon (CC) để thu giữ lượng khí thải CO<sub>2</sub> 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.

### 3) Điện phân – NH<sub>3</sub> 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 (xem Hình 42). Quá trình điện phân sử dụng năng lượng tái tạo như điện mặt trời hoặc điện gió.



Hình 42: Nhà máy ammonia xanh lá. Bất kỳ tạp chất nào của O<sub>2</sub> trong sản phẩm H<sub>2</sub> đều được loại bỏ bằng cách phản ứng với H<sub>2</sub> qua DeOX (đơn vị khử oxygen).

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

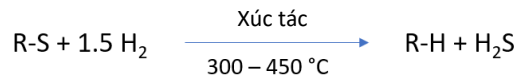
Quá trình sản xuất trực tiếp NH<sub>3</sub> bằng phản ứng điện hóa của nước và không khí, nghĩa là quy trình Haber-Bosch được loại bỏ, có thể trở thành một quy trình thay thế để sản xuất NH<sub>3</sub> xanh lá, sử dụng điện tái tạo. Công nghệ này vẫn chỉ ở mức nghiên cứu (xem thêm mô tả trong phần 4) 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 40.

##### 1) Lọc cấp liệu (PUR)

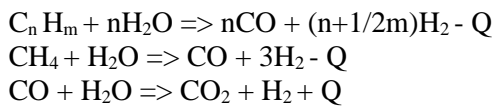
Bước lọc cấp liệu để loại bỏ tạp chất (lưu huỳnh, clo và kim loại nặng) trong chất xúc tác hạ nguồn. Hệ thống lọc thường bao gồm hai thiết bị; Đầu tiên là bộ chuyển đổi lưu huỳnh hữu cơ (và clo) thành H<sub>2</sub>S (HCl) thông qua phản ứng sau:



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.

##### 2) Chuyển hoá methane hơi (SMR)

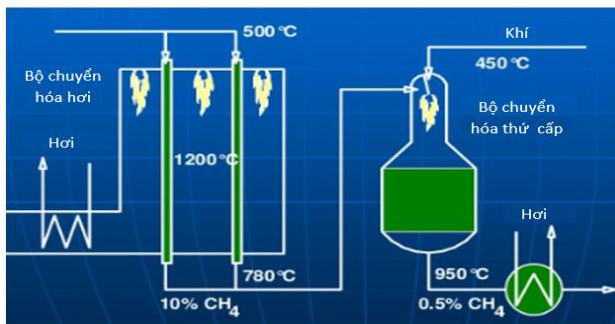
Chuyển hoá methane hơi là phương pháp sản xuất hydrogen từ hydrocarbon và hơi nước thông qua các phản ứng sau:



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 đổi 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>3</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

##### 3) Bộ chuyển hoá thứ cấp (2. REF)

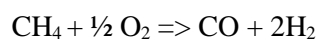


Điều kiện đầu ra điển hình	
Nhiệt độ	900-1000°C
Áp suất	20-50 bar
CH <sub>4</sub>	<0,5 % khô
CO	10-15 % khô
CO <sub>2</sub>	5-10 % khô
H <sub>2</sub>	50-60 % khô
N <sub>2</sub>	20-25 % khô
Argon	<0,5 % khô

Hình 43: Sơ đồ bố trí bộ chuyển hoá sơ cấp và thứ cấp

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.

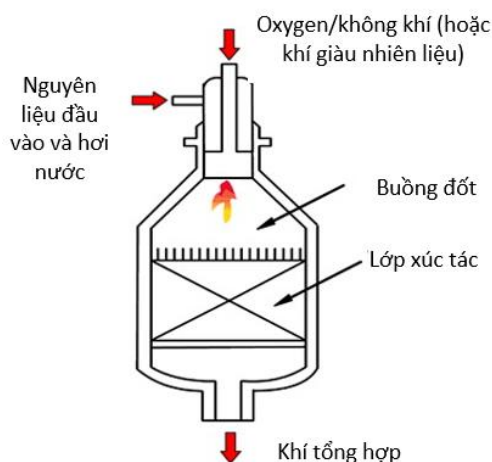
Trong thiết bị chuyển hoá thứ cấp, nhiệt cho quá trình chuyển hoá được cung cấp bằng cách đốt cháy một số khí tổng hợp bên trong thiết bị phản ứng với không khí được cấp vào. Khi bổ sung không khí, N<sub>2</sub> được thêm vào, nghĩa là không cần sử dụng ASU. Phản ứng như sau:



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.

<sup>3</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.

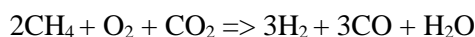
#### 4) Bộ chuyển hoá nhiệt tự động (ATR)



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

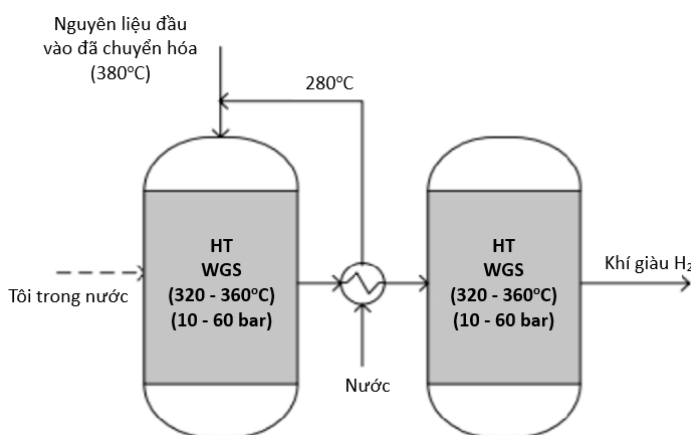
Hình 44: Bộ chuyển hoá nhiệt tự động (ATR)

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.

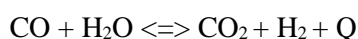
#### 5) Chuyển hoá khí bằng hơi nước (WGS)



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 45: 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).

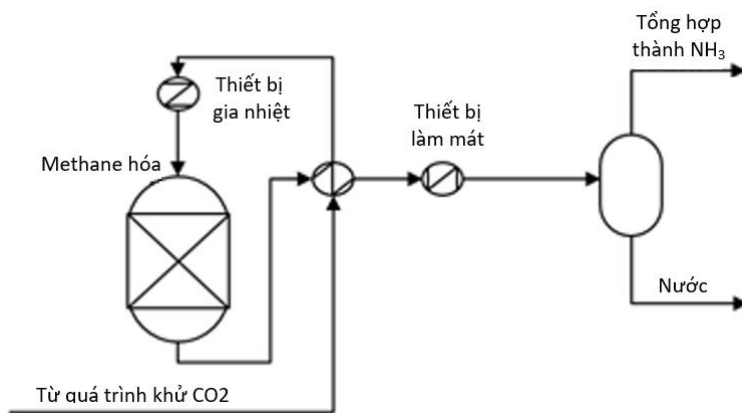
### 6) Thiết bị loại bỏ CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>rem)

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, Benfield 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

### 7) 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.

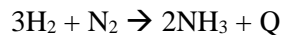


Hình 46: Quá trình methane hóa, làm mát và tách nước

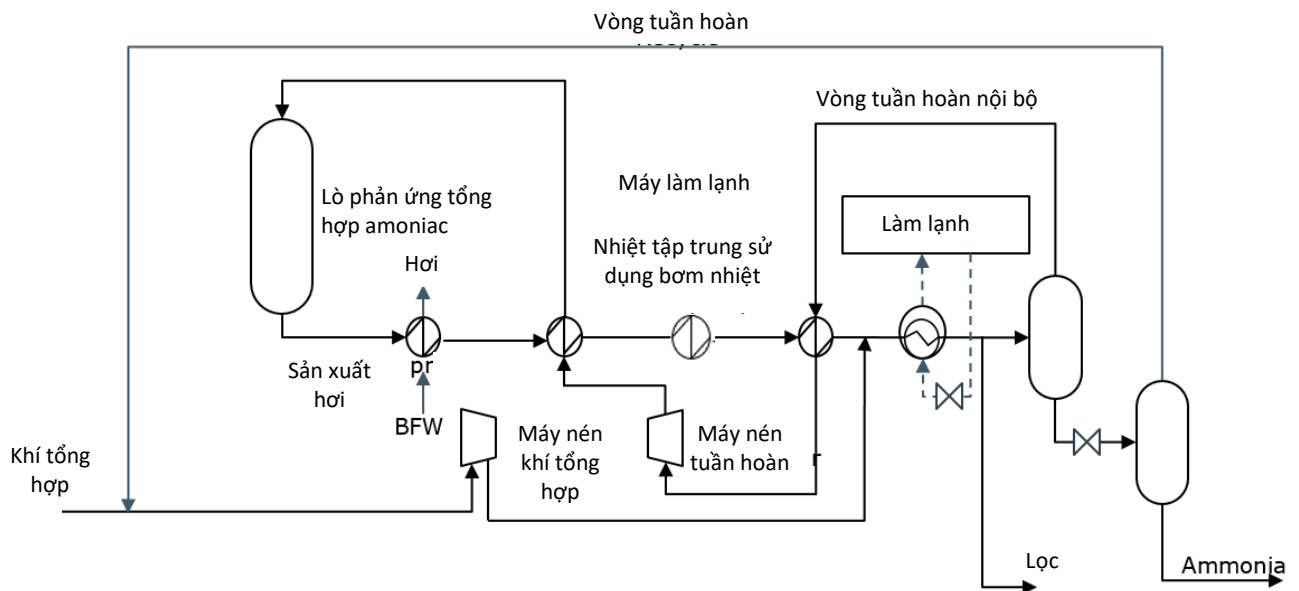
Điều kiện đầu ra/khí tổng hợp điển hình	
Nhiệt độ	~30°C
Áp suất	20 – 50 bar
CH <sub>4</sub>	< 1% khô
CO	< 5 ppm
CO <sub>2</sub>	< 5 ppm khô
H <sub>2</sub>	75 % khô
N <sub>2</sub>	25 % khô
Argon	< 0,5 % khô

### 8) 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 47: 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.

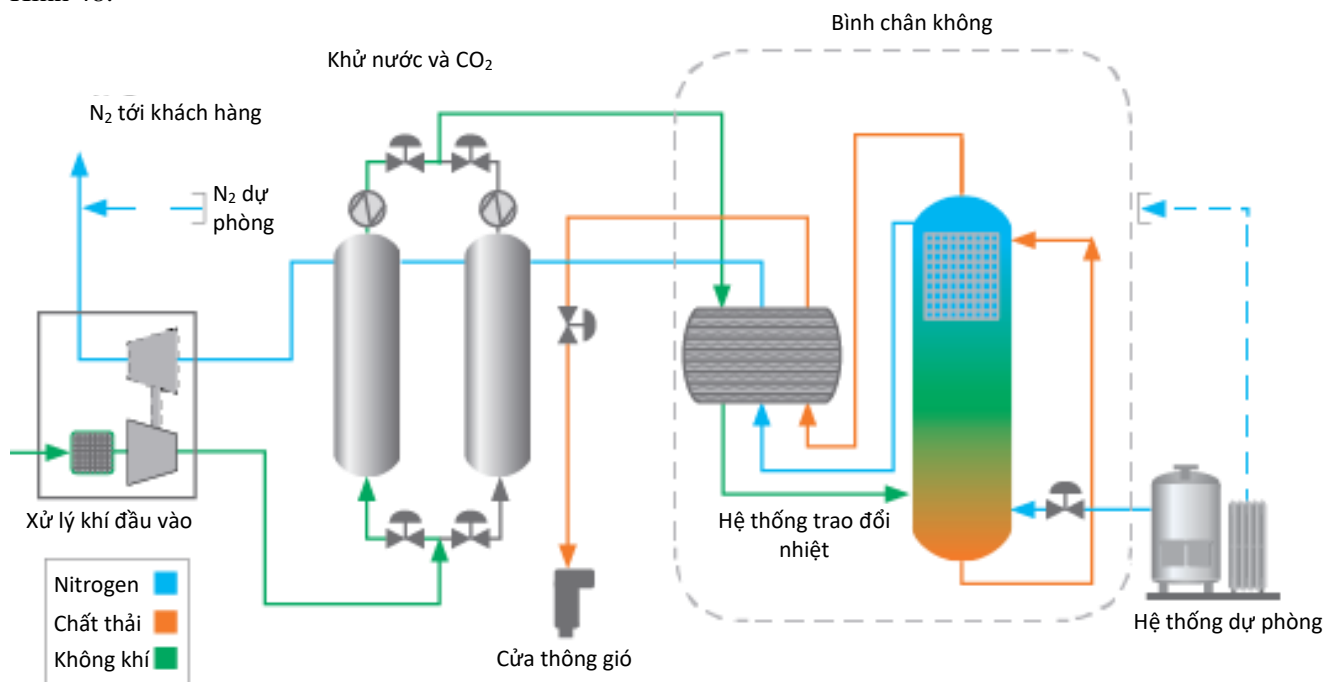
Điều kiện đầu ra sản phẩm ammonia điển hình	
Nhiệt độ	-10 – 0°C
Áp suất	20-25 bar
NH <sub>3</sub>	> 99 %

### 9) Điện phân

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

### 10) Bộ tách khí (ASU)

Nitrogen tinh khiết được sử dụng làm cấp liệu cho quá trình tổng hợp ammonia Haber-Bosch, như trong Hình 48.



Hình 48: 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 48 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.

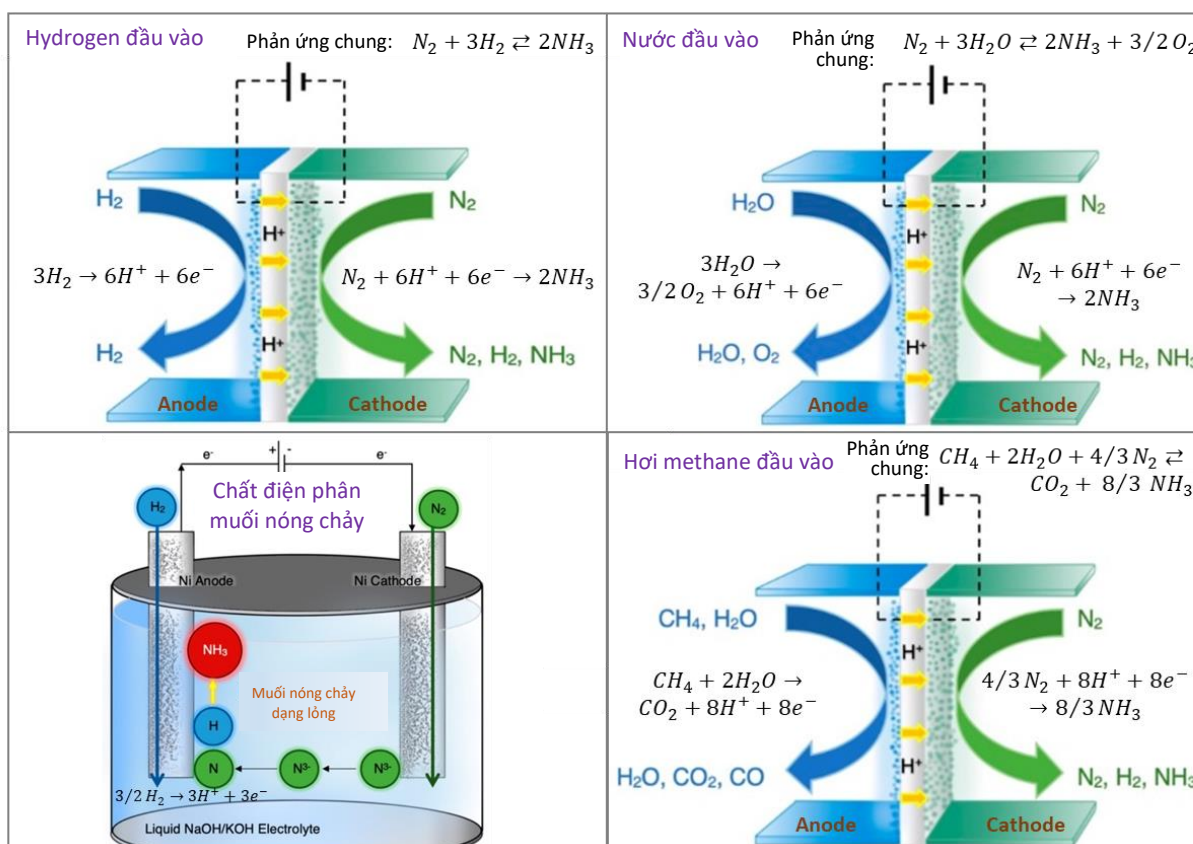
ASU sẽ cung cấp nitrogen tinh khiết cao (>99,9%), nhưng cũng có thể được cấu hình để đồng sản xuất oxygen tinh khiết, có thể được sử dụng trong sản xuất hydrogen xám/hydrogen lam nếu nhà máy ammonia sử dụng bộ chuyên hoá nhiệt tự động ATR).

### 11) 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. Một số định hướng nghiên cứu chính được tổng hợp trong Hình 49. 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 49: 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

### 1) 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 trì. 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.

### 2) 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 cân bằng 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>4</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.

### 3) 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.

### 4) 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.

### 5) 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 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.

<sup>4</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).

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 nổi 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.

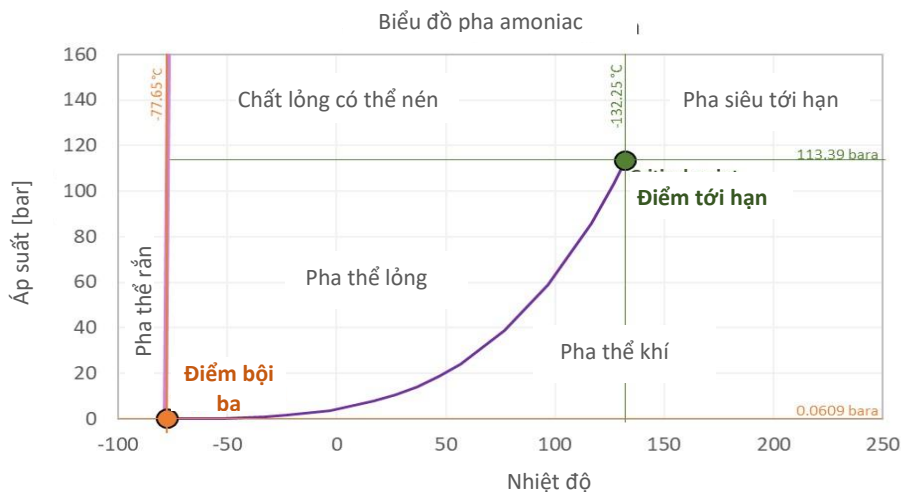
Điểm B: Như đã thảo luận ở trên, điều quan trọng là duy trì nhiệt độ bên trong thiết bị phản ứng ammonia không đổi vì việc làm mát và gia nhiệt thường xuyên sẽ gây ra hiện tượng va đập, theo đó tuổi thọ của chất xúc tác bị giảm. Để tối đa hóa thu nhập trong thời gian kéo dài với giá điện cao, đồng thời 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 tài >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:

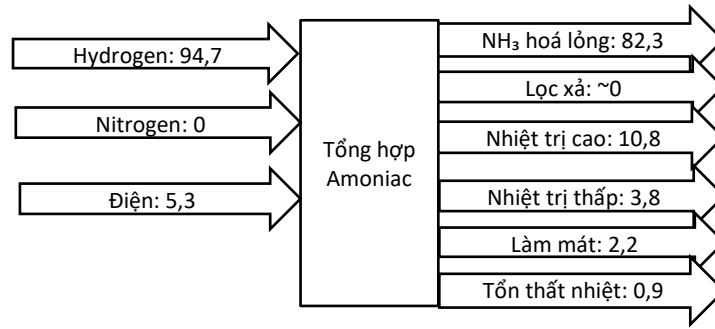
Khối lượng phân tử:	17 kg/kmol
Mật độ chuẩn:	0,77 kg/m <sup>3</sup>
Nhiệt trị thấp, LHV:	19 MJ/kg
Nhiệt trị cao, HHV:	23 MJ/kg



Hình 50: 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 (ví dụ MWh).



Hình 51: 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 được trình bày trong Bảng 21.

Đầu vào của quá trình tổng hợp ammonia gồm hydrogen, nitrogen và năng lượng như trong Hình 51. 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 (xem Hình 47).

### Đầu ra

Các dòng 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.

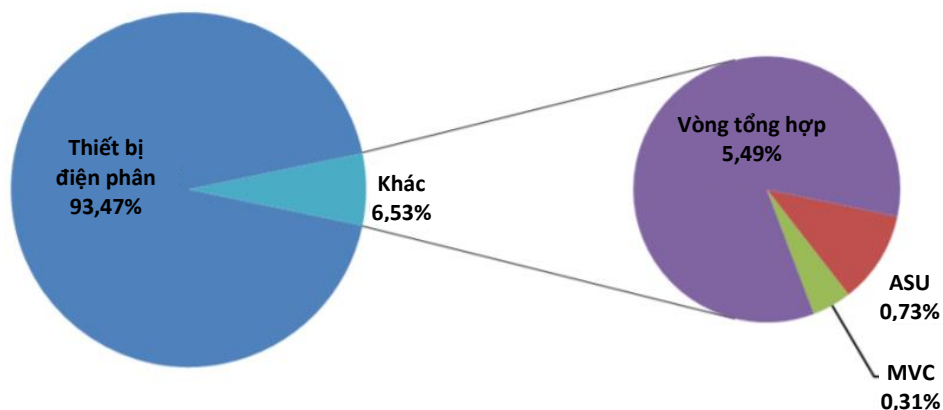
Nhiệt lượng có giá trị cao có thể được sử dụng để tạo ra hơi ở các cấp độ khác nhau. Hơi có thể được chuyển đổi thành hơi áp suất cao và được sử dụng trong nhà máy để chạy máy nén. Hơi không sử dụng hết để cung cấp năng lượng cho quy trình có thể được xuất bán.

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

Cân bằng năng lượng của quá trình tổng hợp ammonia được cho trong Hình 51. Cân bằng năng lượng của nhà máy ammonia xanh bao gồm thiết bị điện phân và ASU. 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 52 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 52: 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 21: 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>3</sub>rec) 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>3</sub>rec) 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:

- 2.1. 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]
- 2.2. 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
  - 4.1. 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
  - 4.2. 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 chỉnh công suất

Chọn một (hoặc kết hợp) các phương án sau

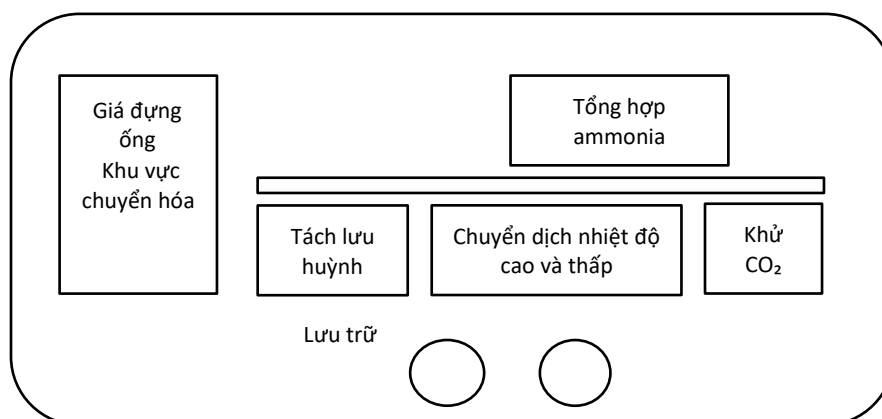
1. Hệ số điều chỉnh (turndown ratio) là 0% (chế độ chờ nóng)
2. Khả năng sử dụng điện lưới
3. Khả năng lấy đầu vào (N<sub>2</sub> và H<sub>2</sub>) từ lưới hoặc hệ thống lưu trữ
4. Khả năng tăng công suất của nhà máy truyền thống (giải pháp kết hợp)

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)

### Yêu cầu về mặt bằng

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 53: 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 chuyên hoá, khử lưu huỳnh, lò phản ứng chuyên 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.

## 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> (Hình 40).
- 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.

## An toàn và môi trường

Các khía cạnh chính về HSE (Sức khỏe, An toàn và Môi trường) cần xem xét trong nhà máy ammonia:

1. Ammonia là một chất độc hại – xem mô tả trong [8]
2. Hydrogen là chất rất dễ cháy nổ – xem mô tả trong [8]
3. Rò rỉ
4. Thiết bị cao áp
5. Dàn lạnh
6. 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.

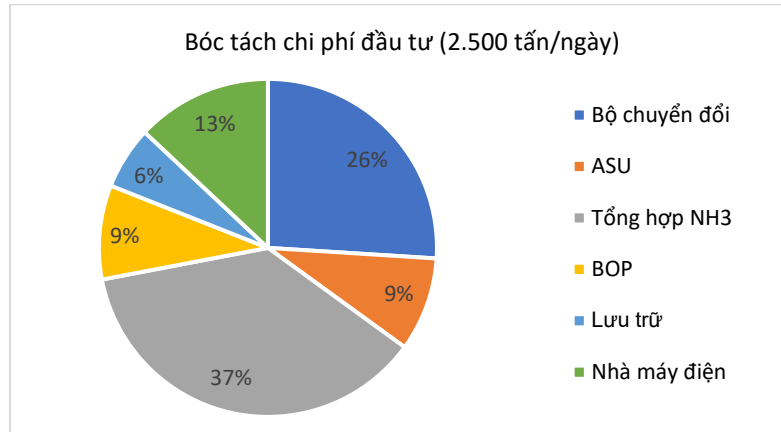
## Ước tính chi phí đầu tư

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 54) 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.

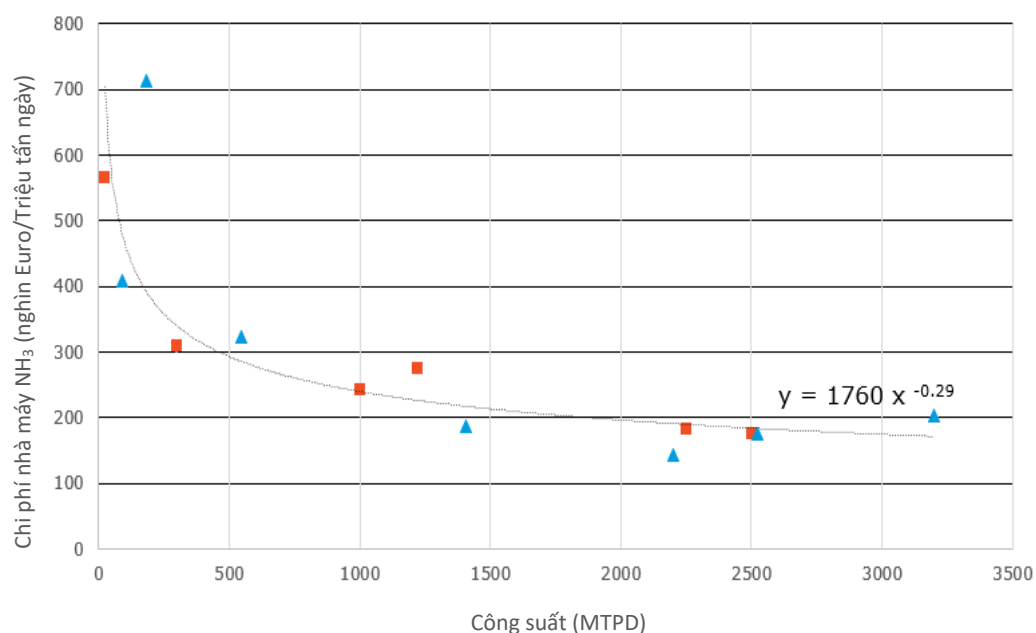


Hình 54. Bóc tách chi phí của các hệ thống chính trong nhà máy NH<sub>3</sub> truyền thống từ Linde [25]. Hệ thống chuyển hoá, nhà máy điện và một số hệ thống khác (BOP) sẽ không có ở nhà máy NH<sub>3</sub> xanh. Do đó, chi phí của nhà máy NH<sub>3</sub> xanh (không bao gồm thiết bị điện phân và ASU) được tính bằng 54% so với nhà máy thông thường, dựa trên tất cả các dữ liệu thu được.

Trong Hình 55, 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 55 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 55: 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 55 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.

Chi phí đầu tư [Triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	2020	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	
Cuốn Cẩm nang Công nghệ này	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



Chi phí đầu tư [Triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	2020	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	
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: Chi 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

#### Ví dụ về các dự án hiện tại

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].

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 22: 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

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).

#### 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”. Các tài liệu sau đây được sử dụng:

- 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.
- 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.
- Ammonia xanh: Quá trình điện phân oxit rắn Haldor Topsoe – Ngành công nghiệp Ammonia. <https://ammoniaindustry.com/haldor-topsoes-solid-oxide-electrolyzer/>
- Energistyrelsen. Dữ liệu công nghệ cho nhiên liệu tái tạo, 2018.
- 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.
- 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>
- Topsoe, 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.
- Energistyrelsen, *Technologikatalog kapitel om transport og mellemlagring af brint, ammoniak, DME og LOHC*.
- 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.
- 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*.
- 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.
- 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.
- Barsoe, 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.
- 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.
- 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>
- 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>
- 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>
- 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>
- Green Power Denmark, Skovgaard Invest bắt đầu triển khai dự án PtX với Vestas và Haldor Topsoe. <https://greenpowerdenmark.dk/nyheder/skovgaard-invest-indleder-ptx-projekt-med-vestas-haldor-topsoe>
- 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 chỉ 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 trì cố định được tính bằng 3% CAPEX. Chi phí vận hành và bảo trì 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>.

Công nghệ	Nhà máy Ammonia xanh: Sản xuất ammonia sử dụng hydrogen (không bao gồm thiết bị điện phân và ASU)									
	2020	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
					Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
<b>Dữ liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tổng quy mô nhà máy điển hình, tấn/ngày	229	458	2290	100%	100%	100%	100%	A		
Tổng quy mô nhà máy điển hình, MW (sản lượng ammonia)	50	100	500	100%	100%	100%	100%			
<b>Đầu vào</b>										
Tiêu thụ N <sub>2</sub> , t/t Ammonia	0,84	0,84	0,84	98%	102%	98%	102%	B	[1]	[22]
Tiêu thụ hydrogen, t/t Ammonia	0,18	0,18	0,18	98%	102%	98%	102%	B	[1]	[22]
Tiêu thụ hydrogen, MWh/MWh tổng đầu vào	0,95	0,95	0,95	98%	102%	98%	102%	B	[1]	[22]
Tiêu thụ điện, MWh/MWh tổng đầu vào	0,05	0,05	0,05	95%	110%	75%	150%	C	[1]	[22]
<b>Đầu ra</b>										
Sản lượng ammonia, MWh/MWh tổng đầu vào	0,82	0,82	0,82	98%	102%	98%	102%		[1]	[22]
Nhiệt trị cao MWh/MWh tổng đầu vào	0,11	0,11	0,11	98%	102%	98%	102%	D	[1]	[22]
Tôn thất nhiệt, MWh/MWh tổng đầu vào	0,04	0,04	0,04	0%	100%	0%	100%	E	[1]	[22]
<b>Chỉ số khác</b>										
Ngừng máy bắt buộc (%), ngừng máy ngoài kế hoạch	5%	3%	2%	2%	8%	2%	4%		[2]	[23]
Ngừng máy theo kế hoạch (tuần mỗi năm)	3%	3%	3%						[2]	[23]
Công suất hoạt động	20-100%	20-100%	20-100%						[3]	[24]
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	30	30	30							
Thời gian xây dựng (năm)	2	2	2							
<b>Dữ liệu tài chính</b>										
Suất đầu tư (Tr USD/MW Sản lượng Ammonia)	1,87	1,53	0,96	1,46	2,47	0,67	1,1	F, I, J	[2]	[24]
- trong đó thiết bị (%)	50	50	50						[2]	[24]
- trong đó lắp đặt (%)	50	50	50						[2]	[24]
VH&BD cố định (nghìn USD/MW Ammonia/năm)	45	37	23	35	59	16	27	G	[2]	[24]
VH&BD biến đổi (USD/MWh Ammonia)	0,02	0,02	0,02	0,01	0,05	0,01	0,05	H	[2]	[24]

Công nghệ	Nhà máy Ammonia xanh: Sản xuất ammonia sử dụng hydrogen (không bao gồm thiết bị điện phân và ASU)									
	2020	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
					Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Khởi động (Tr USD /1.000 tấn Ammonia)	Không có số liệu	Không có số liệu	Không có số liệu							
<b>Dữ liệu công nghệ</b>										
Hệ số đầu tư tùy chọn ASU	1,09	1,09	1,09	97%	100%	97%	100%	F	[2]	[24]
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)	0,41	0,33	0,21	0,32	0,54	0,15	0,24	F, I		[24]
VH&BD cố định (Tr. USD/Tấn Ammonia/ngày)	12,3	10,0	6,3	9,6	16,2	4,4	7,3			[24]
VH&BD biến đổi (USD/tấn Ammonia)	0,12	0,12	0,12	0,06	0,24	0,06	0,24			[24]
Khởi động (Tr. USD/tấn Ammonia/ngày)	Không có số liệu	Không có số liệu	Không có số liệu							

#### Ghi chú

- Quy mô nhà máy NH<sub>3</sub> dựa trên nguồn cung cấp H<sub>2</sub> từ hệ thống điện phân 100 MW trong đương năm 2020.
- Giá định hiệu suất 98% của quá trình tổng hợp ammonia.
- Giá 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.
- Hơi ở nhiệt độ lên tới 350°C có thể được tạo ra từ quá trình tổng hợp NH<sub>3</sub>.
- Nhiệt có sẵn ở 30-60°C.
- 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).
- Chi phí VH&BD cố định được tính bằng 3% CAPEX.
- 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.
- Dữ liệu tài chính được tính theo giá USD năm 2019.
- 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.

#### Tài liệu tham khảo

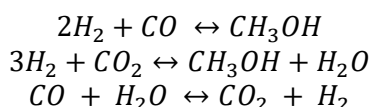
- Dựa trên cân bằng khối lượng và năng lượng được tính toán.
- Dựa trên dữ liệu thu thập được từ các nguồn đã nêu trong phần định tính.
- Dựa trên dải vận hành thông thường của thiết bị đo và thiết bị quay. Có thể có dải công suất thấp hơn nhưng thường đắt đỏ vì cần có thiết bị quay và thiết bị dự phòng.

## 9. 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  $H_2$ ,  $CO$  và  $CO_2$  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:

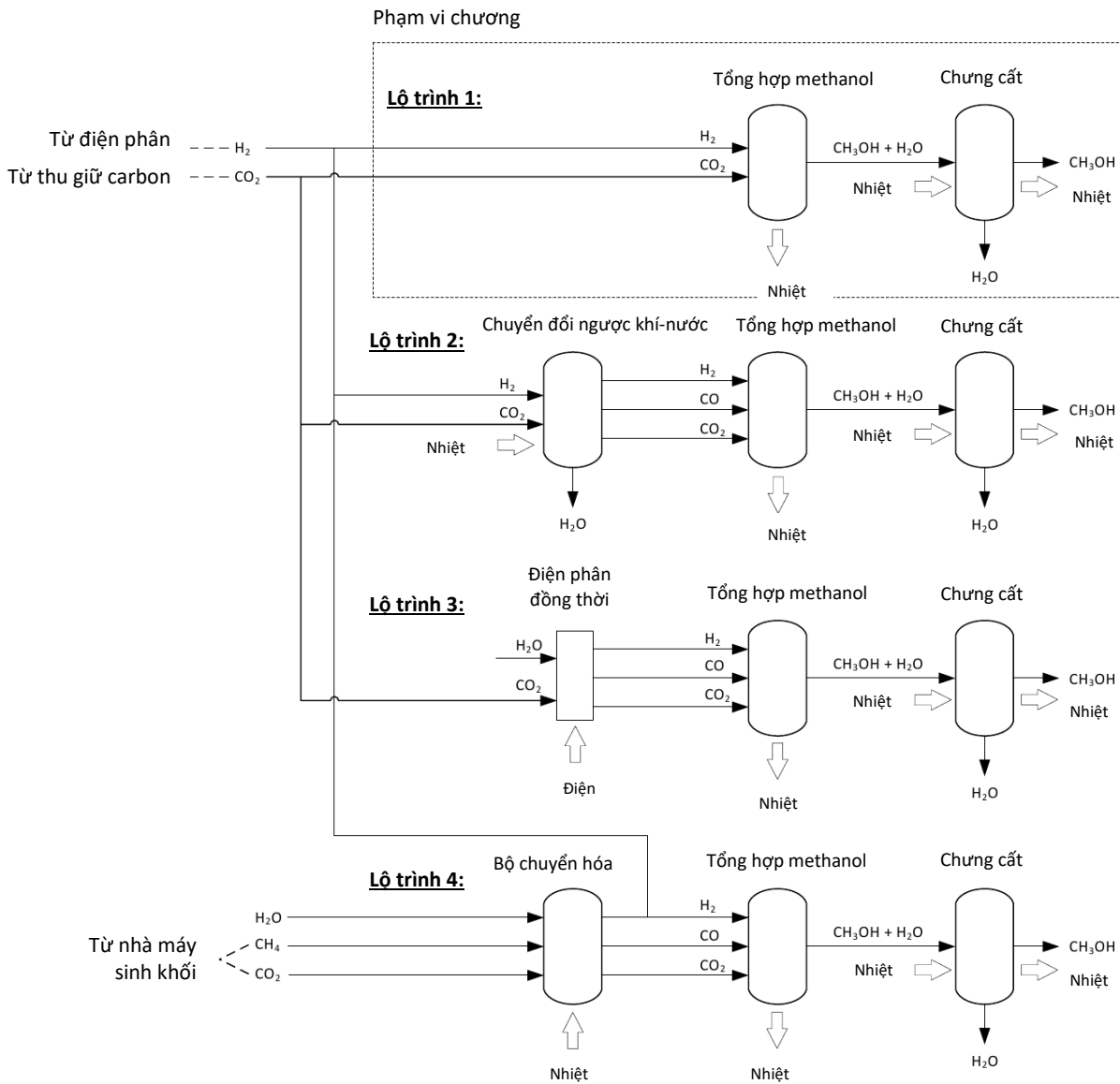
$$M = \frac{x_{H_2} - x_{CO_2}}{x_{CO} + x_{CO_2}}$$

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  $CO_2$  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 ( $CH_4$  và  $CO_2$ ), có thể chuyển hoá hoàn toàn hàm lượng carbon thành methanol nếu  $H_2$  được thêm vào làm cấp liệu.

#### Khí tổng hợp:

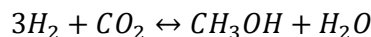
Khí tổng hợp là hỗn hợp khí, có thể bao gồm  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$  và  $H_2O$ . Khí tổng hợp là một dòng sản phẩm trung gian trong quá trình chuyển đổi hóa học của nhiên liệu.



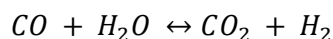
Hình 56: Tổng quan về bốn quá trình sản xuất methanol xanh. Quá trình tổng hợp methanol tạo ra nhiệt độ cao để sử dụng trong quá trình chưng cất. Quá trình chưng cất tạo ra nhiệt độ thấp hơn ở 50-100°C, có thể dùng cho các ứng dụng gia nhiệt nhiệt độ thấp.

Bốn quá trình chuyên 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 56):

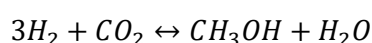
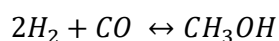
- Quá trình 1 - Chuyển đổi trực tiếp H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> thành methanol:** Việc sản xuất methanol dựa trên nguyên liệu là H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>. Do đó, dòng cấp liệu không bao gồm CO, đây là điểm khác biệt so với các quá trình khác. Quá trình này được áp dụng tại Nhà máy Methanol tái tạo George Olah ở Iceland do Carbon Recycling Internation (CRI) vận hành [2]. Phản ứng chính trong quá trình tổng hợp methanol:

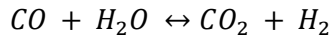


- Quá trình 2 - Quá trình chuyển đổi khí nước ngược (RWGS):** H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> được chuyển hóa trước trong phản ứng RWGS để đạt được module 2, tương tự như phản ứng tổng hợp methanol thông thường. Tùy thuộc vào thiết kế của thiết bị phản ứng RWGS và trạng thái cân bằng thu được, có thể 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:

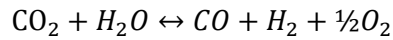


Các phản ứng chính trong quá trình tổng hợp methanol:

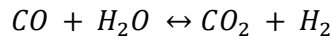
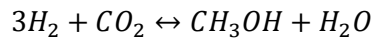
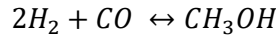




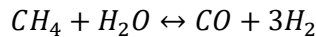
- **Quá trình 3 - Đồng điện phân:** Trong pin điện phân oxit rắn (SOEC), có thể đồng sản xuất CO và H<sub>2</sub> dựa trên hơi nước và CO<sub>2</sub>. Đây hiện là một công nghệ đang được phát triển với mức độ sẵn sàng về mặt công nghệ dưới 5, nhưng có thể là một phần của lộ trình e-methanol trong tương lai. Phản ứng chung trong quá trình đồng điện phân:



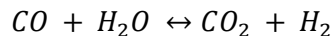
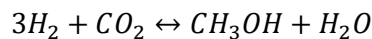
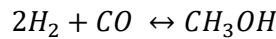
Các phản ứng chính trong quá trình tổng hợp methanol:



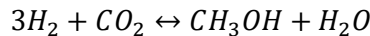
- **Quá trình 4 - Sản xuất e-methanol sử dụng khí sinh học:** Có thể sản xuất methanol xanh sử dụng khí sinh học. Khí sinh học là hỗn hợp của CO<sub>2</sub> và methane, thường được chuyển thành biomethane bằng cách tách và giải phóng CO<sub>2</sub>. Thay vì tách và giải phóng CO<sub>2</sub>, có thể sử 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:



Các phản ứng chính trong quá trình tổng hợp methanol:

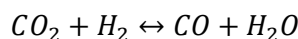


Phần dưới đây mô tả quá trình 1 như được minh hoạ trong Hình 56. Điểm cốt lõi của công nghệ chuyển hoá hydrogen thành methanol trong quá trình 1 là chuyển đổi xúc tác của H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> thành methanol, theo phản ứng sau đây:



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].

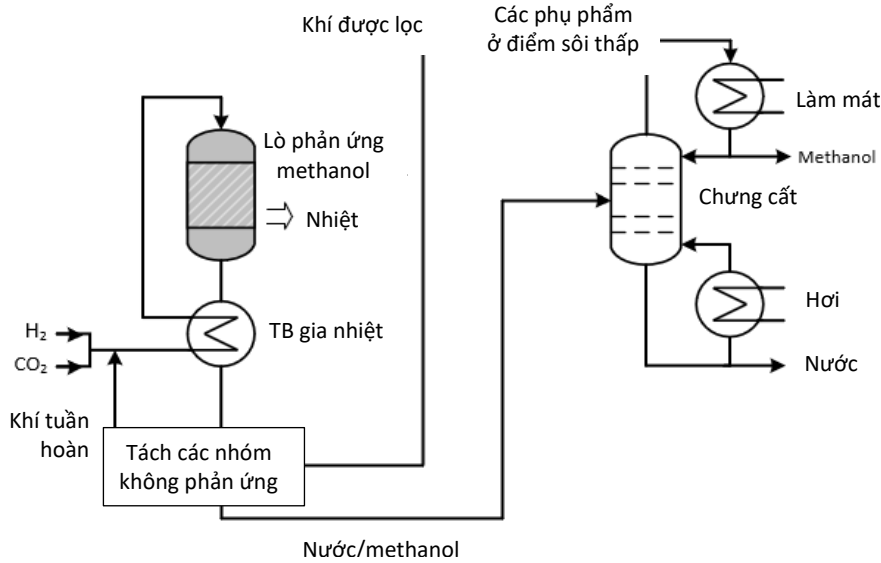
Ngoài phản ứng trên, phản ứng chuyển hoá khí từ nước cũng xảy ra trong thiết bị phản ứng methanol, dẫn đến sự hình thành CO [2]:



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 57. Lược đồ không bao gồm phân 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 57: 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

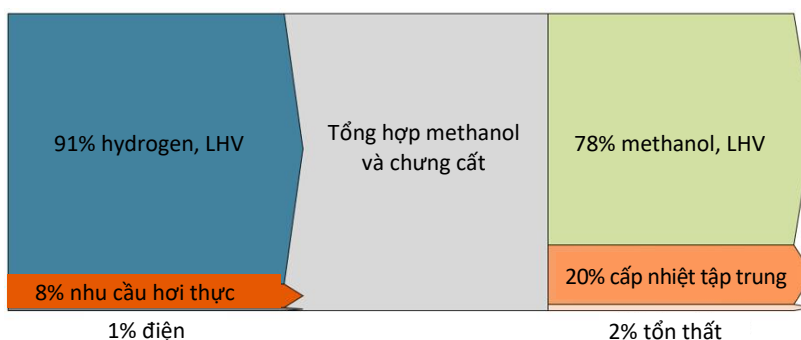
Cân bằng năng lượng của một nhà máy methanol sản xuất methanol loại AA được thể hiện trong Hình 58. Cân bằng năng lượng dựa trên thông tin sau từ Haldor Topsøe [3]:

- Tiêu thụ hơi áp suất thấp: 1.600 kg-hơi/tấn-methanol
- Lưu lượng khí  $\text{H}_2$ :  $2.130 \text{ Nm}^3/\text{kg-methanol}$
- 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 ròng trong Hình 58 thể



hiện sự khác biệt giữa mức tiêu thụ và sản xuất hơi.



Hình 58: 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 58 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.

### Yêu cầu về mặt bằng

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.

### 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<sub>2</sub> từ quá trình điện phân cao, cũng tương tự với CO<sub>2</sub> tùy thuộc vào nguồn CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> sẵn có có thể thay đổi tùy thuộc vào nguồn.

## 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 hoá 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 hoá 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<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> không liên tục.

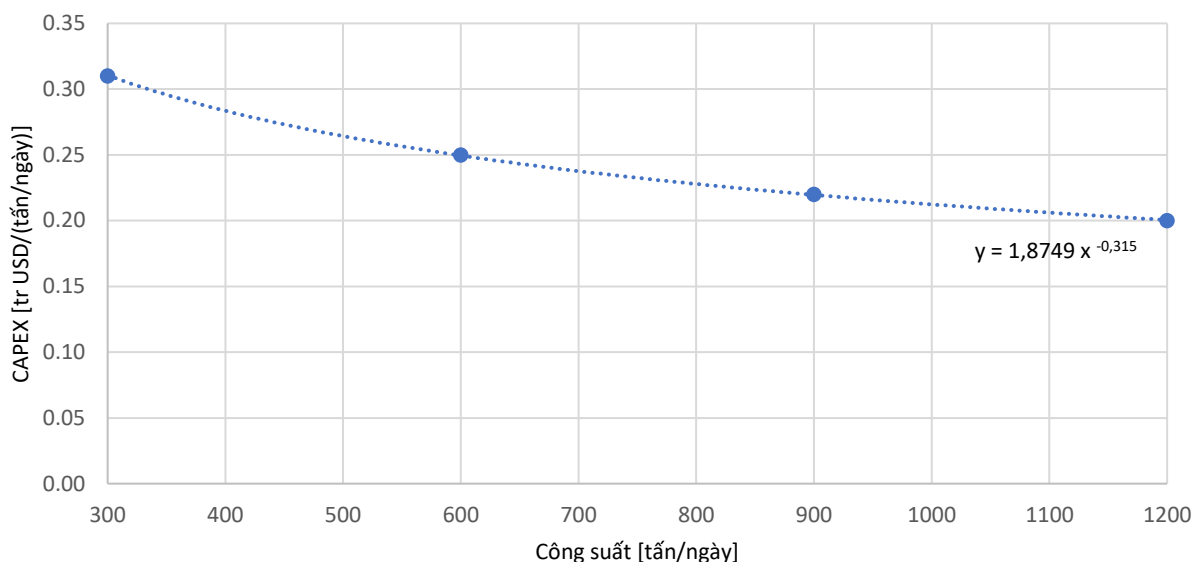
Ví dụ về các lĩnh vực nghiên cứu và phát triển có liên quan như sau:

- 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.

## Ước tính chi phí đầu tư

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 Hình 59 trong đó CAPEX được biểu diễn là một hàm của công suất.



Hình 59: CAPEX là hàm số của công suất. Hệ số chuyển đổi là 0,7857 được dùng để chuyển đổi sang USD<sub>2019</sub>

Chi phí đầu tư [Triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	2020	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	
Cuốn Cẩm nang Công nghệ này	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-Forbes 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

- A. Không bao gồm máy điện phân, bảng dữ liệu có chi tiết về các cấu phần được bao gồm và loại trừ
- B. Bao gồm chi phí vốn cho trang trại điện gió 100 MW
- C. Ước tính chi phí sản xuất methanol ở các vành đai gió và mặt trời trên thế giới.
- D. Chi phí nhà máy methanol không bao gồm chi phí sản xuất hydrogen.

#### Ví dụ về các dự án hiện tại

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 Đổi 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 6) 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 23: 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

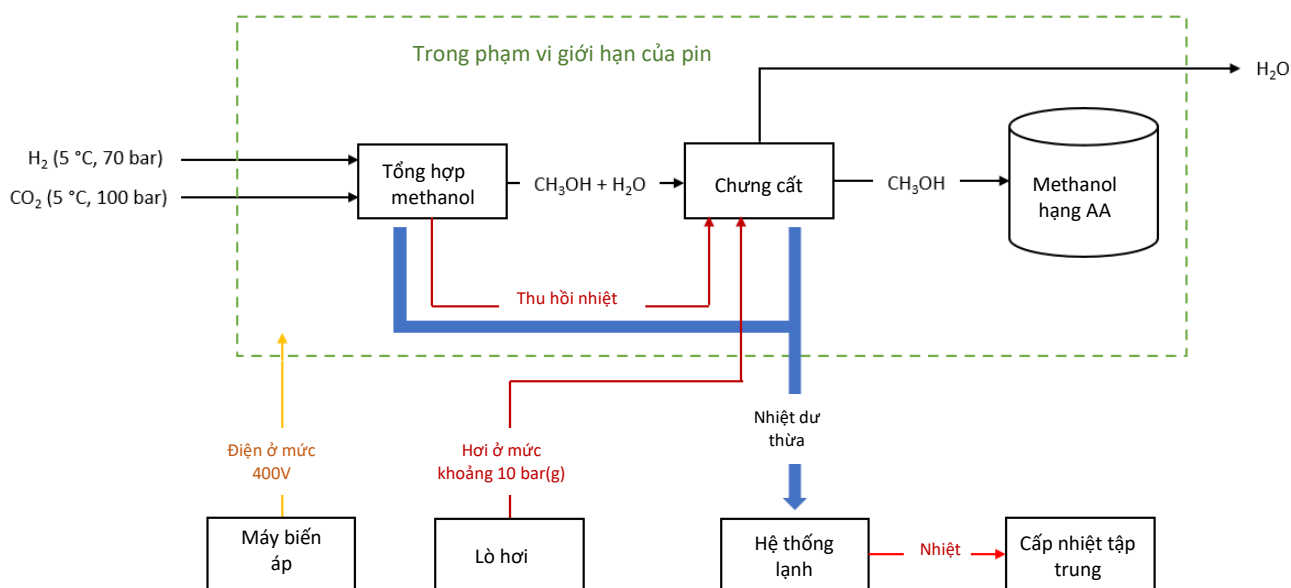
#### Tài liệu tham khảo

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:

- 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.
- 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.
- eMethanol – methanol điện phân, Methanol cho tương lai bền vững hơn. Haldor Topsoe, <https://info.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20Brochures/eMethanol.pdf?hsCtaTracking=6ca24cee-0aed-45df-8aa4-846ecd19151c%7C5d9f6bef-ebfc-483e-8a06-cdfed4ace34a>
- IRENA và Viện Methanol, "Triển vọng đổi mới: Methanol tái tạo," Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi, 2021.
- 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.
- 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.
- 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
- 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.
- 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.
- 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.
- Power-to-X ở Aabenraa. Năng lượng châu Âu, <https://dk.europeanenergy.com/2022/03/24/power-to-x-aabenraa/>.
- Nhiên liệu xanh cho Đan Mạch. Ørsted. <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2022/07/20220715544411>.
- 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>
- Nhiên liệu sinh học Vordingborg, <https://www.vordingborgbiofuel.dk/2022/03/16/vordingborg-biofuel-inviterer-til-informationsmoede/>
- 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>
- 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 60.



Hình 60: 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.

Công nghệ	E-methanol (không bao gồm máy điện phân)								
	2020	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
<b>Dữ liệu năng lượng/kỹ thuật</b>									
Tổng quy mô nhà máy điển hình 1.000 tấn methanol/năm	300	600	1200					A	[1]
Tổng quy mô nhà máy điển 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	
Tổn thất nhiệt, [MWh/MWh tổng đầu vào]	0,2	0,2	0,2	0	0,22	0	0,22	H	
Tổn 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	
<b>Chỉ số</b>									
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>Dữ liệu tài chính</b>									
Suất đầu tư (Triệu USD/(tấn methanol)/ngày)	0,31	0,25	0,20	0,15	0,46	0,10	0,30	L	[3]
Suất đầu tư (Triệu USD /MW sản lượng methanol)	1,33	1,07	0,86	0,66	1,99	0,43	1,28		
- 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]	9	7	6					M	
Chi phí VH&BD cố định [nghìn USD/tấn methanol /năm]	38	30	26						
Chi phí VH&BD biến đổi [USD/tấn methanol]	27	27	27					N	[3]
Chi phí VH&BD biến đổi [USD/MWh methanol]	5	5	5						
Khởi động (Tr USD/(tấn/ngày - methanol))	Không có số liệu	Không có số liệu	Không có số liệu						

#### 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.
- 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.
- Tính toán dựa trên nhiệt trị thấp hơn đối với methanol là 19,9 GJ/tấn.
- Dựa trên giả định rằng các dòng nước ấm có thể được làm mát xuống 50°C.
- Bao gồm tổn thất nhiệt ra môi trường xung quanh và làm mát ở nhiệt độ dưới 50°C.
- 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 ôxit carbon.

**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=6ca24cee-0aed-45df-8aa4-846ecd19151c%7C5d9f6bef-ebfc-483e-8a06-cdfed4aee34a>
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.

# 10. 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.

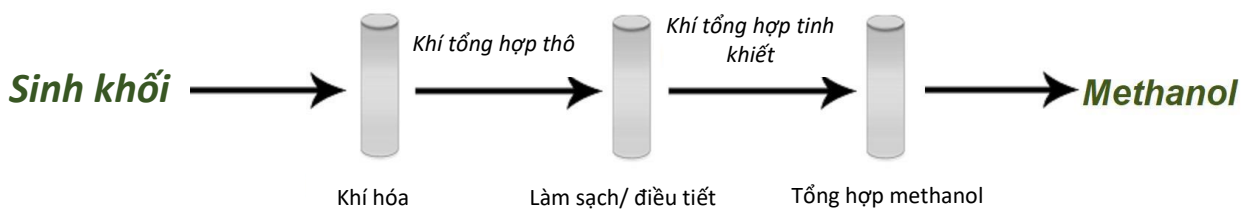
Khí hóa là một quá trình chuyển hoá các vật liệu carbon hữu cơ hoặc carbon gốc hóa thạch thành carbon monoxide, hydrogen và carbon dioxide (khí tổng hợp) ở nhiệt độ cao (>700°C), không đốt cháy, với một lượng oxygen và/hoặc hơi nhất định. Để cân bằng hóa học, quá trình sản xuất khí tổng hợp methanol cần tỷ lệ H<sub>2</sub>/CO bằng 2. Có thể giảm tỷ lệ H<sub>2</sub>/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°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 61: Quá trình chuyển hóa sinh khối thành methanol

## 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 24: Đầu vào và đầu ra

Tham số	Đầu vào	Đầu ra
Gỗ khô	100 MJ	
Điện		1,8MJ
Methanol		58,2MJ



## Dữ liệu công nghệ

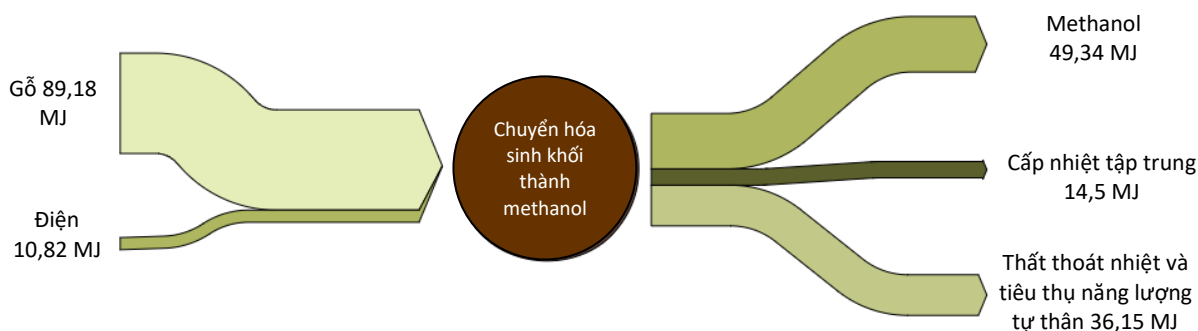
Một số đặc tính của methanol được thể hiện trong bảng sau.

Bảng 25: Các đặc tính của Methanol

Đặc tính	Giá trị
Tỷ trọng, kg/m <sup>3</sup>	791
LHV, MJ/kg	19,9
LHV, MJ/lít	15,7
Hàm lượng oxygen	50 % trọng lượng
Chỉ số octan	~115
Điểm chớp cháy, C	12

## Cân bằng năng lượng

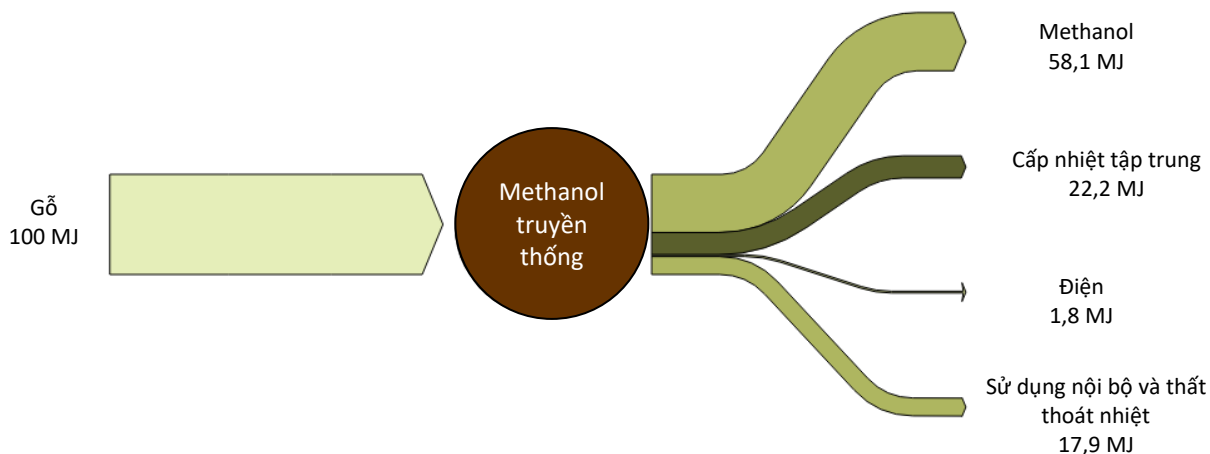
Cân bằng năng lượng cho hệ thống chuyển hoá sinh khối thành methanol được thể hiện trong Hình dưới đây [2].



Hình 62: Cân bằng năng lượng Bio Methanol

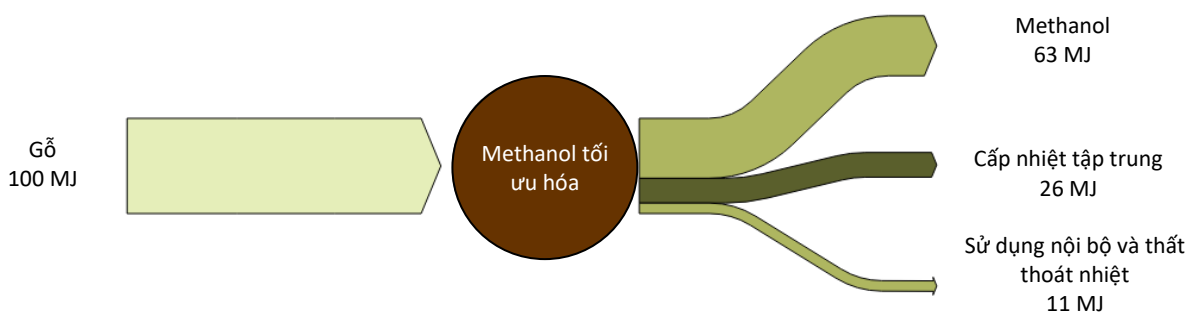
Có hai phương pháp thu hồi một phần nhiệt thải. Các nhà máy sử dụng một phần nhiệt của quy trình để sản xuất điện cho mục đích tự dùng của nhà máy và một sản lượng điện nhỏ có khả năng được xuất bán. Hơi từ cửa ra của tuabin hơi sẽ được tận dụng cho các mục đích khác. Nhiệt độ có thể ở mức từ 150 đến 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.



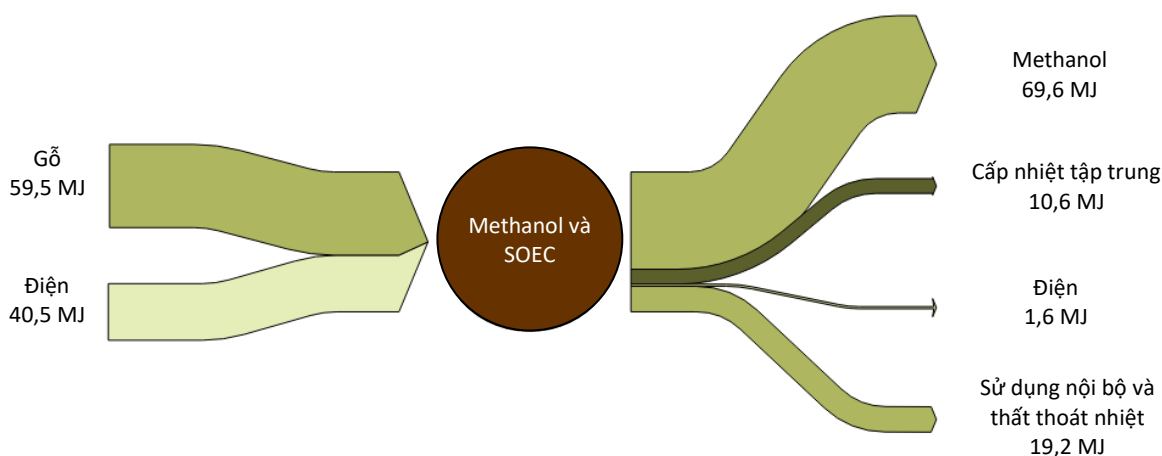
Hình 63: Nhà máy Methanol truyền thống của GreenSynFuels

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 64: 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 65: Nhà máy sản xuất methanol sinh khối lai

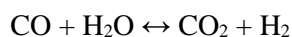
Dữ liệu định lượng sẵn có về công nghệ chủ yếu là từ các bên thứ ba thay vì từ các nhà cung cấp công nghệ hoặc đơn vị vận hành nhà máy. Hiện chưa có dữ liệu nhà máy thực tế. Có ba phản ứng cơ bản xảy ra trong quá trình này. Phản ứng đầu tiên tách sinh khối thành hydrogen, carbon monoxide và carbon dioxide 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.

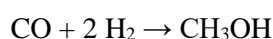


*Lưu ý: Phản ứng trên sử dụng glucose làm chất thay thế cho cellulose.*

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 gần 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.

### Yêu cầu về 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.

### 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.

## **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 từ dung môi. 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.

## **Ước tính chi phí đầu tư**

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].

Chi phí đầu tư [triệu USD 2019/MW]	2020	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
Cuốn Cẩm nang Công nghệ này	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)
Cẩm 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

### Ví dụ về các dự án hiện tại

Bảng dưới đây trình bày tổng quan về các dự án hiện tại và theo kế hoạch.

Bảng 26: 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.

#### Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này phần lớn dựa trên Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “97 Sản xuất methanol từ khí hóa sinh khối”. Các nguồn tài liệu sau đây được sử dụng:

1. Lebaek, 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 Thụy Điển 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.

Công nghệ	Methanol sinh học								Ghi chú	TL tham khảo	
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)					
				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn				
<b>Dữ liệu năng lượng/kỹ thuật</b>											
Tổng quy mô nhà máy điện hình, 1.000 tấn methanol/năm	100	200	300	50%	200%	50%	125%	A, B	[3, 4, 5]		
Tổng quy mô nhà máy điện hình, MW	65	130	195	50%	200%	50%	125%	A, A1, B	[3, 4, 5]		
<b>Đầu vào</b>											
Tiêu thụ cấp liệu, MWh/MWh tổng đầu vào	1	1	1	90%	150%	90%	120%		[1]		
<b>Đầu ra</b>											
Sản lượng methanol, MWh/MWh tổng đầu vào	0,58	0,61	0,65	100%	133%	100%	133%	D	[1]		
Tôn thất nhiệt (MWh/MWh tổng đầu vào); có thể dùng để gia nhiệt	0,22	0,22	0,22	80%	125%	80%	125%	D	[1]		
Tôn thất nhiệt bổ sung, MWh/MWh tổng đầu vào	0,22	0,22	0,22	80%	125%	80%	125%	D	[1]		
Sản lượng điện, MWh/MWh tổng đầu vào	0,02	0,02	0,02	80%	125%	80%	125%	D	[1]		
<b>Dữ liệu tài chính</b>											
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								
Suất đầu tư (Tr USD/MW Methanol)	5,97	3,32	1,66	50%	100%	80%	120%	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)	0,07	0,04	0,04	90%	110%	90%	110%	E, F	[1]		
Chi phí VH&BD biến đổi (USD/MWh methanol)	23	15	15	90%	110%	90%	110%	E, F	[1]		
Khởi động (Tr USD/1.000 t Methanol)	Không có số liệu	Không có số liệu	Không có số liệu								
<b>Dữ liệu công nghệ</b>											
Hàm lượng năng lượng riêng (GJ/tấn methanol)	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)	3,88	2,16	1,08	50%	100%	80%	120%	F	[3, 4, 5]		
Chi phí VH&BD cố định (Tr USD/1.000 tấn Methanol)	0,04	0,03	0,03	90%	110%	90%	110%	E, F	[1]		
Chi phí VH&BD biến đổi (Tr USD/1.000 tấn Methanol)	0,13	0,09	0,09	90%	110%	90%	110%	E, F	[1]		
Khởi động (TrUSD/1.000 tấn Methanol)	Không có số liệu	Không có số liệu	Không có số liệu								

### Ghi chú

- Phạm vi quy mô nhà máy được giả định dựa trên nhà máy Värmlands được đề xuất và nhà máy thứ n của NREL.
- 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.
- Tính sẵn có của nguyên liệu sẽ quyết định quy mô tối đa của nhà máy.
- 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. Giá sử tỷ lệ chi phí hoạt động cố định trên chi phí hoạt động biến đổi là 25/75.
- F. Tr. USD/ngàn 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>



# 11. SẢN XUẤT VÀ LOẠI BỎ TẠP CHẤT TRONG KHÍ SINH HỌC

## Mô tả công nghệ

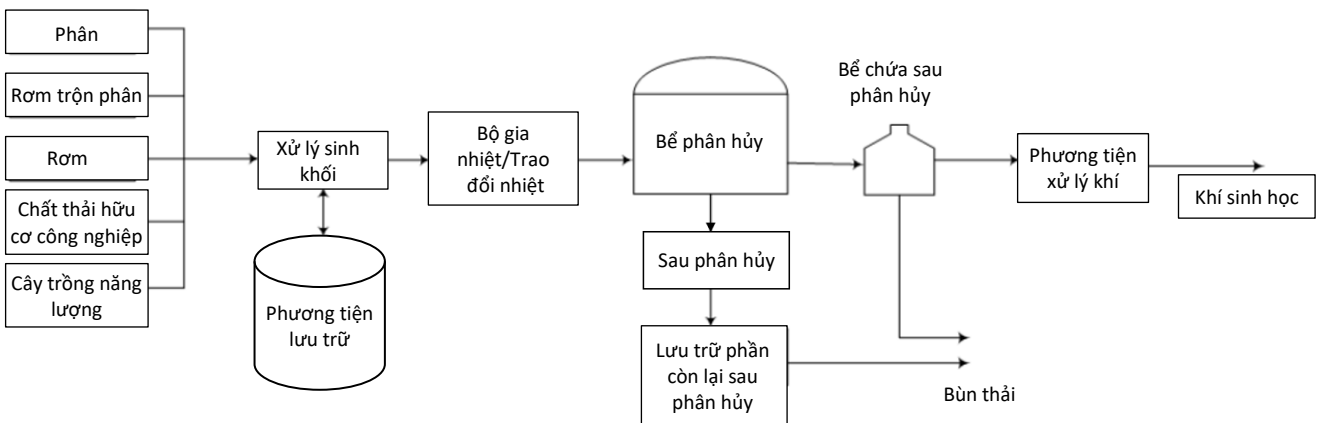
Trong các nhà máy khí sinh học, chất hữu cơ được chuyển hoá về mặt sinh học trong điều kiện kỵ khí thành khí giàu metan ( $\text{CH}_4$ ) và carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ). Khí sinh học có thể được sử dụng trong các quy trình công nghiệp, để sản xuất nhiệt và điện hoặc được loại bỏ tạp chất để trở 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 66: 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 của nhà máy khí sinh học

- 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 ra của nhà máy khí sinh học

- Khí sinh học
- Bã sau phân hủy sử dụng làm phân bón

### 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).

	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%

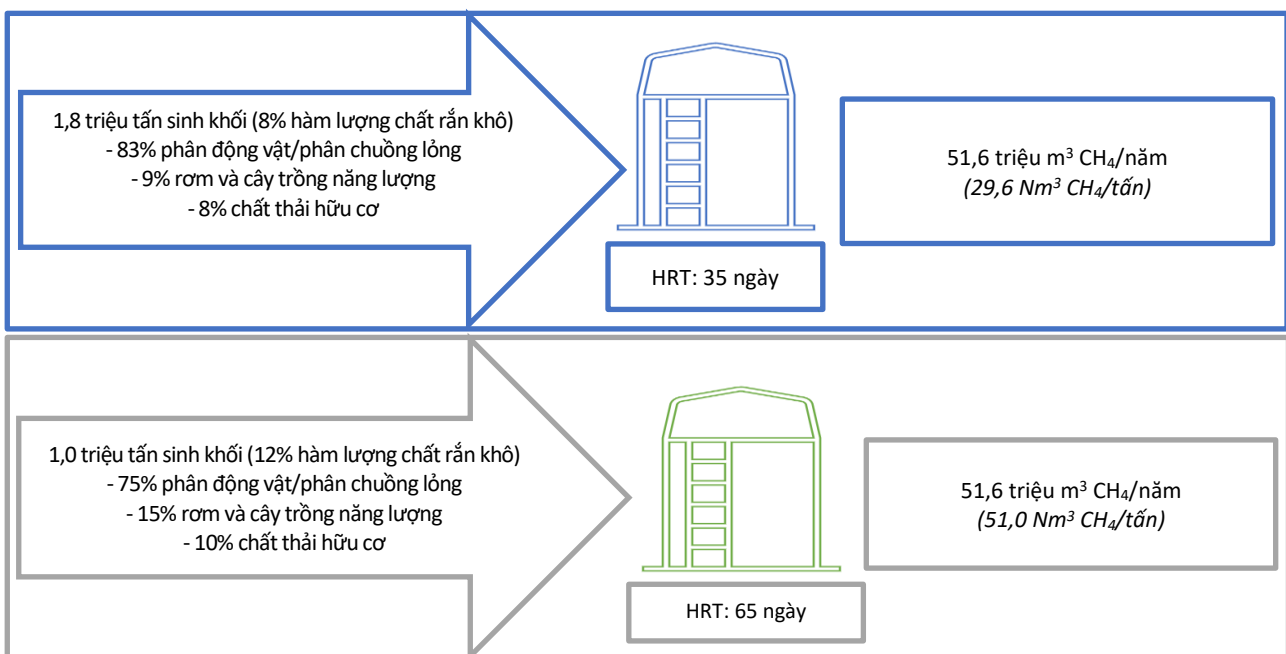
*Bảng 27: Cân bằng dữ liệu và năng lượng cho các sinh khối được lựa chọn. Dữ liệu đầu ra được đưa ra với giả định thời gian lưu là 65 ngày. Hiệu quả chuyển đổi sẽ khác nhau giữa các nhà máy tùy thuộc vào đặc điểm hoạt động cụ thể và tính chất cụ thể của sinh khối – và do đó, các giá trị chỉ mang tính 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].*

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 27 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.

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, “tổn 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 27 nếu HRT có trị số khác. Cần lưu ý rằng tổn thất năng lượng không nên được coi là *tổn 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.



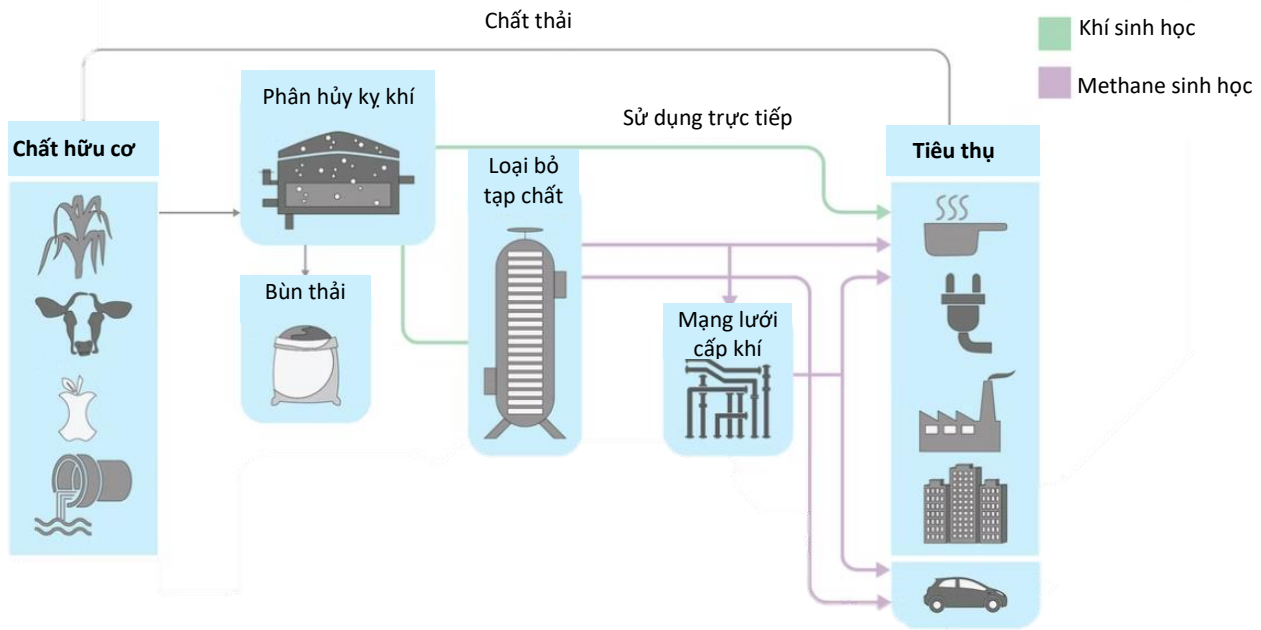
Hình 67: Sản lượng khí sinh học ở hai nhà máy khí sinh học khác nhau – minh họa riêng dựa trên [19]

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 67 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 68: 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 ( $\text{CH}_4$ ) và 25-45% carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ), cộng với một lượng nhỏ hydrogen (H), nitrogen (N), oxygen (O), hydrogen sulfide ( $\text{H}_2\text{S}$ ) và ammonia ( $\text{NH}_3$ ). 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  $\text{CO}_2$ , 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,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$  và  $\text{N}_2$ . Vì việc loại bỏ  $\text{N}_2$  khá tốn kém nên điều này hiếm khi được thực hiện.  $\text{H}_2\text{S}$  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  $\text{CO}_2$ . Hiện nay,  $\text{CO}_2$  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. Khía cạnh 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  $\text{CO}_2$ , để thu được khí có hàm lượng methane cao hơn (biomethane). Công suất của hệ thống này thường được tính bằng  $\text{Nm}^3$  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  $\text{CO}_2$  thành  $\text{CH}_4$  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,  $\text{H}_2$  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  $\text{CH}_4$  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>5</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 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, đất 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.

### **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 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>

### **Công suất phổ biến (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 huỷ 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

<sup>5</sup> Khí thiên nhiên thường được ưa chuộng hơn khí sinh học ở Đan Mạch do quy định về thuế.

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, bùn dư thừa 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 rạ cao. Tuy nhiên, các vấn đề có thể được giải quyết bằng cách tách sinh khối đã phân hủy.
- Đối với các phân 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 rom 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 rom 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 rom 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. Khí 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.  $H_2S$  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 ( $H_2S$ ) trong khí sinh học thay đổi tùy theo nguyên liệu. Nếu sử dụng bùn chôn 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  $Nm^3$  mêtan.

Động cơ sử dụng khí sinh học chỉ tiếp nhận được một lượng nhỏ lưu huỳnh trong khí sinh học. Do đó, hàm lượng  $H_2S$  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 rơm. 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 “khó” với tiềm năng khí methane trên mỗi tấn cao hơn như rơm rạ, đây là nguồn nguyên liệu sẵn có. Trong những năm gần đây, người ta có xu hướng tăng cường sử dụng rơm và xu hướng này dự kiến sẽ tiếp tục mặc dù có thể có sự cạnh tranh ngày càng tăng đối với nguồn rơm trong tương lai, vì có thể sử dụng rơm 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.

### 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>6</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 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 lợn 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.

<sup>6</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.



Chi phí đầu tư [Triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	2020	2030	2050
<b>Cuốn Cẩm nang Công nghệ này – 30 MW</b>	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 <b>động cơ khí</b> (Khí sinh học cho nhà máy điện - 1 MW-e)	<b>2,9 - 1,02 = 1,88</b> 1,88*35% = <u>0,66</u>	<b>2,7 - 0,97 = 1,73</b> 1,73*35% = <u>0,61</u>	<b>2,3 - 0,91 = 1,39</b> 1,39*35% = <u>0,49</u>
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 <sub>2019</sub> /MW]	2020	2030	2050
<b>Cuốn Cẩm nang Công nghệ này – 30 MW</b>	0,19	0,16	1,02
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

## Ví dụ về các dự án hiện tại

### Việt Nam

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 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% rom 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 trì, 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 trì:** Nhà máy khí sinh học cần được bảo trì thường xuyên để tránh thời gian ngừng hoạt động và đảm bảo hiệu quả. Việc làm về bảo trì 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.

### 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”. Dưới đây là các tài liệu tham khảo:

1. Energy Supply, Tiêu đề tiếng Anh “Mệt mỏi với những chiếc xe chờ phân trên đường? Daniel hiện đang bơm bùn ra xung quanh” (dịch từ tiêu đề gốc tiếng Đan Mạch” *Traet 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, 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, 2021.
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 thất thoát khí 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/tnknl-d/Khanh-thanh-Nha-may-thu-khi-biogas-phat-dien-tai-Binh-Duong-100-609-50274.aspx>, 2018
  17. E. 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, Tập 86, tr. 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 từ 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/energiagroeder-til-biogas>.
  22. Møller, J., Thøgersen, R., Hellesøj, 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 2019. *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.

Công nghệ	Nhà máy khí sinh học – Nhà máy thông thường 3000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h								Ghi chú	TL tham khảo
	2020	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)				
				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn			
<b>Dữ liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tổng quy mô nhà máy điển hình (triệu tấn sinh khối đầu vào/năm)	0,60	0,60	0,60	0,54	0,65	0,54	0,65	A / B	[19]	
Tổng quy mô nhà máy điển hình (MW công suất)	29,63	29,63	29,63					R	[19, 3]	
<b>- Đầu vào</b>										
Sinh khối (triệu tấn/năm)	0,60	0,60	0,60					B	[19]	
Điện phụ trợ (% sản lượng năng lượng)	2,34%	2,03%	1,84%	1,75%	2,92%	1,38%	2,31%	C	[19]	
Điện phụ trợ (kg/tấn đầu vào)	10,19	8,87	8,05	7,64	12,74	6,04	10,06	C	[19]	
Nhiệt công nghệ phụ trợ (% sản lượng năng lượng)	6,87%	5,97%	5,42%	5,84%	7,90%	4,61%	6,24%	D	[19]	
Nhiệt công nghệ phụ trợ (kg/tấn đầu vào)	29,96	26,07	23,67	25,47	34,46	20,12	27,22	D	[19]	
<b>- Đầu ra</b>										
Khí sinh học (%)	100%	100%	100%						[19]	
Khí sinh học (GJ/tấn đầu vào)	1,59	1,59	1,59					R	[19]	
Sản lượng khí sinh học, (MJ/s giá trị gia nhiệt)	29,63	29,63	29,63						[19,3]	
									[19]	
Ngừng máy bắt buộc (%)	-	-	-						[19]	
Ngừng máy theo kế hoạch (số ngày mỗi năm)	-	-	-						[19]	
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	20,00	20,00	20,00	15,00	25,00	15,00	25,00	E	[19]	
Thời gian xây dựng (năm)	2,00	2,00	2,00	1,00	3,00	1,00	3,00	F, Q		
<b>Dữ liệu tài chính</b>										
Suất đầu tư (triệu USD/MW đầu ra)	1,07	0,93	0,84	0,91	1,23	0,75	0,95	G, H, I, J, N, O	[19]	
- thiết bị (triệu USD/MW đầu ra)	0,85	0,74	0,67	0,73	0,98	0,60	0,76	G, H, I, J		
- lắp đặt (triệu USD/MW đầu ra)	0,21	0,19	0,17	0,18	0,25	0,15	0,19	G, H, I, J		
Tổng chi phí VH&BD (nghìn USD/MW/năm)	79,26	68,95	62,61	67,37	91,14	58,14	73,92	G, H, I, L	[19]	
Tổng chi phí VH&BD (USD/tấn đầu vào/năm)	3,95	3,43	3,12	3,35	4,54	2,87	3,65	G, H, I, K, P, N	[19]	
- Trong đó, VH&BD, không gồm điện và nhiệt (USD/tấn đầu vào/năm)	2,64	2,29	2,08					G, H, I, K	[19]	
- Trong đó điện (USD/tấn đầu vào/năm)	0,71	0,61	0,56					G, H, I, P	[19]	
- Trong đó nhiệt (USD/tấn đầu vào/năm)	0,60	0,52	0,48					G, H, I, N	[19]	
<b>Dữ liệu công nghệ</b>										
Sản lượng khí mỗi giờ (nghìn Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h)	2,97	2,97	2,97						[19,21]	
Sản lượng khí hàng năm (triệu Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h)	26,05	26,05	26,05						[19,21]	
Phát thải methane (Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tấn đầu vào)	65,00	65,00	65,00					M	[19,3]	
HRT (số ngày)	16,00%	16,00%	16,00%					N	[19,3]	
DS %	0,90%	0,90%	0,90%						[19,11]	
Phát thải methane (% sản lượng)	19,23	19,23	19,23						[19]	
Nguồn CO <sub>2</sub> (triệu Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> /năm)	37,96	37,96	37,96							
Nguồn CO <sub>2</sub> (nghìn tấn/năm)	37,96	37,96	37,96							

### 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 tắc 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 phân ứng.
- N. Do khí hậu Việt Nam ẩm hơn, nhu cầu nhiệt cần thiết để làm nóng bể phân hủy 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 trì so với [19].
- O. Giá thành sản xuất được tính toán để lập kế hoạch năm 2020 và đưa vào vận hành năm 2019. Ở các nhà máy xây dựng mới, các bộ phận được xây dựng đồng thời. Chi phí sản xuất được tính theo giá năm 2020.

Công nghệ	Loại bỏ tạp chất khí sinh học – Loại bỏ Amin (3.000 Nm <sup>3</sup> /h)								
	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL tham khảo
				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
<b>Dữ liệu năng lượng/kỹ thuật</b>									
Quy mô điện hình (MW sản lượng)	29,34	29,34	29,34						[19]
Quy mô điện hình (nghìn Nm <sup>3</sup> khí sinh học/giờ)	2,97	2,97	2,97						[19]
Công suất (nghìn Nm <sup>3</sup> methane sinh học/giờ)	2,94	2,94	2,94						[19]
Công suất – sản lượng methane sinh học hàng năm (tr Nm <sup>3</sup> methane sinh học/giờ)	25,80	25,80	25,80						[19]
<b>- Đầu vào</b>									
Khí sinh học (% khí sinh học đầu vào)	100%	100%	100%						[19]
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%	A	[19]
Nhiệt (% khí sinh học đầu vào)	10,48%	8,17%	6,39%	8,91%	12,05%	7,35%	7,35%	B	[19]
<b>- Đầu ra</b>									
Methane sinh học (% methane đầu vào)	99,05%	99,05%	99,05%						[19]
Khí thải (% methane đầu vào)	0,95%	0,95%	0,95%						[19]
Nhiệt thải (% methane đầu vào)	5,24%	5,24%	5,24%						[19]
Ngừng máy bắt buộc (%)	0,29	0,29	0,29						[19]
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần mỗi năm)	0,29	0,29	0,29						[19]
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	20,00	20,00	20,00	15,00	25,00	15,00	25,00	C	[19]
Thời gian xây dựng (năm)	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	1,00	2,00	D	[19]
<b>Số liệu tài chính</b>									
Suất đầu tư, loại bỏ tạp chất và giảm thiểu methane (nghìn USD/MW đầu ra)	199,61	155,70	121,76	169,67	229,55	147,71	95,81	E, F, G	[19,3]
Tổng chi phí VH&BD (nghìn USD/MW/năm)	34,01	26,53	20,75	28,91	39,12	25,17	16,33	E, F, G	[19,3]
- 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)	9,52	7,43	5,81					E, F, G	[19]
- trong đó chi phí VH&BD cố định cho phân nhiệt (nghìn USD/MW sản lượng/năm)	12,73	9,92	7,77					E, F, G	[19]
- trong đó chi phí VH&BD cố định cho phân điện (nghìn USD/MW sản lượng/năm)	11,77	9,17	7,17					E, F, G	[19]
Chi phí VN&BD biến đổi (USD/GJ đầu vào)	1,20	0,93	0,73	1,02	1,38	0,88	0,57	E, F, G	[19]
-- trong đó điện (USD/GJ đầu vào)	0,37	0,29	0,23	0,32	0,43	0,28	0,18	E, F, G	[19]
<b>Dữ liệu công nghệ</b>									
Methane rò rỉ/ phát thải (%)	0,10%	0,10%	0,10%						[19,11]
Tải tối thiểu (% đầy tải)	50,00%	50,00%	50,00%						[19]
Nguồn CO <sub>2</sub> (tr Nm <sup>3</sup> /năm)	19,23	19,23	19,23						[19]
Nguồn CO <sub>2</sub> (nghìn tấn/năm)	37,96	37,96	37,96						[19]

#### 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%.

## 12. 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 hydrocarbon (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.

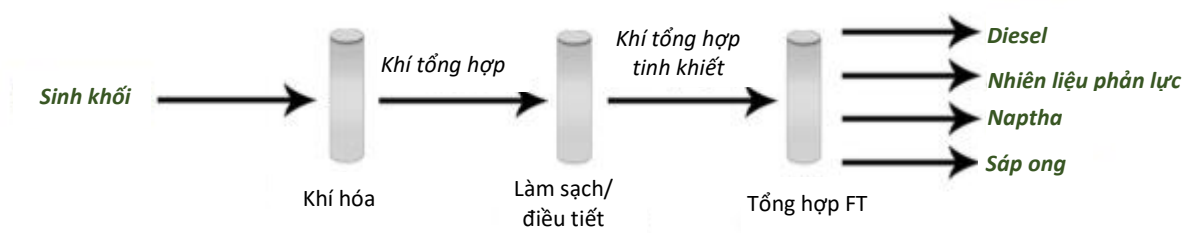
### Sản xuất nhiên liệu lỏng từ sinh khối bằng quá trình FT

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 hoá 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 hoá nước-khí.

Các bước trong quy trình sản xuất nhiên liệu lỏng từ sinh khối được minh họa trong hình dưới đây:



Hình 69: Các bước trong quy trình sản xuất nhiên liệu lỏng từ sinh khối

### Sản xuất nhiên liệu lỏng từ điện bằng quá trình FT

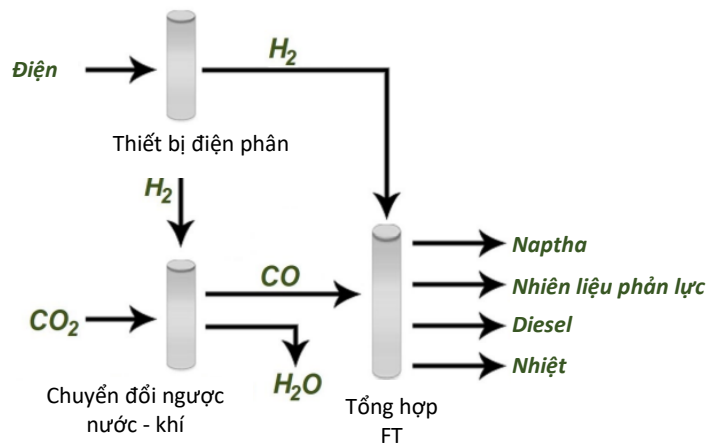
Quá trình FTS sản xuất nhiên liệu lỏng từ hydrogen xanh sử dụng điện để tạo ra hydrogen có thể phản ứng với carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) để tạo ra khí tổng hợp (hydrogen (H<sub>2</sub>) và carbon monoxide (CO)), sau đó được sử dụng trong quy trình FT.

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 hydrocarbon lỏng và nhiệt. Luồng quy trình cơ bản được hiển thị trong Hình 70.

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.



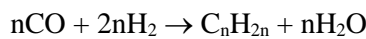
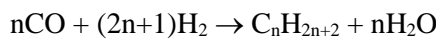
Hình 70: Các bước trong quy trình sử dụng điện để sản xuất nhiên liệu lỏng

**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 cồn (oxygenate) như hình dưới đây [1]. Cồn 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 cồn, olefin và hydrocarbon 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.



	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

Hình 71: Danh sách sản phẩm của quá trình tổng hợp FT

### 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 cất 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.

## Ước tính chi phí đầu tư

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		<b>3,27</b>	

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.

Chi phí đầu tư [Triệu USD <sub>2019</sub> /MW]	2018 (cũ)	2020	2030	2050
Cuốn Cẩm nang Công nghệ này		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 chắn 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.

### Ví dụ về các dự án hiện tại

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]. Các 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 chưng 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”.

### 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*”. Dưới đây là các tài liệu tham khảo:

- 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.
- Nayas-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 hóa khô khí sinh học và tổng hợp Fischer- Tropsch. Tạp chí Fuel, 235, 1492–1500. doi:10.1016/j.fuel.2018.08.147, 2019.
- 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/>
- 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

- hon (eds PM Maitlis và A. de Klerk). doi:10.1002/9783527656837.ch13, 2013.
5. Goldman, 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 photpho 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 FUELS™. <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. [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)
  17. 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
  18. Kỹ thuật carbon, Giới thiệu kỹ thuật carbon, 2019. [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)
  19. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics, Chi phí tương lai của nhiên liệu tổng hợp bằng điện. <https://www.agora-energie-wende.de/en/publications/the-futurecost-of-electricity-based-synthetic-fuels-1/>, 2018.
  20. 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

Công nghệ	Sản xuất nhiên liệu máy bay từ hydrogen								
	2020	2030	2050	2020		2050		Ghi chú	TL tham khảo
				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
<b>Dữ liệu năng lượng/kỹ thuật</b>									
Tổng quy mô nhà máy điện hình 1.000 nghìn tấn chất lỏng FT/năm	2,00	13,00	165,00	50%	150%	50%	150%	A, B	16, 17, 18
Tổng quy mô nhà máy điện hình, công suất MW	3,10	20,50	259,60	50%	150%	50%	150%	A, B, C	16, 17
<b>Đầu vào</b>									
Tiêu thụ CO <sub>2</sub> , [tấn/tấn chất lỏng FT]	4,30	3,90	3,30	100%	110%	100%	110%	C, D, E	
Tiêu thụ hydrogen, [MWh/MWh tổng đầu vào]	100%	100%	100%	75%	125%	75%	125%	E	
Điện năng tiêu thụ, [MWh/MWh tổng đầu vào]	0,50%	0,50%	0,50%	75%	125%	75%	125%	E	
<b>Đầu ra</b>									
Đầu ra chất lỏng FT, [MWh/MWh tổng đầu vào]	0,65	0,70	0,75	80%	120%	80%	120%	F, G, O	17, 16
Ngừng máy bắt buộc (%)	0,00%	0,00%	0,00%					I	
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần mỗi năm)	300,00%								16
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	2500,00%								
Thời gian xây dựng (năm)	2,00								
<b>Dữ liệu tài chính</b>									
Suất đầu tư (Tr. USD/MWh chất lỏng/năm)	2,31	1,76	0,99	75%	150%	75%	125%	G, J	16, 17, 19, 20
- 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)	18,59	13,97	8,14	90%	110%	90%	110%	L	16
Chi phí VH&BD biến đổi (USD/MWh chất lỏng)	5,83	4,62	2,31	90%	110%	90%	110%	M	19
<b>Dữ liệu công nghệ</b>									
Suất đầu tư (USD/l chất lỏng FT/năm)	3,63	2,75	1,54	75%	150%	75%	125%	G, J	16, 17, 19, 20
- 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)	0,18	0,13	0,08	90%	110%	90%	110%	L	16
Chi phí VH&BD biến đổi (USD/l chất lỏng FT)	0,06	0,04	0,02	90%	110%	90%	110%	M	19

### Ghi chú

- 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.
- Lượng CO<sub>2</sub> khả dụng sẽ quyết định quy mô tối đa của nhà máy.
- 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 chỉ dựa trên 4.000 giờ hoạt động.
- 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.
- Mẫu số của chất lỏng FT là tổng sản lượng nhiên liệu lỏng.
- 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.
- 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.
- Tính toán của tác giả.
- 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.
- 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>.
- Giá thiết của tác giả.
- Dựa trên 5% chi phí đầu tư.
- Dựa trên 1,5% chi phí đầu tư. Không bao gồm chi phí năng lượng và carbon dioxide.
- O. 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.

# PHỤ LỤC 1: CÁC ĐỊNH NGHĨA CHO PHẦN CÔNG NGHỆ LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG

## 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 2019, 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 (2020, 2030 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 chi tiết 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 2020 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 tương 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

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 gắn 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 trì 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 trì 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 trì cao. Tại thời điểm này, có thể dỡ bỏ nhà máy hoặc kéo dài thêm tuổi thọ, ngầm chi 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 trì, 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.

### Năng lực điều tiết

Các thông số về năng lực 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 điện lực 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 (giờ)
- Thời gian phản ứng từ sạc đầy công suất định mức tới xả toàn bộ công suất định mức (giờ)

Thời gian phản ứng từ trạng thái nghỉ tới xả toàn bộ công suất định mức được định nghĩa là thời gian tính bằng giờ 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 giờ 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 tài chính

Số liệu tài chính được biểu thị bằng USD ở mức giá cố định, mức giá năm 2019 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 trì

Tỷ trọng chi phí vận hành và bảo trì cố định được thể hiện theo hai cách sau:

1. Tỷ trọng chi phí vận hành và bảo trì 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 trì 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 trì, 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 trì 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 trì, và phụ tùng thay thế (nhưng không bao gồm chi phí bảo lãnh và bảo hiểm).

Tiêu thụ điện phụ trợ 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 trì 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 trì theo kế hoạch và không theo kế hoạch có thể đưa vào nhóm các chi phí cố định (VD: công việc bảo trì 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 trì thường tăng lên theo thời gian. Do đó chi phí vận hành và bảo trì 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 2: CÁC ĐỊNH NGHĨA CHO PHẦN CÔNG NGHỆ NHIÊN LIỆU TÁI TẠO

## 1. 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 2019 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 (2020, 2030 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 dõi. 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 2020 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 dải 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.

## 2. Đường cong học tập và sự chín muồi của công nghệ

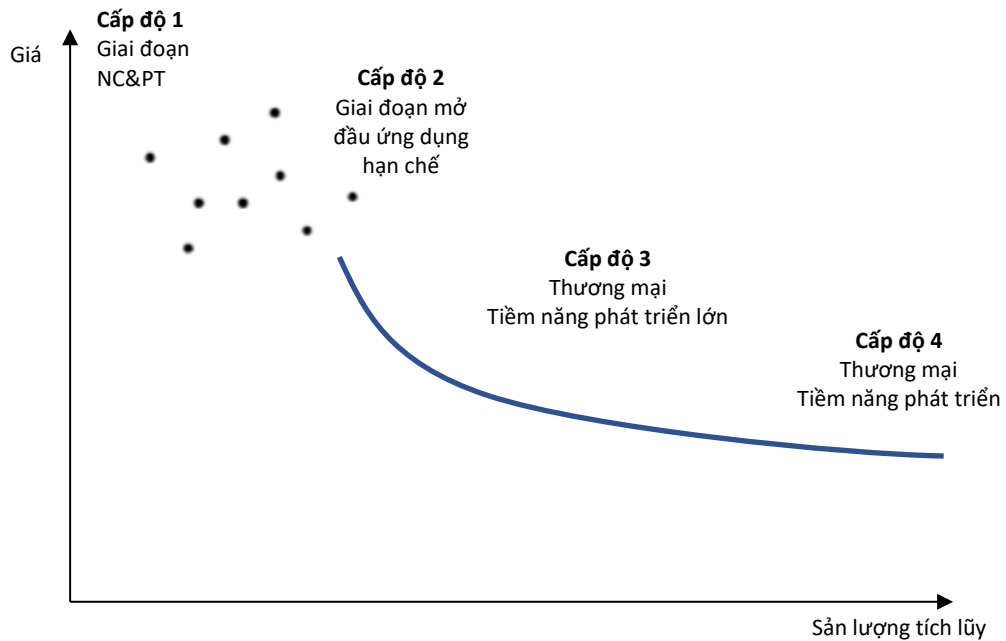
Dự đoán chi phí tương lai của công nghệ có thể được thực hiện bằng cách áp dụng chiến lược phân tách chi phí, như đã đề cập ở trên, phân tách chi phí của công nghệ thành các loại như nhân công, vật liệu, v.v đã được dự đoán trước. Ngoài ra, sự phát triển có thể được dự đoán bằng cách sử dụng các đường cong học tập. Các đường cong học tập thể hiện ý tưởng rằng mỗi khi một đơn vị của một công nghệ cụ thể được sản xuất, việc học tập sẽ tích lũy, dẫn đến việc sản xuất đơn vị tiếp theo của công nghệ đó rẻ hơn. Tỷ lệ học tập cũng tính đến lợi ích từ quy mô kinh tế và lợi ích liên quan đến việc sử dụng các quy trình sản xuất tự động với sản lượng lớn. 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 sau đây.

*Loại 1. Công nghệ vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu và phát triển.* Mức độ không chắc chắn liên quan đến giá cả và hiệu suất hiện tại và tương lai là rất đáng kể (ví dụ: bộ chuyển đổi năng lượng sóng, pin nhiên liệu oxit rắn).

*Loại 2. Công nghệ trong giai đoạn tiên phong.* Công nghệ này đã được chứng minh là có hiệu quả thông qua các cơ sở trình diễn hoặc nhà máy bán thương mại. Do ứng dụng hạn chế, giá cả và hiệu suất vẫn có độ không chắc chắn cao, vì vẫn cần phát triển và tùy chỉnh. Công nghệ này vẫn có tiềm năng phát triển đáng kể (ví dụ khí hóa sinh khối).

*Loại 3. Công nghệ thương mại mới được triển khai ở mức vừa phải.* Giá cả và hiệu suất của công nghệ hiện tại được nhiều người biết đến. Những công nghệ này được coi là có tiềm năng phát triển nhất định và do đó có mức độ không chắc chắn đáng kể liên quan đến giá cả và hiệu suất trong tương lai (ví dụ: tua-bin gió ngoài khơi).

*Loại 4. Công nghệ thương mại đã được triển khai rộng rãi.* Giá cả và hiệu suất của công nghệ ngày nay đã được biết rõ và thông thường người ta chỉ mong đợi những cải tiến gia tăng. Do đó, giá cả và hiệu suất trong tương lai cũng có thể được dự báo với mức độ chắc chắn tương đối cao (ví dụ: điện than, tua-bin khí).



### 3. Số liệu năng lượng/kỹ thuật

#### Công suất nhà máy điển hình

Tổng công suất, tốt nhất là công suất điển 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 dòng 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 trị 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 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 trì 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 trì, 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.

## **4. Số liệu tài chính**

Dữ liệu tài chính đều tính bằng USD, giá cố định, ở mức năm 2019 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 điện 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 điện 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 trì liên quan đến đầu ra (tuy nhiên không bao gồm chi phí bảo hành và bảo hiểm).

Chi phí bảo trì theo kế hoạch và ngoài kế hoạch có thể thuộc chi phí cố định (ví dụ: công việc bảo trì theo lịch trình hàng năm) hoặc chi phí biến đổi (ví dụ: 360 lần bảo trì 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.

## **5. 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%.

