

Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Sản xuất điện



EMBASSY
OF DENMARK



Danish Energy Agency



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

CẨM NANG CÔNG NGHỆ VIỆT NAM
VỀ SẢN XUẤT ĐIỆN

Đầu vào mô hình hóa hệ thống năng lượng

2026

MỞ ĐẦU

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

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

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

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

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

Bối cảnh

Tài liệu này được xây dựng trong khuôn khổ Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch. Ấn phẩm đầu tiên của Cẩm nang Công nghệ sản xuất điện và lưu trữ điện năng Việt Nam được xuất bản vào năm 2019 và sau đó được cập nhật vào năm 2021 và năm 2023. Phiên bản mới này bao gồm toàn bộ các công nghệ của bản năm 2023, đồng thời tập trung cập nhật toàn diện các chương về điện mặt trời, điện gió trên bờ, điện gió ngoài khơi và điện hạt nhân. Các chương còn lại đã được rà soát, chỉnh sửa để phản ánh bối cảnh mới nhất của Việt Nam. Bên cạnh đó, toàn bộ bảng dữ liệu công nghệ đã được cập nhật đầy đủ, với trọng tâm là việc cập nhật chi phí đầu tư của các công nghệ và quy đổi toàn bộ các giá trị về USD năm 2025.

Chủ trì biên tập

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



**EMBASSY
OF DENMARK**
Hanoi



Danish Energy Agency



Quyền tác giả

Trừ trường hợp có yêu cầu khác, thông tin trong tài liệu này có thể sử dụng hoàn toàn tự do, được phép chia sẻ hoặc in tái bản, nhưng cần phải xác nhận về nguồn thông tin. Tài liệu này có thể trích dẫn với tựa đề *EAV & DEA: Cẩm nang Công nghệ Sản xuất điện Việt Nam năm 2026 (2026)*.

Công nhận sự đóng góp

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

Liên hệ

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

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

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

CÁC NỘI DUNG CẬP NHẬT SO VỚI PHIÊN BẢN TRƯỚC

Trong khuôn khổ Chương trình Đối tác Năng lượng Đan Mạch – Việt Nam, việc xây dựng Cẩm nang công nghệ Việt Nam đã là một hoạt động trọng tâm kể từ khi phiên bản đầu tiên được công bố vào năm 2019. Trong giai đoạn từ năm 2019 đến khi phát hành phiên bản hiện tại vào năm 2026, cẩm nang đã trải qua một loạt các lần cập nhật nhằm bổ sung các công nghệ mới, điều chỉnh dữ liệu và cải tiến phương pháp luận, qua đó nâng cao tính phù hợp đối với công tác quy hoạch năng lượng dài hạn tại Việt Nam.

Các thay đổi chính được thực hiện qua các giai đoạn được tóm tắt trong bảng tổng hợp sửa đổi dưới đây:

Phiên bản	Ngày	Tham chiếu	Mô tả
006	1/2026	Bảng số liệu	Cập nhật tất cả các bảng số liệu, quy đổi USD 2025
006	1/2026	Cẩm nang công nghệ - Chương 1 - 17	Bổ sung phần tiêu thụ nước
006	1/2026	Chương 7: Điện mặt trời Chương 8: Điện gió trên bờ Chương 9: Điện gió ngoài khơi Chương 17: Điện hạt nhân	Cập nhật toàn bộ chương, chia riêng chương điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi
0005	11/2023	Chương 7: Điện mặt trời	Chi phí đầu tư (triệu USD/MWp) cho điện mặt trời trang trại nổi lưới – cập nhật Chi phí đầu tư (triệu USD/MW AC) điện mặt trời trang trại nổi lưới – cập nhật
0004	07/2023	Chương 8: Điện gió Nội dung thay đổi đối với “Tua bin tốc độ gió thấp, trên bờ” và “Điện gió xa bờ, móng cố định” Chương 6: Thủy điện	Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (USD/MWe/năm) – đã cập nhật Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (USD/MWh) – đã cập nhật Chi phí đầu tư, thủy điện nhỏ (triệu USD/MWe) – đã cập nhật
0003	03/2023	Chương 1: Nhiệt điện đốt than phun	Bổ sung công nghệ đồng đốt sinh khối Bổ sung công nghệ đồng đốt khí ammonia Bổ sung công nghệ kéo dài tuổi thọ nhiệt điện than.
0003	03/2023	Chương 3: Tua bin khí	Bổ sung công nghệ đồng đốt khí hydrogen
0003	03/2023	Chương 4: Thu giữ và lưu trữ CO ₂ (CCS) Chương 8: Điện gió	Cập nhật mô tả định tính
0003	03/2023	Chương 17: Điện hạt nhân	Bổ sung chương mới
0002	08/2021	Chương 2: Lò hơi tăng sôi tuần hoàn (CFB) cho nhiệt điện than	Bổ sung chương mới
0002	08/2021	Chương 4: Thu giữ và lưu trữ CO ₂ (CCS)	Bổ sung chương mới
0002	08/2021	Chương 5: Đồng phát công nghiệp	Bổ sung chương mới
0002	08/2021	Chương 9: Điện thủy triều	Bổ sung chương mới
0002	08/2021	Chương 10: Điện sóng biển	Bổ sung chương mới
0001	05/2019	Cẩm nang Công nghệ - Chương 1-12	Ấn phẩm đầu tiên của Cẩm nang Công nghệ Việt Nam

MỤC LỤC

MỞ ĐẦU	3
Bối cảnh.....	3
Chủ trì biên tập	3
Quyền tác giả.....	4
Công nhận sự đóng góp	4
Các nội dung cập nhật so với phiên bản trước	5
Mục lục.....	7
Danh mục từ viết tắt.....	16
Giới thiệu.....	17
1. Nhiệt điện đốt than phun.....	19
Mô tả công nghệ	19
Đầu vào.....	20
Đầu ra	20
Công suất điển hình	21
Khả năng tăng giảm công suất.....	21
Ưu điểm/nhược điểm	21
Yêu cầu không gian	22
Tiêu thụ nước.....	22
Môi trường.....	22
Việc làm.....	23
Nghiên cứu và phát triển.....	23
Ví dụ về những dự án hiện có.....	23
Ước tính số liệu	25
Tài liệu tham khảo	25
Các bảng số liệu.....	26
1.1. Tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than.....	30
1.2. Các công nghệ giảm thiểu ô nhiễm.....	33
Kiểm soát phát thải NO _x	33
Bụi PM.....	36
Khử lưu huỳnh.....	37
Ước tính số liệu	39
Tài liệu tham khảo	39
1.3. Kéo dài vòng đời các nhà máy nhiệt điện than hiện có.....	41
Mô tả tóm tắt công nghệ	41
Nghiên cứu và phát triển.....	44

Ví dụ về những dự án hiện có.....	44
Ước tính số liệu.....	44
Bảng số liệu	46
1.4. Đồng đốt ammonia trong các nhà máy điện than.....	48
Mô tả tóm tắt công nghệ	48
Ưu điểm và nhược điểm.....	52
Ví dụ về những dự án hiện có.....	53
Ước tính số liệu.....	53
Bảng số liệu	54
1.5. Đồng đốt trực tiếp sinh khối tại các nhà máy điện hiện có	58
Mô tả tóm tắt công nghệ	58
Ví dụ về những dự án hiện có.....	62
Ước tính số liệu.....	62
Bảng số liệu	63
2. Nhiệt điện công nghệ lò hơi tăng sôi tuần hoàn	67
Mô tả công nghệ	67
Đầu vào	67
Đầu ra.....	68
Công suất điển hình	68
Khả năng tăng giảm công suất.....	68
Ưu điểm/nhược điểm	68
Tiêu thụ nước.....	68
Môi trường.....	68
Việc làm.....	69
Nghiên cứu và phát triển.....	69
Ví dụ về những dự án hiện có.....	69
Ước tính số liệu.....	71
Tài liệu tham khảo	71
Bảng số liệu	72
3. Nhiệt điện tua bin khí.....	78
Mô tả công nghệ	78
Đầu vào.....	80
Đầu ra.....	80
Công suất điển hình	80
Khả năng tăng giảm công suất.....	80
Ưu điểm/nhược điểm	81
Yêu cầu không gian	81

Tiêu thụ nước.....	81
Môi trường.....	82
Việc làm.....	82
Nghiên cứu và phát triển.....	82
Ví dụ về những dự án hiện có.....	83
Ước tính số liệu	83
Tài liệu tham khảo	85
Các bảng số liệu.....	86
3.1. Đốt hydrogen trong tua bin khí.....	90
Mô tả tóm tắt công nghệ	90
Ví dụ về những dự án hiện có.....	95
Ước tính số liệu	96
Bảng số liệu	98
4. Thu giữ, sử dụng và lưu trữ CO₂ trong các nhà máy nhiệt điện.....	102
Mô tả công nghệ	102
Đầu vào.....	107
Đầu ra	107
Khả năng tăng giảm công suất.....	107
Ưu điểm/nhược điểm	107
Tiêu thụ nước.....	108
Môi trường.....	108
Nghiên cứu và phát triển.....	108
Ví dụ về những dự án hiện có.....	109
Tài liệu tham khảo	110
Các bảng số liệu.....	111
5. Nhiệt điện đồng phát công nghiệp	115
Giới thiệu đồng phát công nghiệp.....	115
Ngành công nghiệp tại Việt Nam	116
Mô tả công nghệ	117
Đầu vào.....	118
Đầu ra	119
Công suất điển hình	119
Ưu điểm/nhược điểm	119
Tiêu thụ nước.....	120
Môi trường.....	120
Việc làm.....	120
Nghiên cứu và phát triển.....	120

Ví dụ về những dự án hiện có.....	120
Ước tính số liệu.....	121
Tài liệu tham khảo	121
Bảng số liệu	122
6. Thủy điện	125
Mô tả công nghệ	125
Đầu vào.....	127
Đầu ra.....	127
Công suất điện hình	127
Khả năng tăng giảm công suất.....	128
Ưu điểm/nhược điểm	128
Tiêu thụ nước.....	128
Môi trường.....	129
Việc làm.....	129
Nghiên cứu và phát triển.....	129
Ví dụ về những dự án hiện có.....	130
Ước tính số liệu.....	131
Tài liệu tham khảo	132
Các bảng số liệu.....	133
7. Điện mặt trời.....	137
Mô tả công nghệ	137
Đầu vào.....	143
Đầu ra.....	144
Công suất điện hình	144
Khả năng tăng giảm công suất.....	145
Ưu điểm, nhược điểm	146
Yêu cầu về không gian.....	146
Tiêu thụ nước.....	147
Môi trường.....	147
Nghiên cứu và phát triển.....	148
Ví dụ về về những dự án hiện có	149
Ước tính số liệu.....	151
Tài liệu tham khảo	152
Các bảng số liệu.....	154
8. Điện gió trên bờ	160
Mô tả công nghệ	160
Đầu vào.....	165

Đầu ra	165
Công suất điển hình	165
Khả năng tăng giảm công suất.....	166
Ưu/nhược điểm.....	167
Yêu cầu về không gian	168
Tiêu thụ nước.....	168
Môi trường.....	168
Nghiên cứu và phát triển.....	170
Ví dụ về những dự án hiện có.....	171
Ước tính số liệu	171
Nhận xét bổ sung	172
Tài liệu tham khảo	172
Các bảng số liệu.....	173
9. Điện gió ngoài khơi.....	179
Mô tả công nghệ	179
Đầu vào.....	183
Đầu ra	184
Công suất điển hình	184
Tài nguyên gió và hệ số công suất.....	185
Khả năng tăng giảm công suất.....	185
Ưu/nhược điểm.....	186
Yêu cầu về không gian	187
Tiêu thụ nước.....	187
Môi trường.....	187
Nghiên cứu và phát triển.....	188
Ví dụ về những dự án hiện có.....	189
Các yêu cầu trong tương lai đối với điện gió ngoài khơi.....	189
Điện gió ngoài khơi móng nổi	189
Tài liệu tham khảo	190
Các bảng số liệu.....	192
10. Điện thủy triều.....	198
Mô tả công nghệ	198
Đầu vào.....	203
Đầu ra	203
Công suất điển hình	204
Khả năng tăng giảm công suất.....	204
Ưu điểm/nhược điểm	204

Tiêu thụ nước.....	204
Môi trường.....	205
Việc làm.....	205
Nghiên cứu và phát triển.....	205
Ví dụ về những dự án hiện có.....	207
Ước tính số liệu.....	207
Tài liệu tham khảo	209
Bảng số liệu	210
11. Điện sóng biển.....	213
Mô tả công nghệ	213
Đầu vào.....	217
Đầu ra.....	217
Công suất điện hình	217
Khả năng tăng giảm công suất.....	217
Ưu điểm/nhược điểm	217
Tiêu thụ nước.....	218
Môi trường.....	218
Việc làm.....	218
Nghiên cứu và phát triển.....	218
Ví dụ về những dự án hiện có.....	220
Ước tính số liệu.....	221
Tài liệu tham khảo	221
Bảng số liệu	223
12. Điện sinh khối	225
Mô tả công nghệ	225
Đầu vào.....	227
Công suất điện hình	227
Khả năng tăng giảm công suất.....	227
Ưu điểm/nhược điểm	227
Tiêu thụ nước.....	228
Môi trường.....	228
Nghiên cứu và phát triển.....	228
Ví dụ về những dự án hiện có.....	230
Ước tính số liệu.....	231
Tài liệu tham khảo	232
Các bảng số liệu.....	233
13. Điện từ chất thải rắn đô thị và khí bãi rác	235

Mô tả công nghệ	235
Đầu vào.....	237
Đầu ra	237
Công suất điển hình	237
Khả năng tăng giảm công suất.....	237
Ưu điểm/nhược điểm	237
Tiêu thụ nước.....	238
Môi trường.....	238
Nghiên cứu và phát triển.....	238
Ví dụ về những dự án hiện có.....	239
Ước tính số liệu	240
Tài liệu tham khảo	240
Các bảng số liệu.....	242
14. Điện khí sinh học	246
Mô tả công nghệ	246
Đầu vào.....	247
Đầu ra	247
Công suất điển hình	248
Khả năng tăng giảm công suất.....	248
Ưu điểm/nhược điểm	248
Tiêu thụ nước.....	248
Môi trường.....	248
Nghiên cứu và phát triển.....	248
Ví dụ về những dự án hiện có.....	248
Ước tính số liệu	249
Tài liệu tham khảo	249
Các bảng số liệu.....	250
15. Nhà máy điện động cơ đốt trong.....	252
Mô tả công nghệ	252
Đầu vào.....	252
Công suất điển hình	253
Khả năng tăng giảm công suất.....	253
Ưu điểm/nhược điểm	253
Tiêu thụ nước.....	253
Môi trường.....	254
Nghiên cứu và phát triển.....	254
Ví dụ về những dự án hiện có.....	254

Ước tính số liệu.....	254
Tài liệu tham khảo	255
Các bảng số liệu.....	256
16. Điện địa nhiệt.....	262
Mô tả công nghệ	262
Đầu vào	263
Đầu ra.....	263
Công suất điện hình	263
Khả năng tăng giảm công suất.....	263
Ưu điểm/nhược điểm	264
Tiêu thụ nước.....	264
Môi trường.....	265
Việc làm.....	265
Nghiên cứu và phát triển.....	265
Ví dụ về những dự án hiện có.....	265
Nhận xét bổ sung	266
Tài liệu tham khảo	267
Các bảng số liệu.....	268
17. Điện hạt nhân.....	272
Mô tả tóm tắt công nghệ	272
Đầu vào	284
Đầu ra.....	285
Công suất điện hình	285
Khả năng tăng giảm công suất.....	285
Ưu/ nhược điểm	287
<i>Ưu điểm</i>	287
<i>Nhược điểm</i>	287
Quản lý vòng đời công nghệ.....	288
Yêu cầu không gian	289
Tiêu thụ nước.....	291
Môi trường.....	291
Các vấn đề và mối quan ngại về an toàn.....	293
Nghiên cứu và phát triển.....	293
Ví dụ về những dự án hiện tại.....	294
Tài liệu tham khảo	294
Các bảng số liệu.....	296
Phụ lục 1: Phương pháp luận	300

Mô tả định tính.....	300
Mô tả công nghệ	300
Đầu vào.....	300
Đầu ra	300
Công suất điển hình	300
Khả năng tăng giảm công suất.....	300
Ưu điểm/nhược điểm	300
Yêu cầu không gian	301
Tiêu thụ nước.....	301
Môi trường.....	301
Việc làm.....	301
Nghiên cứu và phát triển.....	301
Ví dụ về những dự án hiện có.....	302
Ước tính số liệu	302
Ghi chú bổ sung.....	303
Tài liệu tham khảo	303
Mô tả định lượng.....	303
Số liệu kỹ thuật/năng lượng.....	304
Số liệu kinh tế	306
Phụ lục 2: Dự báo chi phí công nghệ sản xuất điện.....	309
Tài liệu tham khảo	311
Phụ lục 3: Phương pháp luận tính toán chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE)	312
Định nghĩa LCoE.....	312
Cách tiếp cận tính toán chung.....	313
Các tham số sử dụng trong tính toán LCoE.....	313
Ước tính sản lượng điện hàng năm.....	314
Tính toán các thành phần chi phí.....	315
Các tham số bổ sung do người tính toán tự xác định.....	316
LCoE thực và danh nghĩa	317
Hạn chế của phương pháp	317

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

AFS	Phân tầng nhiên liệu theo trục
BWR	Lò phản ứng nước sôi
CAPEX	Chi phí vốn
CCGT	Tua bin khí chu trình hỗn hợp
CCS	Thu giữ và lưu trữ carbon
CEMS	Hệ thống giám sát phát thải liên tục
CFB	Công nghệ tầng sôi tuần hoàn
CHP	Đồng phát nhiệt – điện
CSP	Điện mặt trời tập trung
DLN	Hệ thống đốt NO _x khô thấp
EOR	Tăng cường thu hồi dầu
EPC	Thiết kế, Mua sắm và Xây dựng
FGD	Khử lưu huỳnh trong khói thải
FO	Dầu FO
GHI	Bức xạ phương nằm ngang toàn cầu
HPP	Nhà máy thủy điện
ICE	Động cơ đốt trong
IGCC	Chu trình hỗn hợp tích hợp khí hóa
LHV	Nhiệt trị thấp
LNG	Khí tự nhiên hóa lỏng
LPG	Khí hóa lỏng
LTE	Kéo dài vòng đời
MMV	Đo lường, giám sát và xác minh
MSW	Chất thải rắn đô thị
OEM	Nhà sản xuất thiết bị gốc
O&M	Chi phí vận hành và bảo dưỡng
PC	Lò hơi đốt than
PM	Bụi PM
PTO	Bộ chuyển đổi năng lượng
PV	Quang điện
PWR	Lò phản ứng nước áp lực
NLTT	Năng lượng tái tạo
R&D	Nghiên cứu và Phát triển
SCGT	Tua bin khí chu trình đơn
SCR	Khử chọn lọc có xúc tác
SMR	Lò phản ứng mô đun nhỏ
SNCR	Khử chọn lọc không xúc tác
STC	Điều kiện kiểm tra tiêu chuẩn
TRL	Mức độ sẵn sàng về công nghệ
WEC	Bộ chuyển đổi năng lượng sóng
WtE	Chuyển đổi rác thành năng lượng

GIỚI THIỆU

Cẩm nang công nghệ này bao gồm 17 chương, mô tả các công nghệ phát điện khác nhau phù hợp với ngành năng lượng Việt Nam. Sáu chương đầu tiên trình bày các công nghệ phát điện truyền thống, tiếp theo là các công nghệ năng lượng tái tạo, công nghệ mới nổi và các công nghệ phát điện các-bon thấp khác. Phần giới thiệu này trình bày phạm vi, các nguyên tắc phương pháp luận và cấu trúc của Cẩm nang công nghệ. Mô tả chi tiết về cách tiếp cận và các nguyên tắc phương pháp luận được trình bày tại Phụ lục 1 và 2 của tài liệu này.

Phạm vi và mục tiêu

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

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

Ranh giới hệ thống và mức độ trưởng thành công nghệ

Các công nghệ trong cẩm nang này được xem xét trên cơ sở bao gồm cả tổ máy phát điện và kết nối với lưới điện. Điều này có nghĩa là các dữ liệu về chi phí và hiệu suất được trình bày phản ánh toàn bộ tài sản phát điện cùng với hạ tầng cần thiết để truyền tải điện năng đến lưới điện chính. Đối với các công nghệ phát điện, điểm đầu nối này là trạm biến áp gần nhất của lưới truyền tải. Do đó, công suất tính theo MW được hiểu là công suất điện ròng cung cấp lên lưới, tức là sản lượng điện phát ra trừ đi phần điện tự dùng của nhà máy. Tương tự, các giá trị hiệu suất được trình bày cũng là hiệu suất ròng.

Cẩm nang phản ánh bối cảnh Việt Nam ở mức tối đa có thể. Các thông số kỹ thuật và chi phí đầu tư được xây dựng dựa trên kinh nghiệm từ các dự án tại Việt Nam. Đồng thời, các dự báo phát triển công nghệ trong trung và dài hạn (2030 và 2050) một phần dựa trên dữ liệu quốc tế, phản ánh tính toàn cầu ngày càng cao của chuỗi cung ứng và quá trình học hỏi công nghệ năng lượng. Sự khác biệt giữa chi phí tại Việt Nam và quốc tế có thể phát sinh do các yếu tố như khung pháp lý, chuỗi cung ứng, mức độ phát triển thị trường hoặc điều kiện tự nhiên tại địa phương.

Nhu cầu sử dụng đất được đánh giá đối với từng công nghệ. Tuy nhiên, chi phí đất đai không được bao gồm trong các ước tính chi phí tài chính, do giá đất phụ thuộc lớn vào điều kiện cụ thể của từng địa điểm. Các công nghệ trong cẩm nang này bao gồm từ những công nghệ đã rất trưởng thành đến các công nghệ mới nổi. Với mức độ trưởng thành khác nhau, các chỉ tiêu chi phí và hiệu suất được đưa ra trong tài liệu có mức độ bất định khác nhau. Các công nghệ trưởng thành hơn thường có độ tin cậy cao hơn trong ước tính. Ngược lại, các công nghệ mới nổi được kỳ vọng sẽ có cải thiện đáng kể về hiệu suất và giảm chi phí trong những thập kỷ tới, nhưng đồng thời cũng đi kèm với mức độ bất định cao hơn. Tất cả các công nghệ được phân loại vào một trong bốn nhóm phát triển công nghệ. Cách phân loại này được trình bày trong phần nghiên cứu và phát triển tại Phụ lục 1, trong đó làm rõ tiến bộ công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai và mức độ bất định liên quan đến các dự báo về chi phí và hiệu suất.

Nguyên tắc phương pháp luận và dự báo chi phí

Để đảm bảo khả năng so sánh giữa các công nghệ, toàn bộ dữ liệu kinh tế và kỹ thuật được trình bày dựa trên một bộ giả định phương pháp luận thống nhất.

Dữ liệu kinh tế được thể hiện theo USD cố định năm 2025, không bao gồm các loại thuế như thuế giá trị gia tăng (VAT), nhằm phản ánh chi phí kinh tế - xã hội của các công nghệ phát điện. Đối với hầu hết các công nghệ, cẩm nang cung cấp các ước tính về chi phí và hiệu suất cho các năm 2025, 2030, 2040 và 2050. Diễn biến chi phí trong tương lai chủ yếu được xây dựng dựa trên phương pháp đường cong học hỏi

(learning curve), với các ước tính dựa trên hai yếu tố chính: (i) tốc độ học hỏi công nghệ được tổng hợp từ tài liệu quốc tế, và (ii) dự báo mức độ triển khai công nghệ trên toàn cầu (xem Phụ lục 2 để biết mô tả chi tiết về phương pháp dự báo). Các công nghệ được phân nhóm thành bốn cấp độ phát triển, từ các công nghệ đang trong giai đoạn nghiên cứu, trình diễn đến các công nghệ đã thương mại hóa hoàn toàn và được triển khai ở quy mô lớn. Các công nghệ có mức độ trưởng thành cao hơn thường đi kèm với mức độ bất định thấp hơn, cả trong ước tính chi phí hiện tại và các dự báo tương lai.

Để phản ánh sự biến thiên giữa các nguồn dữ liệu và điều kiện dự án khác nhau, các khoảng bất định được cung cấp cho các thông số chính như chi phí đầu tư và hiệu suất.

Cấu trúc của các bảng dữ liệu công nghệ

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

- Phần mô tả định tính cung cấp giải thích ngắn gọn về công nghệ được xem xét, bao gồm nguyên lý vận hành, các đầu vào và đầu ra chính (điện năng và các sản phẩm phụ tiềm năng khác như nhiệt công nghệ), các ưu và nhược điểm so với các phương án thay thế, các đặc tính môi trường (bao gồm tiêu thụ nước), và triển vọng nghiên cứu và phát triển. Các ví dụ về dự án hiện có cũng được đưa vào, với các ví dụ tại Việt Nam cho các công nghệ đã được áp dụng, và các ví dụ quốc tế cho các công nghệ còn mới đối với thị trường Việt Nam.
- Phần định lượng trình bày các thông số kỹ thuật và kinh tế cho từng công nghệ. Các bảng dữ liệu bao gồm thông tin cho các năm 2025, 2030, 2040 và 2050, trong đó có chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo dưỡng, hiệu suất, hệ số công suất, tuổi thọ kỹ thuật, thời gian xây dựng, các thông số về tính linh hoạt vận hành như khả năng tăng/giảm công suất và mức tải tối thiểu, cũng như các dữ liệu môi trường bao gồm tiêu thụ nước. Để phản ánh mức độ bất định vốn có của dữ liệu dự báo, các bảng cũng bao gồm các khoảng bất định, được đánh giá theo từng trường hợp cụ thể.

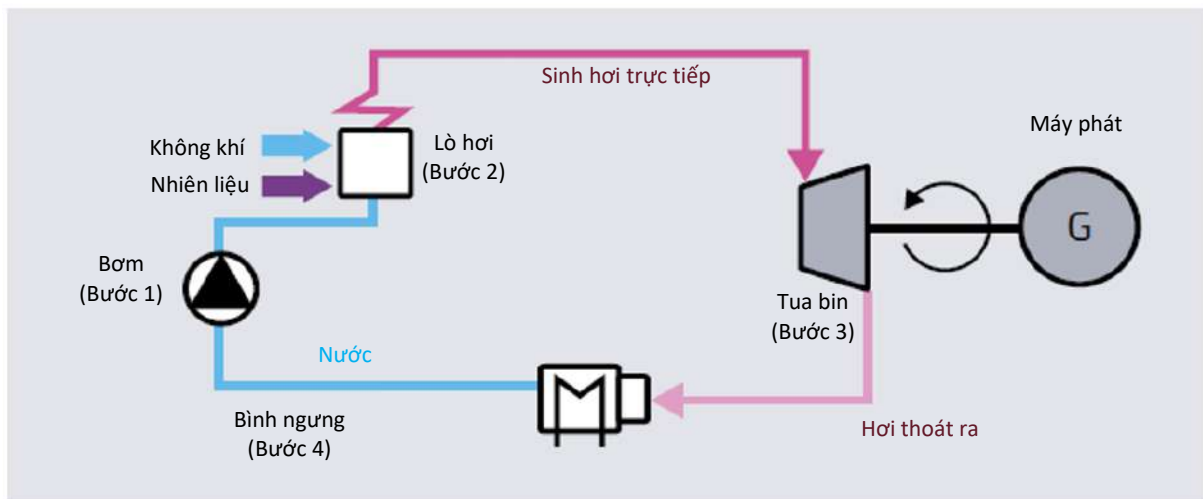
Kết hợp lại các phần mô tả định tính và định lượng cung cấp một cơ sở nhất quán để trình bày các công nghệ phát điện trong cẩm nang này, đồng thời hỗ trợ đánh giá vai trò tiềm năng của chúng trong hệ thống năng lượng hiện tại và tương lai của Việt Nam.

1. NHIỆT ĐIỆN ĐỐT THAN PHUN

Mô tả công nghệ

Nhà máy nhiệt điện than phun vận hành theo chu trình nhiệt Rankine, gồm các bước chính:

- (1) Cấp nước và gia nhiệt nước cấp: Nước ngưng từ bình ngưng được bơm qua hệ thống các bình gia nhiệt hạ áp, khử khí và các bình gia nhiệt cao áp để nâng nhiệt độ trước khi vào lò hơi.
- (2) Sinh hơi trong lò hơi: Than được nghiền mịn và đốt trong buồng đốt của lò hơi, nhiệt lượng sinh ra làm nước trong các dàn ống sinh hơi bốc hơi và tạo thành hơi nước. Hơi tiếp tục được gia nhiệt để trở thành hơi quá nhiệt ở áp suất và nhiệt độ cao.
- (3) Phát điện trong tua bin: Hơi quá nhiệt đi vào tua bin hơi, giãn nở qua các tầng cánh tua bin làm quay trục tua bin và kéo máy phát điện để sản xuất điện năng.
- (4) Ngưng tụ: Hơi sau khi ra khỏi tua bin được dẫn vào bình ngưng, tại đây hơi được làm mát bằng nước tuần hoàn và ngưng tụ trở lại thành nước. Nước ngưng được bơm trở lại hệ thống gia nhiệt nước cấp và tiếp tục đưa vào lò hơi, hoàn thành chu trình nhiệt khép kín của nhà máy.



Hình 1: Sơ đồ vận hành chu trình hơi nước Rankine trong nhà máy nhiệt điện than (Tài liệu tham khảo 3).

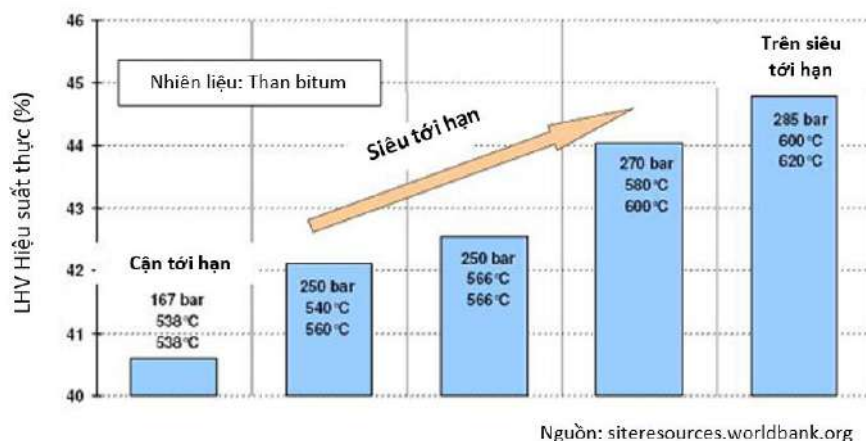
Các thiết bị chính của nhà máy nhiệt điện than bao gồm: lò hơi, tua bin hơi, máy phát điện, bình ngưng, hệ thống nghiền và cấp than, hệ thống cấp nước và gia nhiệt nước cấp, hệ thống làm mát, hệ thống xử lý khí thải (như khử SO_2 , khử NO_x và lọc bụi tĩnh điện), cùng với máy biến áp và hệ thống truyền tải điện. Các thiết bị này phối hợp vận hành để chuyển đổi năng lượng hóa học của than thành điện năng và đảm bảo nhà máy hoạt động ổn định, an toàn.

Công nghệ than phun sử dụng than được nghiền mịn và phun trực tiếp vào buồng đốt của lò hơi để cháy ở nhiệt độ cao (khoảng $1.300\text{-}1.500^\circ\text{C}$). Nhiệt lượng sinh ra được sử dụng để tạo hơi quá nhiệt cung cấp cho tua bin phát điện. Công nghệ này phù hợp với các tổ máy công suất lớn, hiệu suất cao và được sử dụng phổ biến trong các nhà máy nhiệt điện than hiện nay, tuy nhiên yêu cầu chất lượng than tương đối ổn định và cần các hệ thống xử lý khí thải như khử SO_2 , NO_x và lọc bụi.

Các nhà máy nhiệt điện than công nghệ đốt than phun có khả năng vận hành ổn định trong thời gian dài với hệ số công suất cao, phù hợp đảm nhận vai trò nguồn điện nền trong hệ thống điện. Công nghệ lò đốt than phun đã được thương mại hóa rộng rãi, độ tin cậy cao, cho phép vận hành liên tục ở tải định mức trong thời gian dài, góp phần đảm bảo cung cấp điện ổn định và an ninh năng lượng cho hệ thống điện.

Nhìn chung, nhà máy nhiệt điện đốt than phun có 03 loại chính: cận tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn. Ngoài ba loại nhà máy này, còn có nhà máy nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến. Tên gọi của loại nhà máy thể hiện nhiệt độ đầu vào và áp suất của hơi cấp vào tua bin cao áp. Sự khác biệt chính giữa các

nhà máy là hiệu suất, được thể hiện trong Hình 2. Tại Việt Nam, có một số nhà máy cận tới hạn hiện đang hoạt động nhưng Cẩm nang này tập trung vào nhà máy siêu tới hạn và trên siêu tới hạn do dự kiến Việt Nam không có kế hoạch xây dựng thêm nhà máy cận tới hạn mới trong tương lai.



Hình 2: Định nghĩa nhà máy cận tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn (Tài liệu tham khảo 6).
Các định nghĩa này cũng áp dụng cho than anthracite.

Nhà máy cận tới hạn có áp suất hơi thấp hơn 200 bar và nhiệt độ dưới 540°C. Các nhà máy siêu tới hạn và trên siêu tới hạn đều vận hành ở mức trên điểm tới hạn của hơi, áp suất lớn hơn 221 bar (để so sánh, nhà máy cận tới hạn nhìn chung sẽ vận hành ở áp suất khoảng 165 bar). Khi ở mức cao hơn điểm tới hạn của hơi, nước sẽ chuyển từ trạng thái lỏng sang trạng thái hơi mà không sôi – nghĩa là không thấy sự thay đổi trong trạng thái và không đòi hỏi nhiệt hóa hơi. Thiết kế nhà máy siêu tới hạn được áp dụng để cải thiện hiệu suất tổng thể của máy phát. Không có định nghĩa tiêu chuẩn về nhà máy siêu tới hạn so với nhà máy trên siêu tới hạn. Thuật ngữ “trên siêu tới hạn” được sử dụng cho các nhà máy có nhiệt độ hơi khoảng 600°C trở lên (Tài liệu tham khảo 1). Các nhà máy nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến vận hành ở mức nhiệt độ 700-725°C và áp suất 250-350 bar; các nhà máy này cần các vật liệu đốt cải tiến hơn (Tài liệu tham khảo 16).

Đầu vào

Nhiên liệu đầu vào chủ yếu là than, nhưng có thể sử dụng các nhiên liệu khác như viên gỗ ép và khí tự nhiên. Cũng có thể sử dụng dầu nặng làm nhiên liệu khởi động hoặc dự phòng.

Các nhà máy nhiệt điện đốt than thường sử dụng than bột. Than được nghiền thành các hạt nhỏ để tăng bề mặt tiếp xúc và quá trình đốt dễ dàng hơn. Một số nhà máy đốt than hiện hữu có thể xem xét phương án chuyển đổi một phần hoặc chuyển đổi sâu sang nhiên liệu khí (LNG), tùy theo cấu hình lò hơi, tuổi thọ thiết bị và hiệu quả kinh tế-kỹ thuật. Các nhà máy đốt than hiện tại có thể chuyển đổi sang sử dụng khí tự nhiên hoặc khí tự nhiên hóa lỏng (LNG). Khí tự nhiên hoặc LNG giúp cải thiện tính linh hoạt của nhà máy, giảm lượng khí thải CO₂ và có thể giảm chi phí. Ví dụ ở Hoa Kỳ, hơn 2% trong số các nhà máy nhiệt điện than đang hoạt động đã chuyển đổi từ sử dụng than sang khí tự nhiên kể từ năm 2010.

Mức độ chuyển đổi của nhà máy phụ thuộc chủ yếu vào thiết kế của lò hơi. Hơn nữa, các quy định về môi trường cũng có thể dẫn đến những thay đổi thiết kế quan trọng để đáp ứng các yêu cầu về mức phát thải.

Trong một số trường hợp, vôi đốt than có thể được điều chỉnh đơn giản để chuyển sang sử dụng khí tự nhiên nhưng trong các trường hợp khác, cần thay vôi đốt than. Điều này phụ thuộc vào tuổi thọ của thiết bị và các yêu cầu về môi trường. Việc chuyển đổi nhiên liệu có thể làm giảm hiệu suất do quá trình truyền nhiệt khi đốt nhiên liệu mới hoặc với thiết bị đốt được thay thế có sự khác biệt so với thiết kế ban đầu của lò hơi. Tác động phụ thuộc vào hình dạng vật lý của lò hơi, vật liệu cấu tạo, vòng đời còn lại của các bộ phận, công suất hoạt động mong muốn và mức độ ảnh hưởng khi nhiệt độ thay đổi đối với tổ máy tua bin hơi. Ngoài ra, độ ẩm của khí tự nhiên cũng có thể ảnh hưởng đến sự truyền nhiệt (Tài liệu tham khảo 15).

Đầu ra

Điện năng. Điện tự dùng cần cho một nhà máy công suất 500 MW thường ở mức 40-45 MW, và hiệu suất

điện thuần¹ thấp hơn hiệu suất tổng 3,7- 4,3 điểm phần trăm (Tài liệu tham khảo 2). Nhìn chung, tỷ lệ điện tự dùng của các nhà máy nhiệt điện than khoảng 8- 9%.

Công suất điển hình

Nhà máy điện cận tới hạn có thể có công suất từ 30 MW trở lên. Nhà máy điện siêu tới hạn và trên siêu tới hạn có công suất lớn hơn và thường nằm trong khoảng từ 400 MW đến 1500 MW (Tài liệu tham khảo 3).

Khả năng tăng giảm công suất

Nhà máy điện đốt than phun có thể hỗ trợ điều tần sơ cấp và điều tần thứ cấp. Những tổ máy tiên tiến nhìn chung có thể cung cấp 1,5÷5% công suất định mức (tối đa) cho điều chỉnh tần số trong thời gian 30 giây ở mức phụ tải trong khoảng 50- 90% phụ tải định mức.

Việc điều chỉnh mang tải nhanh được thực hiện thông qua sử dụng dự phòng hơi/nước ở mức nhất định trong tổ máy. Điều khiển hỗ trợ phụ tải sẽ hoạt động sau khoảng 5 phút, khi chức năng điều khiển tần số đã sử dụng dự phòng nêu trên. Điều khiển hỗ trợ phụ tải có khả năng duy trì mức tăng phụ tải 5% để đáp ứng tần số và thậm chí tăng thêm tải (nếu chưa đạt phụ tải tối đa) thông qua tăng tải lò hơi.

Điều chỉnh tải âm được thực hiện thông qua phối hợp điều khiển giữa hệ thống cấp nhiên liệu/gió (lò hơi) và hệ thống điều phối hơi (tua bin).

Các nhà máy nhiệt điện than điển hình của Đan Mạch có phụ tải phát thấp nhất là 15-30% và tốc độ điều chỉnh là khoảng 4% phụ tải định mức/phút khi đốt nhiên liệu chính. Những kết quả này đạt được nhờ những cải tiến trong các nhà máy hiện đang hoạt động. Chi phí đầu tư điển hình bao gồm lắp đặt hệ thống tuần hoàn nước lò hơi, điều chỉnh hệ thống đốt, cho phép giảm số lượng máy nghiền than được vận hành, kết hợp với nâng cấp hệ thống điều khiển và có thể bao gồm đào tạo nhân viên nhà máy. (Tài liệu tham khảo 5 và Tài liệu tham khảo 6)

Bảng 1: Ví dụ về những khu vực phù hợp để cải thiện tính linh hoạt (Tài liệu tham khảo 6).

Cải thiện độ linh hoạt vận hành chung	Tổ máy CHP	Tổ máy ngưng hơi
Mở rộng phạm vi vận hành (mở rộng dải công suất phát)	Phụ tải tối thiểu thấp hơn	
	Khả năng quá tải	
Tách sản xuất điện và nhiệt và/hoặc khí nhiệt được sản xuất và khí được sử dụng	Hơi chạy tắt không qua tua bin	
	Tích nhiệt	
	Lò hơi điện và bơm nhiệt	
Chế độ vận hành linh hoạt hơn trong dải công suất	Cải thiện tốc độ điều chỉnh và điều chỉnh công suất nhanh	
	Khởi động/dừng nhà máy nhanh hơn/rẻ hơn	

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

¹ Đối với một nhà máy điện, hiệu suất điện tổng được định nghĩa là công suất điện chia cho mức tiêu thụ nhiên liệu còn hiệu suất điện thuần được định nghĩa là công suất điện trừ đi nhu cầu điện tự dùng, chia cho mức tiêu thụ nhiên liệu. Xem Phụ lục 1 về định nghĩa các loại hiệu suất.

- Là công nghệ truyền thống và đã phát triển chín muồi.
- Hiệu suất không bị giảm nhiều ở chế độ non tải so với đầy tải như với tua bin khí chu trình hỗn hợp.
- Có khả năng vận hành ổn định và đáp ứng phụ tải nền.

Nhược điểm:

- Nhà máy điện đốt than nếu không kiểm soát ô nhiễm sẽ phát thải hàm lượng cao NO_x , SO_2 và bụi (PM), kéo theo chi phí xã hội cao liên quan đến các vấn đề sức khỏe. Theo một vài nghiên cứu, ô nhiễm không khí từ các nhà máy nhiệt điện than là nguyên nhân gây ra hàng nghìn ca tử vong sớm mỗi năm trên toàn cầu.
- Đốt than gây ra phát thải CO_2 với hàm lượng khá cao
- Nhà máy điện đốt than sử dụng chu trình hơi nước tiên tiến (siêu tới hạn) có cùng độ linh hoạt về nhiên liệu như công nghệ lò hơi truyền thống. Tuy nhiên, các nhà máy siêu tới hạn có yêu cầu cao hơn về chất lượng nhiên liệu. Dầu nặng giá rẻ không thể đốt được vì có những chất như vanadium, trừ phi nhiệt độ hơi (và kéo theo hiệu suất) giảm xuống, và nhiên liệu sinh khối có thể gây ăn mòn và đóng cặn, nếu không được xử lý đúng cách.
- So với những công nghệ khác như tua bin khí hoặc thủy điện, nhà máy nhiệt điện than có tốc độ điều chỉnh công suất thấp hơn, vận hành phức tạp hơn và đòi hỏi số lượng nhân công lớn.
- Sử dụng nước sông hoặc nước biển để làm mát có thể làm thay đổi môi trường nước tại địa phương.

Yêu cầu không gian

Diện tích đất cần thiết cho các nhà máy nhiệt điện than dao động trong khoảng 80–100 ha.

Tiêu thụ nước

Các nhà máy điện đốt than phun cần một lượng lớn nước khử khoáng để tạo ra hơi nước ở áp suất và nhiệt độ cao. Nước sử dụng phải có độ tinh khiết rất cao nhằm tránh hình thành các cặn khoáng có thể gây hư hại cho tua bin và lò hơi.

Ngoài ra, các nhà máy điện than phun còn cần lượng nước đáng kể cho mục đích làm mát, chủ yếu tại bình ngưng. Mức tiêu thụ nước chủ yếu phát sinh do tổn thất bay hơi trong hệ thống làm mát, và các tổn thất này có thể là rất lớn.

Môi trường

Đốt than tạo ra các sản phẩm CO_2 , CO, H_2O , SO_2 , NO_2 , NO và bụi (PM). CO, NO_x và SO_2 là các chất làm tổn hại não và phổi, gây ra đau đầu, khó thở, và trường hợp xấu nhất là tử vong. CO_2 gây ra tình trạng ấm lên toàn cầu và do đó làm biến đổi khí hậu (Tài liệu tham khảo 3).

Có thể thực hiện sử dụng bộ lọc NO_x và SO_2 . Các công nghệ và chi phí nhằm giảm ô nhiễm môi trường được mô tả trong phần dưới đây (“Các công nghệ giảm thiểu ô nhiễm”).

Tất cả các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam phải đảm bảo mức phát thải nằm trong giới hạn cho phép như được quy định trong:

- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí thải công nghiệp (QCVN 19:2024/BTNMT)
- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng không khí xung quanh (QCVN 05:2023/BTNMT)

Nếu không áp dụng giải pháp kỹ thuật để kiểm soát phát thải thì khối lượng chất gây ô nhiễm như bụi, SO_2 , NO_x và CO_2 sẽ vượt quá giới hạn cho phép. Do đó, các nhà máy nhiệt điện than ở Việt Nam hiện đang sử dụng những bộ lọc phát thải để duy trì phát thải trong mức cho phép, bao gồm:

- Thiết bị khử bụi tĩnh điện (ESP): Lọc tro bụi từ khói thải
- Thiết bị khử lưu huỳnh trong khói thải (FGD): Làm giảm SO_2 (Một số nhà máy nhiệt điện cũ như Phả Lại 1 và Ninh Bình chưa áp dụng giải pháp này)
- Khử chọn lọc có dùng xúc tác (SCR): Làm giảm NO_x (Các nhà máy nhiệt điện sử dụng lò hơi tăng sôi tuần hoàn không áp dụng giải pháp này)
- Ngoài ra, cần lắp đặt trên các ống khói của nhà máy hệ thống giám sát phát thải liên tục (CEMS).

Việc làm

Nhìn chung, một nhà máy nhiệt điện than có công suất 1.200 MW trung bình cần 2.000-2.500 nhân công trong giai đoạn xây dựng và sau đó là 300-900 nhân công làm việc liên tục cho công việc vận hành và bảo dưỡng (không bao gồm công nhân khai mỏ).

Nghiên cứu và phát triển

Công nghệ nhiệt điện than siêu tới hạn truyền thống có nền tảng phát triển tốt và do đó dự kiến sẽ không có những cải tiến công nghệ lớn (Loại 4). Phạm vi cải tiến chu trình nhiệt động học là rất hạn chế. Nhiều khả năng việc áp dụng các vật liệu mới sẽ cho phép áp suất và nhiệt độ cao hơn trong lò hơi và do đó đạt hiệu suất cao hơn, tuy vậy chi phí bỏ ra để thực hiện sẽ khá cao (Tài liệu tham khảo 4).

Xem Tài liệu tham khảo 5, 6 và 8 về tăng cường tính linh hoạt của nhà máy.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy nhiệt điện than cận tới hạn: Nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh (Tài liệu tham khảo 9).

Nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh nằm ở phường Cao Xanh, tỉnh Quảng Ninh, với tổng công suất là 4x300 MW, được phát triển theo 2 giai đoạn: Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh 1 (2x300 MW) đi vào vận hành từ tháng 3/2011 và năm 2012; nhà máy Quảng Ninh 2 (2x300 MW) đi vào vận hành từ năm 2013 và 2014. Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh là nhà máy điện đốt than phun, sử dụng lò hơi cận tới hạn có thông số hơi quá nhiệt là: 174 kg/cm² (tương đương 170 bar) và 541°C. Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy là 8,5% (tối đa 25,5 MW/tổ máy), hiệu suất danh định (thuần) ở nhiệt trị thấp (LHV) là 38%. Hiệu suất trung bình năm là 35,5%. Nhiên liệu chính là than antraxit từ mỏ Hòn Gai, Cẩm Phả; lượng than tiêu thụ hàng năm khoảng 3 triệu tấn/năm (cho cả nhà máy với công suất 1200 MW). Nhiên liệu phụ là dầu nhiên liệu, được sử dụng để khởi động lò hơi và khi phụ tải thấp hơn 77% phụ tải định mức. Với việc áp dụng giải pháp giảm NO_x trong buồng đốt, phát thải NO_x của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh ở mức dưới 750 mg/Nm³, hàm lượng SO₂ và bụi (PM_{2.5}) lần lượt không vượt quá 400 và 150 mg/Nm³. Theo số liệu đo thực tế, phát thải NO_x, SO₂ và PM_{2.5} của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh lần lượt là 700 mg/Nm³, 394 mg/Nm³, và 136 mg/Nm³. Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh có tốc độ tăng giảm công suất là 1%/phút, thời gian khởi động ấm và khởi động lạnh lần lượt là 11 giờ và 15 giờ.

Chi phí vốn đầu tư của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh là 1,47 tỷ USD (tỷ giá quy đổi năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuê và tiền lãi trong thời gian xây dựng nhà máy), tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 1,22 triệu USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (bao gồm những chi phí nêu trên) là 1,61 tỷ USD, tương ứng với 1,34 triệu USD/MW_e. Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định là 41,55 USD/kW_e/năm và chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi là 1,06 USD/MWh.

Nhà máy nhiệt điện than cận tới hạn Hải Phòng: (Tài liệu tham khảo 10)

Nhà máy nhiệt điện than Hải Phòng nằm ở phường Nam Triệu, thành phố Hải Phòng, có tổng công suất là 1.200 MW, gồm 4 tổ máy công suất 300 MW. Nhà máy điện Hải Phòng 1 (2x300 MW) bắt đầu vận hành từ năm 2009/2010, nhà máy điện Hải Phòng 2 (2x300 MW) bắt đầu vận hành từ năm 2013/2014. Nhà máy đốt than phun sử dụng lò hơi cận tới hạn (thông số hơi quá nhiệt là 175 kg/cm² và 541°C). Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy là 8,7% và hiệu suất điện thuần ở nhiệt trị thấp là 38%. Nhiên liệu chính của nhà máy là than antraxit từ mỏ than Hồng Gai – Cẩm Phả và nhiên liệu phụ là dầu FO. Theo báo cáo thiết kế kỹ thuật, phát thải PM_{2.5}, SO₂ và NO_x của các nhà máy này lần lượt tương ứng là 35,8 mg/Nm³, 315,1 mg/Nm³ và 546,5 mg/Nm³. Vốn đầu tư là 1,37 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuê và tiền lãi trong thời gian xây dựng nhà máy), tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 1,14 triệu USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (bao gồm những chi phí nêu trên) là 1,59 tỷ USD, tương ứng với 1,32 triệu USD/MW. Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định là 47,3 USD/kW_e/năm và chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi là 1,14 USD/MWh.

Nhà máy nhiệt điện siêu tới hạn: Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 (Tài liệu tham khảo 11)

Thông tin chung: Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 nằm trong Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân, xã Vĩnh Hảo tỉnh Lâm Đồng. Công suất đặt của nhà máy là 1200 MW, bao gồm 2 tổ máy mỗi tổ 600 MW. Nhà máy bắt đầu xây dựng từ tháng 3/2014, tổ máy đầu tiên được hoàn thành đưa vào vận hành thương mại vào tháng 12/2017 và tổ máy thứ hai hoàn thành đưa vào vận hành thương mại vào tháng 3/2018.

Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 đốt than phun và là nhà máy nhiệt điện than đầu tiên của Việt Nam sử dụng lò hơi siêu tới hạn, có tải sấy, với thông số hơi chính: lưu lượng hơi 1.730,3 tấn/giờ; áp suất hơi chính 251,04 bar; nhiệt độ hơi quá nhiệt 569,8°C; nhiệt độ hơi tái sấy 594,4°C. Hiệu suất điện thuần của nhà máy (danh định) là 39,8% (nhiệt trị thấp). Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 sử dụng nhiên liệu chính là than sub-bitum (70%) và bitum (30%) nhập khẩu từ Indonesia và Úc. Tiêu thụ nhiên liệu hàng năm gần 3,36 triệu tấn/năm. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt lò ở phụ tải thấp. Theo dữ liệu quan trắc tự động trong 6 tháng đầu năm 2020, giá trị phát thải NO_x là 249 mg/Nm³, phát thải SO₂ là 181 mg/Nm³ và phát thải PM_{2.5} là 27 mg/Nm³. Tuy nhiên, kiểm tra hiệu suất vận hành không cung cấp kết quả đại diện cho các mức phát thải. Các đặc tính vận hành của nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 bao gồm: tốc độ điều chỉnh công suất 2÷3%/phút, phụ tải tối thiểu là 40% của phụ tải định mức (mức thấp nhất không cần đốt kèm dầu), thời gian khởi động ấm ≤ 6,33 giờ và thời gian khởi động lạnh là ≤ 9,17 giờ.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 là 1,66 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng nhà máy), tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 1,38 triệu USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (bao gồm cả những chi phí nêu trên) là 1,79 tỷ USD, tương ứng với 1,49 triệu USD/MW. Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định là 39,47 USD/kW_e/năm và chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi là 1,01 USD/MWh.

Dự án cập nhật: Công nghệ siêu tới hạn: Dự án Vĩnh Tân 4 mở rộng (Tài liệu tham khảo 12)

Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 mở rộng thuộc Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân, xã Vĩnh Hảo, tỉnh Lâm Đồng. Nhà máy gồm 1 tổ máy công suất 600 MW, được khởi công xây dựng vào tháng 4/2016 và hoàn thành đưa vào vận hành thương mại vào tháng 10/2019.

Nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 4 mở rộng sử dụng công nghệ đốt than phun với một lò hơi siêu tới hạn. Các thông số hơi chính: áp suất hơi chính 251,0 bar, nhiệt độ hơi quá nhiệt 569,8°C, nhiệt độ hơi tái sấy 594,4°C. Hiệu suất điện năng thuần của nhà máy (danh định) là 39,8% (nhiệt trị thấp).

Nhiên liệu chính của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 4 mở rộng là than Sub-Bitum (70%) và Bitum (30%) nhập khẩu từ Indonesia và Úc. Mức tiêu thụ nhiên liệu khoảng 1,68 triệu tấn/năm theo công suất thiết kế. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt cháy ở mức tải thấp. Theo số liệu quan trắc tự động 6 tháng đầu năm 2020, mức phát thải NO_x là 103 mg/Nm³, SO₂ là 93 mg/Nm³ và phát thải PM_{2.5} là 11 mg/Nm³.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 4 là 921 triệu USD (giá quy đổi năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương đương mức đầu tư danh nghĩa 1,54 triệu USD/MW_e. Tổng chi phí vốn (bao gồm cả những chi phí nêu trên) là 1035 triệu USD, tương ứng với 1,73 triệu USD/MW.

Dự án cập nhật: Siêu tới hạn: Vĩnh Tân 1 (Tài liệu tham khảo 11)

Thông tin chung: Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân I thuộc Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân, xã Vĩnh Hảo, tỉnh Lâm Đồng. Công suất đặt của nhà máy là 1.200 MW, gồm 2 tổ máy 600 MW. Nhà máy được khởi công xây dựng từ tháng 7/2015 và vận hành thương mại từ tháng 11/2018.

Nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 1 đốt than phun và sử dụng lò hơi siêu tới hạn, với thông số hơi quá nhiệt: áp suất 24,2 MPa (~ 242 bar) và nhiệt độ 566°C. Hiệu suất điện thuần của nhà máy (danh định) là 39,2% (nhiệt trị thấp). Vĩnh Tân 1 là nhà máy nhiệt điện than đầu tiên tại Việt Nam áp dụng công nghệ lò hơi siêu tới hạn hình chữ W, sử dụng than antraxit trong nước. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt lò ở mức tải thấp. Theo dữ liệu do nhà máy điện cung cấp, mức phát thải NO_x là 235 mg/Nm³, phát thải SO₂ là 29 mg/Nm³ và phát thải PM_{2.5} là 21 mg/Nm³. Đặc điểm vận hành của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 1 là: Tốc độ tăng giảm công suất 1%/phút, phụ tải tối thiểu là 60% so với mức đầy tải (mức tối thiểu không cần đốt kèm dầu), thời gian khởi động ấm và khởi động lạnh lần lượt là 2,25 giờ và 12,75 giờ.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 1 là 1,88 tỷ USD (quy đổi theo giá USD 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương ứng với mức đầu tư danh nghĩa là 1,52 triệu USD/MW_e. Tổng chi phí vốn (bao gồm cả những chi phí nêu trên) là 2,03 tỷ USD, tương ứng với 1,66 triệu USD/MW. Chi phí vận hành và bảo trì cố định là 35 USD/kW_e/năm và chi phí vận hành và bảo trì biến đổi là 1,20 USD/MWh.

Ước tính số liệu

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Nhiệt điện than siêu tới hạn						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		1,81	1,79		1,75	1,72
Cẩm nang công nghệ - Colombia 2025		1,85	1,83			1,75
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024			1,64			1,58
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	1,85		1,84			1,80
IEA WEO 2025 - Ấn Độ*		1,20		1,2		1,2
IEA WEO 2025 – Trung Quốc*		0,7		0,7		0,7
*Kịch bản chính sách hiện hành						

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Nhiệt điện than trên siêu tới hạn						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		2,01	1,99		1,95	1,91
Cẩm nang công nghệ - Colombia 2025						
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024		1,83	1,77			1,72
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	2,06		2,04			2,03
IEA WEO 2025 - Ấn Độ*		1,40		1,4		1,4
IEA WEO 2025 – Trung Quốc*		0,8		0,8		0,8
*Kịch bản chính sách hiện hành						

Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này chủ yếu được trích dẫn từ Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch “Số liệu công nghệ về các nhà máy điện - Phát điện và phát nhiệt tập trung, Tích trữ năng lượng và Phát và chuyển đổi chất mang năng lượng”.

[1] IEA và NEA, “Dự báo chi phí phát điện”, 2015.

[2] Cục Năng lượng Đan Mạch, “Số liệu công nghệ về các nhà máy điện - Phát điện và phát nhiệt tập trung, tích trữ năng lượng và Phát và chuyển đổi chất mang năng lượng”, 2018.

[3] Nag, “Kỹ thuật nhà máy điện”, 2009.

[4] Mott MacDonald, “Cập nhật chi phí phát điện của Vương quốc Anh”, 2010.

[5] Cục Năng lượng Đan Mạch, “Tích trữ năng lượng trong hệ thống điện – Kinh nghiệm của Đan Mạch và Châu Âu”, 2015. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/flexibility_in_the_power_system_v23-Iri.pdf, Truy cập ngày 09/09/2018.

[6] Độ linh hoạt trong nhà máy nhiệt điện, ấn phẩm của chương trình Năng lượng Sạch. Kế hoạch cấp bộ, 2018. http://www.ea-energianalyse.dk/reports/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf, Truy cập ngày 09/09/2018.

[7] Các nhà máy nhiệt điện linh hoạt, ấn phẩm trong khuôn khổ chương trình Clean Energy Ministerial, năm 2018. http://www.ea-energianalyse.dk/reports/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf.

[8] Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh.

[9] Angora Energiewende, Prognos và Fichtner, “Độ linh hoạt trong các nhà máy nhiệt điện. Tập trung vào những nhà máy nhiệt điện than hiện đang hoạt động”, 2017.

[10] EVNPECC1, “Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh”, 2004.

[11] Viện Năng lượng, “Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Hải Phòng”, 2006.

[12] EVNPECC2, “Báo cáo nghiên cứu khả thi nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 - 1200 MW”, 2013.

[13] EVNPECC3, “Báo cáo nghiên cứu khả thi nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 mở rộng”, 2014.

[14] Munawar, M. E. (2018); Bài đánh giá: Những ảnh hưởng đến sức khỏe con người và môi trường của các chất thải tạo ra trong và sau quá trình đốt than. Tập chí Khai khoáng bền vững. Tập 17, Phát hành lần 2, 2018, Trang 87-96. Truy cập mở.

[15] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, “Chuyển đổi nhà máy điện than sang điện khí tại Hoa Kỳ”, 2020.

[16] Trung tâm Than sạch của IEA, “Hiện trạng công nghệ than phun trên siêu tới hạn cải tiến”, 2013.

[17] Cơ quan Năng lượng quốc tế, “Triển vọng Năng lượng thế giới”, 2016.

[18] Số liệu kỹ thuật, vận hành, chi phí được thu thập từ các nhà máy, báo cáo thiết kế cơ sở (TKCS)/thiết kế kỹ thuật (TKKT), website dự án, cơ quan điều độ hệ thống điện. Số liệu phát thải lấy từ báo cáo đo lường khí thải, số liệu quan trắc tự động, báo cáo TKCS/TKKT.

[19] Strata. (2017). Dấu chân năng lượng: Sử dụng đất trong sản xuất điện tại Hoa Kỳ.

Các bảng số liệu

Các bảng dưới đây cung cấp các dữ liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được tính bằng USD, giá năm 2025. Phân giải thích và định nghĩa các thông số trong bảng được cung cấp trong Phụ lục 1. Mức độ không chắc chắn thể hiện sự thay đổi của giá trị thông số.

Nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	600	600	600	600	300	800	300	800		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1200	1200	1200	1200	300	1800	300	1800		1
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	37,7	38,8	39,4	39,9	33,0	40,0	35,0	42,0		1, 5, 6
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	36,7	37,8	38,3	38,9	33,0	40,0	35,0	42,0		1, 6
Ngừng máy cưỡng bức	%	7	6	5	3	5	15	2	7	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch	%	13,5	9,6	7,7	5,8	5,8	15,4	3,8	7,7	A	1
Ti lệ tự dừng	%	6	6	6	6	5	8	5	8		
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng	năm	3,75	3	3	3	3	5	3	4	A	1
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	1,85	1,85	1,85	1,85	1,00	2,75	1,00	2,75		6
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	2	4	4	4	1	4	3	4	B	1
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	50	25	22,5	20	25	75	10	30	A	1
Thời gian khởi động ấm	Giờ	6	4	4	4	2	8,5	2	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	10	12	12	12	6	15	6	12	B	1
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	6	6	6	6	-	-	-	-		7
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	4	4	4	4	-	-	-	-		7
Môi trường											
PM 2.5	mg/Nm³	70	70	70	70	50	150	20	100	E	2, 3
SO₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	86	86	86	95	73	95	73	95		2, 3
NOₓ	g/GJ_i	115	113	76	38	115	263	38	263	C	2, 3
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	1,81	1,79	1,75	1,72	1,35	2,44	1,29	2,15	D, F, G, H	1, 5, 6
- Ti lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Ti lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e /năm	49.301	48.810	47.843	46.895	36.976	66.557	35.171	58.618	F, H	1, 5, 6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	1,40	1,40	1,39	1,36	1,05	1,89	1,02	1,70	F, H	1, 6
Chi phí khởi động	USD/MW_e /lần	125	65	65	65	94	169	49	81	F, H	1, 4, 6

Nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	1870	1870	1870	1870	-	-	-	-	I, J	8, 9, 10, 11

- Ghi chú:**
- A Giả định cải thiện dần dần để đạt tiêu chuẩn quốc tế vào năm 2050.
 - B Giả định không có sự cải thiện về năng lực quản lý/điều tiết.
 - C Được tính toán từ mức tối đa 750 mg/Nm³ sang đơn vị g/GJ (hệ số quy đổi 0,35 theo Pollution Prevention and Abatement Handbook, 1998).
 - D Để phản ánh hiệu quả kinh tế theo quy mô, sử dụng một hệ số tỷ lệ, a = 0.8 được giả thiết.
 - E Giới hạn trên của mức độ bất định xuất phát từ quy định quản lý; giới hạn dưới dựa trên các tiêu chuẩn hiện hành của Nhật Bản (năm 2020) và Hàn Quốc (năm 2050).
 - F Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là ±25%.
 - G Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả tại phần Phương pháp luận.
 - H Giả định chi phí giảm 0,2% mỗi năm.
 - I Giả định sử dụng tháp giải nhiệt. Làm mát bằng ao và làm mát tuần hoàn hở thường có mức tiêu thụ nước thấp hơn.
 - J Tùy thuộc vào phương pháp làm mát, mức tiêu thụ nước có thể dao động từ khoảng 10 L/MWh đến khoảng 2.500 L/MWh.

Tài liệu tham khảo:

- 1 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Dữ liệu công nghệ cho ngành điện Indonesia: Danh mục các công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 2 Cơ sở Dữ liệu Nhà máy Điện Thế giới (WEPP) của Viện Dữ liệu Tien ích Platts (UDI)
- 3 Mức phát thải tối đa theo Quy định số 21/2008 của Bộ Môi trường.
- 4 Viện Nghiên cứu Kinh tế Đức (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung – DIW), Về chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ trọng ngày càng tăng của năng lượng tái tạo biến động, 2016.
- 5 IEA, Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới, 2025.
- 6 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang Công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 7 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2022 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Ấn Độ
- 8 Cơ quan Năng lượng Quốc tế (International Energy Agency – IEA), 2016 – Mối liên hệ giữa nước và năng lượng (Water–Energy Nexus)
- 9 Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (National Renewable Energy Laboratory – NREL), 2011 – Tổng quan về các hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành của các công nghệ phát điện
- 10 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ (U.S. Energy Information Administration – EIA), 2024 – Dữ liệu nước làm mát cho các nhà máy nhiệt điện
- 11 Viện Tài nguyên Thế giới (World Resources Institute – WRI), 2020 – Hướng dẫn tính toán lượng nước tiêu thụ gián tiếp gắn với điện năng mua vào

Nhà máy nhiệt điện than trên siêu tới hạn											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	1.000	1.000	1.000	1.000	70 0	1.20 0	70 0	1.20 0		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1.000	1.000	1.000	1.000	70 0	1.20 0	70 0	1.20 0		1
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	42,5	43,8	44,4	45,1	40, 0	45,0	42, 0	47,0		1, 5, 6
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	41,5	42,7	43,4	44,0	40, 0	45,0	42, 0	47,0		1, 6
Ngừng máy cưỡng bức	%	7	6	5	3	5	15	2	7	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch	%	13,5	9,6	7,7	5,8	5,8	15,4	3,8	7,7	A	1
Tỉ lệ tự dừng	%	6	6	6	6	5	8	5	8		
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng	năm	4,33	3	3	3	3	5	3	4	A	1
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		6
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	5	5	5	5	4	5	4	5	B	1
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	30	25	22,5	20	25	50	10	30	A	1
Thời gian khởi động ấm	Giờ	4	4	4	4	2	5	2	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	12	12	12	12	6	15	6	12	B	1
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	-	-	-	-	-	-	-	-		7
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	-	-	-	-	-	-	-	-		7
Môi trường											
PM 2.5	mg/Nm³	70	70	70	70	50	150	20	100	E	2, 3
SO₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	86	86	90	95	73	95	73	95		2, 3
NOₓ	g/GJ_i	152	150	100	38	15 2	263	38	263	C	2, 3
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	2,01	1,99	1,95	1,91	1,5 1	2,72	1,4 3	2,39	D, F, G, H	1, 5, 6
- Tỉ lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	75.31 1	74.56 1	73.08 3	71.63 4	56.483	101.67 0	53.726	89.543	F, H	1, 5, 6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	1,30	1,29	1,26	1,24	0,9 8	1,76	0,9 3	1,55	F, H	1, 6
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	67	67	67	67	50	91	50	84	F, H	1, 4, 6
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	1870	1870	1870	1870	-	-	-	-	I	8, 9, 10, 11

Ghi chú:

- A Giá định cải thiện dần dần để đạt tiêu chuẩn quốc tế vào năm 2050.
B Giá định không có sự cải thiện về năng lực quản lý/điều tiết.

- C Được tính toán từ mức tối đa 750 mg/Nm³ sang đơn vị g/GJ (hệ số quy đổi 0,35 theo Pollution Prevention and Abatement Handbook, 1998).
- D Để phản ánh hiệu quả kinh tế theo quy mô, sử dụng một hệ số tỷ lệ, $a = 0.8$ được giả thiết.
- E Giới hạn trên của mức độ bất định xuất phát từ quy định quản lý; giới hạn dưới dựa trên các tiêu chuẩn hiện hành của Nhật Bản (năm 2020) và Hàn Quốc (năm 2050).
- F Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là $\pm 25\%$.
- G Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả tại phần Phương pháp luận.
- H Giả định chi phí giảm 0,2% mỗi năm.
- I Các khoảng giá trị áp dụng cho than siêu tới hạn cũng có giá trị đối với than siêu siêu tới hạn.

Tài liệu tham khảo

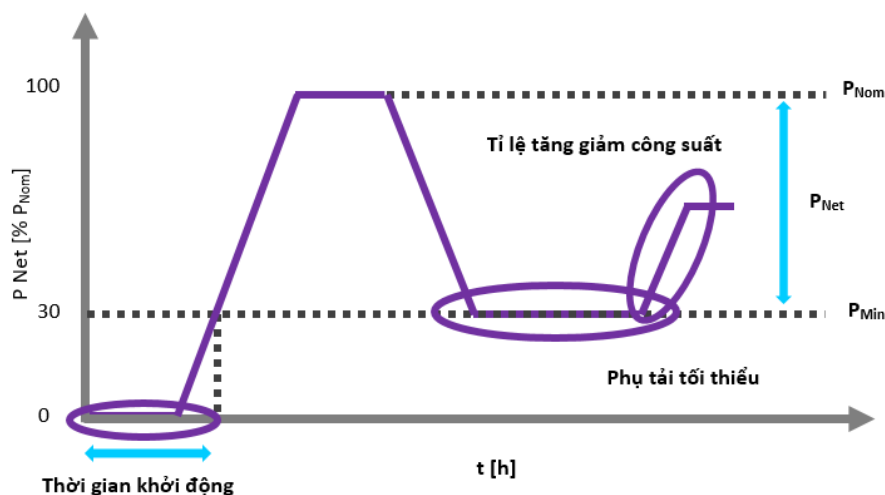
- 1 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Dữ liệu công nghệ cho ngành điện Indonesia: Danh mục các công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 2 Cơ sở Dữ liệu Nhà máy Điện Thế giới (WEPP) của Viện Dữ liệu Tiện ích Platts (UDI)
- 3 Mức phát thải tối đa theo Quy định số 21/2008 của Bộ Môi trường.
- 4 Viện Nghiên cứu Kinh tế Đức (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung – DIW), Về chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ trọng ngày càng tăng của năng lượng tái tạo biến động, 2016.
- 5 IEA, Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới, 2025.
- 6 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang Công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 7 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2022 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Ấn Độ
- 8 Cơ quan Năng lượng Quốc tế (International Energy Agency – IEA), 2016 – Mối liên hệ giữa nước và năng lượng (Water–Energy Nexus)
- 9 Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (National Renewable Energy Laboratory – NREL), 2011 – Tổng quan về các hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành của các công nghệ phát điện
- 10 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ (U.S. Energy Information Administration – EIA), 2024 – Dữ liệu nước làm mát cho các nhà máy nhiệt điện
- 11 Viện Tài nguyên Thế giới (World Resources Institute – WRI), 2020 – Hướng dẫn tính toán lượng nước tiêu thụ gián tiếp gắn với điện năng mua vào

1.1. Tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than

Với sự gia tăng của các nguồn điện có tính chất biến động như điện mặt trời và gió, các nhà máy nhiệt điện than cần phải linh hoạt hơn để cân bằng lưới điện. Trong hệ thống điện Việt Nam, việc nâng cao tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện sẽ ngày càng đóng vai trò quan trọng trong việc tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi. Hiện nay, Việt Nam đã tích hợp tỷ trọng đáng kể điện mặt trời và điện gió và dự kiến sẽ tiếp tục phát triển mạnh theo Quy hoạch Điện mới nhất. Vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện than có thể hỗ trợ cân bằng hệ thống trong các giai đoạn có sản lượng năng lượng tái tạo cao.

Các thông số chính liên quan đến tính linh hoạt của một nhà máy nhiệt điện bao gồm:

- Phụ tải tối thiểu ($P_{\min}$): Công suất tối thiểu hoặc thấp nhất mà nhà máy có thể phát ổn định.
- Phụ tải tối đa ($P_{\max}$): Công suất danh định của nhà máy.
- Thời gian khởi động: Thời gian từ khi bắt đầu vận hành nhà máy đến khi phát điện ở mức phụ tải tối thiểu. Có ba hình thức khởi động: khởi động nóng là khi nhà máy đã ngừng vận hành dưới 8 giờ, khởi động ấm là khi nhà máy không vận hành trong khoảng thời gian từ 8 đến 48 giờ và khởi động lạnh là khi nhà máy ngừng vận hành trong giai đoạn hơn 48 giờ.
- Tốc độ tăng giảm công suất: Là sự thay đổi trong công suất hiệu dụng của nhà máy trên một đơn vị thời gian. Thông thường, đơn vị của tốc độ tăng giảm công suất là MW/phút hoặc tỷ lệ phần trăm của phụ tải danh định trên phút. Thông thường người ta sử dụng thuật ngữ tốc độ tăng công suất để thể hiện mức tăng trong công suất và tốc độ giảm công suất để thể hiện mức giảm trong công suất.
- Thời gian vận hành tối thiểu và thời gian ngừng máy tối thiểu: Thời gian vận hành tối thiểu là thời gian tối thiểu mà nhà máy phải ở trạng thái vận hành sau khi bắt đầu chạy. Thời gian ngừng máy tối thiểu là thời gian tối thiểu để nhà máy trở lại trạng thái vận hành sau khi ngừng máy.



Hình 3: Các thông số chính về độ linh hoạt của nhà máy điện [3].

Các thông số này thể hiện các đặc tính vận hành quan trọng của nhà máy nhiệt điện. Vì vậy, để nhà máy nhiệt điện than hoạt động linh hoạt hơn, lý tưởng nhất là giảm phụ tải tối thiểu, giảm thời gian khởi động và tăng tỷ lệ tăng giảm công suất. Các thông số này quyết định khả năng của nhà máy nhiệt điện than trong việc bám theo sự thay đổi của nhu cầu hệ thống và sản lượng năng lượng tái tạo. Việc nâng cao tính linh hoạt cho phép các nhà máy nhiệt điện cung cấp các dịch vụ vận hành như điều chỉnh phụ tải (load-following), cung cấp dự phòng và phản ứng nhanh hơn trước các biến động của điện gió và điện mặt trời.

Bảng 2: Các giải pháp lựa chọn để tăng độ linh hoạt của nhà máy nhiệt điện than [2], [4], [5], [13].

Giải pháp	Mục tiêu	Mô tả	Tác động	Hạn chế
Đốt cháy gián tiếp	Phụ tải tối thiểu thấp hơn, tỷ lệ tăng giảm công suất tăng, và hiệu suất	Hệ thống nghiền được ngắt kết nối với hệ thống phụ tải. Cần lắp đặt bunker để chứa than bột giữa máy nghiền than và vòi đốt. Trong giai đoạn phụ tải thấp, có thể sử dụng	Đốt gián tiếp có thể giảm tỷ lệ đốt ổn định tối thiểu. Tỷ lệ đốt và công suất hiệu dụng tỷ lệ thuận với nhau. Khi tỷ lệ đốt giảm, phụ tải tối thiểu cũng sẽ giảm tương đương.	Độ ổn định trong quá trình đốt

Giải pháp	Mục tiêu	Mô tả	Tác động	Hạn chế
	non tải tốt hơn	công suất phụ trợ cho hệ thống nghiền, nhờ đó giảm tổng công suất đưa vào lưới. Ngoài ra, giải pháp này cũng giúp giảm phụ tải tối thiểu trong giai đoạn yêu cầu phụ tải cao vì than cần sử dụng đã được chứa trong bunker và được sử dụng một cách linh hoạt.	Một ưu điểm khác của việc duy trì tỷ lệ đốt ổn định ở mức thấp là có thể giảm nhu cầu nhiên liệu đánh lửa như dầu hoặc khí tới 95 %.	
Chuyển từ chế độ vận hành hai máy nghiền sang một máy	Phụ tải tối thiểu thấp hơn	Chuyển sang chế độ vận hành một máy nghiền dẫn tới vận hành lò hơi với ít giai đoạn đốt hơn. Trong quá trình này, nhiệt sẽ chỉ được xả ở giai đoạn đốt cao nhất, từ đó đảm bảo ổn định vận hành.	Chuyển sang chế độ vận hành một máy nghiền giúp giảm phụ tải tối thiểu xuống còn 12,5% P_{nom} theo thí nghiệm được thực hiện ở các nhà máy nhiệt điện than tại Bexbach và Heilbronn, Đức.	Chu trình hơi – nước
Tối ưu hoá hệ thống điều khiển và nâng cấp thiết kế kỹ thuật của nhà máy	Phụ tải tối thiểu thấp hơn, tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn, thời gian khởi động ngắn hơn	Nâng cấp các hệ thống điều khiển có thể cải thiện độ tin cậy của nhà máy và giúp vận hành các cấu phần khác của nhà máy sát với giới hạn thiết kế.	Việc nâng cấp hệ thống điều khiển và thiết kế kỹ thuật giúp giảm phụ tải tối thiểu từ mức xấp xỉ 67% P_{nom} xuống còn 48% P_{nom} ở hai tổ máy tại nhà máy đốt than lignite ở Đức.	Độ ổn định đốt cháy/ứng suất nhiệt
		Hệ thống phần mềm với khả năng tối ưu hoá linh hoạt các cấu phần chính như lò hơi, giúp giảm thời gian khởi động và tăng tỷ lệ tăng giảm công suất.	Phần mềm hệ thống điều khiển lò hơi đã được xây dựng, cho phép cán bộ vận hành nhà máy lựa chọn giữa các chế độ khởi động dựa trên yêu cầu của thị trường.	
Đốt cháy phụ trợ để duy trì ổn định quá trình đốt trong lò hơi	Phụ tải tối thiểu thấp hơn, tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn	Giải pháp này liên quan đến việc sử dụng nhiên liệu phụ trợ như dầu nặng hoặc khí để ổn định quá trình đốt trong lò hơi. Điều này giúp đảm bảo tỷ lệ cháy ổn định thấp hơn của lò hơi. Đốt cháy phụ trợ cũng có thể được sử dụng để tăng nhanh tỷ lệ đốt, từ đó đạt được tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn.	Vì độ ổn định của quá trình đốt trong lò hơi thường làm hạn chế phụ tải tối thiểu, đốt cháy phụ trợ có thể hỗ trợ giảm phụ tải tối thiểu. Trong dự án nghiên cứu Jänschwalde, các vôi đốt đánh lửa được sử dụng cho đốt cháy phụ trợ dùng than lignite khô, giúp giảm phụ tải tối thiểu từ 36% P_{nom} xuống 26% P_{nom} .	Độ ổn định đốt cháy và thiết kế lò hơi
Khởi động tua bin “mới”	Thời gian khởi động ngắn hơn	Giải pháp này liên quan đến việc khởi động tua bin hơi khi lò hơi tăng công suất thông qua việc cho phép hơi “nguội” đi vào tua bin thật nhanh sau khi ngừng máy.	Phương pháp này giúp giảm thời gian khởi động 15 phút.	Thiết kế tua bin
Những cấu phần có kết cấu thành mỏng/thiết kế tua bin đặc biệt	Thời gian khởi động ngắn hơn, tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn	Sử dụng thép bậc cao, có thể xây dựng các cấu phần có kết cấu thành mỏng để đảm bảo thời gian khởi động ngắn hơn và tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn so với các cấu phần có thành dày truyền thống.	Chưa xác định.	Ứng suất nhiệt và cơ
Lưu trữ nhiệt để gia nhiệt nước cấp	Phụ tải tối thiểu thấp hơn	Nước cấp có thể hấp thụ nhiệt từ tua bin hơi, làm giảm công suất hiệu dụng. Nhiệt trong nước cấp có thể được xả để tăng công suất hiệu dụng trong các giai đoạn có nhu cầu cao.	Sử dụng hệ thống lưu trữ nước nóng vận hành 2–8 giờ có thể giúp giảm phụ tải tối thiểu 5–10%, và trong quá trình xả, hệ thống nước nóng có thể được sử dụng để tăng công suất hiệu dụng lên 5% mà không cần tăng tỷ lệ đốt.	

Giải pháp	Mục tiêu	Mô tả	Tác động	Hạn chế
Bypass tua bin lò hơi	Giảm thời gian khởi động, tăng tốc độ tăng/giảm tải	Sử dụng các hệ thống bypass hơi nước ở các giai đoạn khác nhau của tua bin để điều chỉnh nhanh chóng lưu lượng hơi nước qua tua bin, từ đó thay đổi công suất phát điện.	Giảm thời gian khởi động 5%, tăng ramp rate thêm 5%P _{nom} /phút.	

Điều quan trọng cần lưu ý là mặc dù tính linh hoạt được cải thiện có thể cho phép vận hành nhà máy tốt hơn, nhưng có một số hạn chế nhất định đối với việc khởi động nhà máy thường xuyên và thay đổi phụ tải nhanh trong quá trình vận hành. Việc vận hành linh hoạt gây ra ứng suất mỗi nhiệt và cơ học của một số bộ phận. Khi kết hợp với sự sụt giảm hiệu suất thông thường của nhà máy, điều này có thể làm giảm tuổi thọ của một số bộ phận chịu áp suất. Về vấn đề này, bộ phận quan trọng cần được quan tâm hơn cả là hệ thống lò hơi và tua bin hơi [5]. Như trình bày trong Bảng 4, việc vận hành ở mức tải thấp và thay đổi công suất thường xuyên có thể làm giảm hiệu suất nhiệt và làm tăng suất tiêu hao nhiên liệu riêng, bao gồm cả nhu cầu đốt kèm dầu cùng với than nhằm đảm bảo điều kiện cháy ổn định trong buồng đốt, giảm nguy cơ sự cố của nhà máy khi vận hành ở mức tải tối thiểu. Tuy nhiên, các chương trình thử nghiệm chuyên biệt về vận hành ở mức tải thấp tại các nhà máy điện ở Việt Nam cho thấy mức suy giảm hiệu suất nhỏ hơn mức giảm công suất phát. Điều này có nghĩa là vận hành ở mức tải thấp hơn vẫn giúp giảm tổng tiêu thụ nhiên liệu và lượng phát thải CO₂.

Sự cải thiện tính linh hoạt của nhà máy phụ thuộc vào các yếu tố như tuổi thọ của nhà máy, công nghệ hiện có, loại than và các đặc tính nhiệt động học. Vì vậy, lý tưởng nhất, mức độ cải thiện cần được tính toán theo từng trường hợp cụ thể. Tuy nhiên, nhiều nghiên cứu và dự án đã được thực hiện trên khắp thế giới để đo lường mức độ cải thiện về tính linh hoạt của nhà máy. Bảng dưới đây trình bày tóm tắt và so sánh về khả năng cải thiện các thông số liên quan đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng than cứng trước và sau khi cải thiện độ linh hoạt.

Bảng 3: So sánh các thông số về độ linh hoạt trước và sau khi áp dụng giải pháp tăng cường độ linh hoạt trong nhà máy nhiệt điện than cứng [2], [4]

Các thông số về độ linh hoạt	Nhà máy trung bình	Sau quá trình cải thiện độ linh hoạt
Thời gian khởi động (giờ)	2 - 10	1,3 - 6
Chi phí khởi động (USD/MW khởi động tức thời)	> 100	>100
Phụ tải tối thiểu (% P _{nom})	25 - 40%	10 - 20%
Hiệu suất (ở mức 100% tải)	43%	43%
Hiệu suất (ở mức 50% tải)	40%	40%
Tỷ lệ tăng giảm công suất trung bình (%P _{nom} /phút)	1,5 - 4%	3 - 6%
Thời gian vận hành tối thiểu (giờ)	48	8
Thời gian ngừng máy tối thiểu (giờ)	48	8

Ước tính chi phí cải tạo độ linh hoạt và hiệu quả tùy theo từng loại công nghệ lò than phổ biến tại Việt Nam được tổng hợp trong bảng sau:

Bảng 4: Tổng hợp ước tính chi phí cải tạo độ linh hoạt và hiệu quả theo công nghệ lò than [13]

Công nghệ lò tăng sôi tuần hoàn CFB, cận tới hạn, sử dụng than antraxit, cám 6-7		
Giải pháp	Ước tính chi phí cho 1 tổ máy 150MW (triệu USD)	Hiệu quả
Lưu trữ nhiệt	0,6	

Nâng cấp hệ thống điều khiển	1,3	Giảm tải tối thiểu từ 60-85% xuống còn ~40-60% công suất đặt tổ máy; Tăng tốc độ tăng giảm tải từ 0,5-1% lên khoảng 6%Pnom/phút; Rút ngắn thời gian khởi động ấm từ 4-6 giờ còn khoảng 3-5 giờ, giảm chi phí khởi động khoảng 30%
Bypass tua bin lò hơi	0,6	
Tổng	2,5	
Công nghệ lò than phun PC, cận tới hạn, đốt than antraxit		
Giải pháp	Ước tính chi phí cho 1 tổ máy 300MW (triệu USD)	Hiệu quả
Lưu trữ nhiệt	1,1	Giảm tải tối thiểu từ 60-80% xuống còn khoảng 40-60% công suất đặt tổ máy; Tăng tốc độ tăng giảm tải từ 0,5-3% lên ~6% Pnom/phút; Rút ngắn thời gian khởi động ấm từ 5-10 giờ còn ~4–8 giờ, giảm chi phí khởi động khoảng 30-35%
Nâng cấp hệ thống điều khiển	3,0	
Bypass tua bin lò hơi	1,0	
Tổng	5,1	
Công nghệ lò than phun PC, đốt than nhập		
Giải pháp	Ước tính chi phí cho 1 tổ máy 600MW (triệu USD)	Hiệu quả
Lưu trữ nhiệt	2,0	Giảm tải tối thiểu từ 35-50% xuống còn ~25-32% công suất đặt tổ máy; Tăng tốc độ tăng giảm tải từ 1-2% lên khoảng 6%Pnom/phút; Rút ngắn thời gian khởi động ấm từ 4-6 giờ còn ~1,5–3 giờ, giảm chi phí khởi động 35%
Nâng cấp hệ thống điều khiển	5,4	
Bypass tua bin lò hơi	2,5	
Chuyển đổi máy nghiền đôi sang đơn	2,5	
Tổng	12,4	

Mặc dù các giải pháp cải tạo nâng cao tính linh hoạt có thể cải thiện khả năng vận hành của các tổ máy nhiệt điện than, chúng cần được xem xét trong bối cảnh rộng hơn của quy hoạch hệ thống điện. Các giải pháp khác như mở rộng lưới điện, lưu trữ điện năng và điều chỉnh phụ tải phía nhu cầu cũng có thể góp phần cân bằng nguồn năng lượng tái tạo biến đổi. Tổ hợp giải pháp tối ưu phụ thuộc vào điều kiện của hệ thống và cần được đánh giá thông qua các mô hình phân tích hệ thống năng lượng chuyên sâu.

1.2. Các công nghệ giảm thiểu ô nhiễm

Ô nhiễm từ quá trình đốt than có thể gây ra các vấn đề về môi trường bao gồm ảnh hưởng đến sức khỏe của con người, giảm tầm nhìn, mưa axit và các vấn đề khác. Do đó, việc hạn chế ô nhiễm không khí từ các nhà máy nhiệt điện than đang ngày càng được quan tâm. Biện pháp kiểm soát phát thải quan trọng nhất liên quan đến phát thải NO_x , phát thải bụi mịn và phát thải lưu huỳnh. Phần dưới đây mô tả các biện pháp kiểm soát đối với từng loại phát thải nêu trên.

Kiểm soát phát thải NO_x

Các ôxit nitơ (NO_x) có thể gây ra các vấn đề về môi trường bao gồm hình thành ozone ở mặt đất, mưa axit, tình trạng axit hóa các hệ sinh thái thủy sinh, thiệt hại tài nguyên rừng, giảm tầm nhìn và hình thành các hạt bụi mịn trong bầu khí quyển. Do đó, cần phải giảm phát thải NO_x .

Trong quá trình đốt, NO_x được tạo ra từ ba cơ chế phản ứng hóa học chính sau:

- 1) NO_x “nhiệt” sinh ra do quá trình ô-xy hóa phân tử nitơ trong không khí khi đốt
- 2) NO_x “nhiên liệu” sinh ra do quá trình ô-xy hóa thành phần nitơ liên kết hóa học có trong nhiên liệu
- 3) NO_x “tức thời” sinh ra do phản ứng giữa phân tử nitơ và các gốc hydrocarbon. *(Tài liệu tham khảo 1)*

Trong quá trình đốt than phun, khoảng 20% NO_x được hình thành do các phản ứng nhiệt. Có thể giảm NO_x nhiệt bằng cách giảm nồng độ ô-xy trong lò đốt hoặc thiết lập nhiệt độ buồng đốt và giảm thời gian lưu của khí thải ở các khu vực nhiệt độ cao trong lò hơi.

Các cơ chế giảm phát thải NO_x có thể bao gồm cả các cơ chế giảm hình thành NO_x trong quá trình đốt (được gọi là các công nghệ kiểm soát phát thải sơ cấp) và các cơ chế chuyển đổi NO_x sang các hợp chất có mức độ nguy hại thấp hơn (được gọi là các công nghệ kiểm soát phát thải thứ cấp), ví dụ như giảm NO_x xuống thành N₂.

Việc hình thành NO_x trên thực tế có thể giảm thiểu bằng cách:

- Tăng quy mô buồng đốt để đạt được đầu vào nhiệt cho trước
- Giảm tốc độ đốt và từ đó giảm nhiệt độ ngọn lửa cao nhất bằng cách sử dụng các buồng đốt thiết kế chuyên dụng (*Tài liệu tham khảo 2*)

Để đạt được điều này, có thể áp dụng các công nghệ sau (*Tài liệu tham khảo 2*):

Lò đốt phát thải thấp NO _x (LNB)	Lò đốt LNB giúp hạn chế hình thành NO _x bằng cách kiểm soát hệ số tỷ lượng hóa học và dải nhiệt độ của quá trình đốt. Việc kiểm soát này đạt được nhờ các đặc điểm thiết kế của buồng đốt giúp điều tiết phân bố khí động lực và hòa trộn nhiên liệu và khí, từ đó đạt được một hoặc một vài điều kiện sau: (1) giảm ô-xy trong buồng đốt sơ cấp, nhằm hạn chế hình thành NO _x nhiệt và NO _x nhiên liệu; (2) giảm nhiệt độ ngọn lửa, nhằm hạn chế hình thành NO _x nhiệt; và (3) giảm thời gian lưu ở nhiệt độ đỉnh, nhằm hạn chế hình thành NO _x nhiệt. LNB có thể giảm 50% trở lên mức phát thải NO _x tại các nhà máy điện mà không cần áp dụng các biện pháp kiểm soát khác. Với các đặc điểm thiết kế được cải tiến hơn, mức giảm này có thể cao hơn.
Sử dụng gió quá nhiệt (OFA)	Công nghệ OFA, còn gọi là đốt theo giai đoạn, là một công nghệ kiểm soát quá trình cháy trong đó một phần trong tổng lượng khí đốt, 5-20%, được điều hướng từ các buồng đốt và phun qua các cổng đặt ở khu vực thấp hơn theo cấp buồng đốt cao nhất. OFA được sử dụng kết hợp với vận hành các buồng đốt ở tỷ lệ khí so với nhiên liệu thấp hơn mức bình thường, từ đó giảm hình thành NO _x . Tỷ lệ giảm NO _x của OFA từ 20% đến hơn 60% tùy theo mức NO _x ban đầu của lò hơi, thiết kế thiết bị đốt nhiên liệu và loại nhiên liệu. OFA cũng có thể được sử dụng kết hợp với các buồng đốt LNB. Việc bổ sung giải pháp OFA cho buồng đốt LNB tại các lò có vòi đốt trên tường lò có thể làm giảm hình thành NO _x thêm 10-25%.

Việc giảm hình thành NO_x trong nhiều trường hợp có thể chưa đủ để đáp ứng các giới hạn phát thải theo quy định pháp luật (QCVN 19:2024/BTNMT, QCVN 05:2023/BTNMT). Hơn nữa, đối với các nhà máy điện hiện hữu, việc xem xét các giải pháp xử lý sau quá trình đốt thường phù hợp hơn, do không cần phải thay đổi đáng kể cấu hình lò hơi. Vì vậy, các công nghệ giảm NO_x trong khí thải thông qua chuyển hóa NO_x ngày càng nhận được sự quan tâm.

Ba công nghệ chính bao gồm:

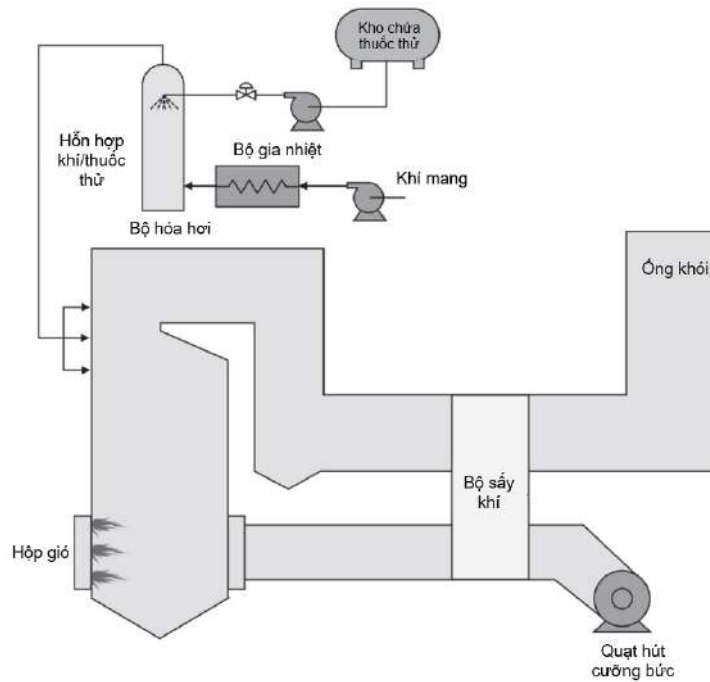
- 1) Nung lại
- 2) Khử chọn lọc không xúc tác (SNCR) và
- 3) Khử chọn lọc có xúc tác (SCR)

Đốt lại:

Tối đa khoảng 25% nhiệt lượng có thể được đốt lại bằng cách phun nhiên liệu thứ cấp vào phía trên vùng cháy chính. Khi đó, một vùng đốt lại giàu nhiên liệu được hình thành với lượng không khí thấp. Trong vùng giàu nhiên liệu này, các hydrocacbon được tạo ra và có thể phản ứng với NO_x để tạo thành xyanua hydro (HCN), axit isoxyanic (HNCO), isoxyanat (NCO) và các hợp chất chứa nitơ khác. Cuối cùng, các hợp chất này được khử thành N₂. Công nghệ đốt lại đã cho thấy khả năng giảm NO_x trên 50% đối với nhiều loại lò hơi đốt than khác nhau.

Khử chọn lọc không xúc tác:

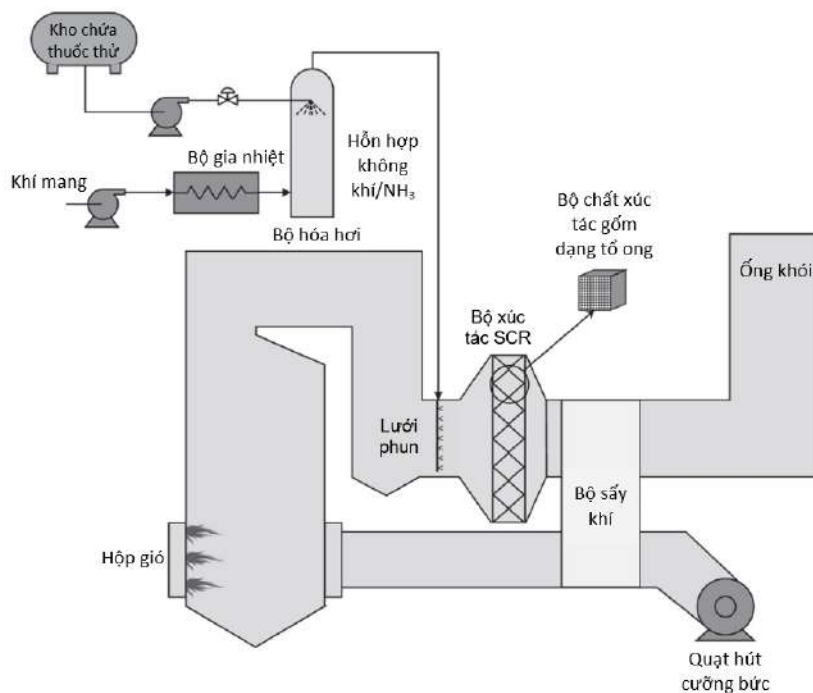
Khử chọn lọc không xúc tác là một công nghệ đã được chứng minh và hiện đang được thương mại hóa rộng rãi. Trong Khử chọn lọc không xúc tác, ammonia (hoặc urê) được phun vào lò đốt phía trên vùng cháy. Ammonia phản ứng với NO_x và khử NO_x thành N₂. Phản ứng này phụ thuộc rất mạnh vào nhiệt độ, do đó ammonia cần được phun vào đúng vị trí trong lò – thường là khu vực phía trên của buồng lò. Phản ứng Khử chọn lọc không xúc tác hoạt động hiệu quả trong khoảng nhiệt độ 980–1150 °C. Ở nhiệt độ cao hơn, một phản ứng khác sẽ xảy ra làm phát sinh NO_x. Vì vậy, việc xác định lượng ammonia bổ sung tối ưu có thể khá phức tạp. Hiệu suất khử NO_x có thể đạt tới 65%. Sơ đồ nguyên lý của công nghệ Khử chọn lọc không xúc tác được thể hiện trong Hình 4. Một hệ thống Khử chọn lọc không xúc tác gồm hai đơn vị vận hành:



Hình 4: Khử chọn lọc không xúc tác (Tài liệu tham khảo 12)

Khử chọn lọc có xúc tác:

Công nghệ Khử chọn lọc có xúc tác yêu cầu lựa chọn xúc tác phù hợp để xúc tiến phản ứng giữa tác nhân khử và NOx trên bề mặt xúc tác (Hình 5). Ưu điểm chính của công nghệ này là nhiệt độ vận hành cần thiết thấp hơn so với phản ứng trong công nghệ Khử chọn lọc không xúc tác. Xúc tác SCR được sử dụng phổ biến nhất là hỗn hợp oxit titan và oxit vanadi. Các hỗn hợp kim loại quý như platin và palladi cũng đã được phát triển trong những năm gần đây, nhưng chưa được sử dụng rộng rãi do chi phí cao. Các tác nhân khử điển hình là urê và ammonia. Công nghệ Khử chọn lọc có xúc tác có thể loại bỏ khoảng 80–90% NOx và thường vận hành ở dải nhiệt độ thấp, khoảng 170–510 °C.



Hình 5: Khử chọn lọc có xúc tác (Tài liệu tham khảo 12)

Bụi PM

Việc đốt than dẫn tới phát thải vật chất dạng hạt trong không khí (PM). Các hạt có thể làm suy giảm tầm nhìn nghiêm trọng và có thể gây tổn hại cho sức khỏe của con người khi tiếp xúc với PM trong không khí xung quanh, bao gồm các vấn đề về hô hấp và tim mạch. Thường có sự phân biệt giữa các hạt bụi mịn, PM_{2.5}, là các hạt có đường kính khí động học thấp hơn hoặc bằng 2,5 μm và các hạt thô có kích thước lớn hơn. Các hạt bụi mịn thường có nguy cơ cao hơn gây ra các vấn đề về sức khỏe do thực tế chúng có thể lơ lửng trong khoảng thời gian dài hơn và có thể xâm nhập sâu hơn vào các lá phổi sau khi hít vào, gây ra các vấn đề về hô hấp (*Tài liệu tham khảo 3*).

Các hạt PM trong không khí có thể được chia thành PM sơ cấp và PM thứ cấp. Hạt PM sơ cấp được thải ra từ quá trình đốt, trong khi hạt PM thứ cấp được hình thành trong bầu khí quyển từ phát thải dạng khí. Do đó phát thải từ các nhà máy nhiệt điện đốt than chủ yếu là PM sơ cấp và chiếm khoảng một nửa phát thải PM. Một số quốc gia đã ban hành quy định kiểm soát phát thải nhằm hạn chế các tác động có hại của ô nhiễm bụi PM. Trong quá trình đốt, PM được hình thành từ một loạt cơ chế. Trong lò nung, ở nhiệt độ cao, tất cả các chất trong than bao gồm các khoáng chất vô cơ bắt đầu bay hơi. Thoát khỏi khu vực ngọn lửa, các khoáng chất bay hơi sẽ ngưng tụ. Trong điều kiện quá bão hòa, các khoáng chất bắt đầu kết tụ lại và tạo thành các hạt có kích thước chỉ bằng vài nanomet, sau đó có thể tiếp tục đông tụ thành các hạt lớn hơn. Sau đó, các hạt trở nên lớn hơn khi các hợp chất khác ngưng tụ trên bề mặt của chúng. Từ đó, các hạt bụi mịn PM giàu thành phần khoáng chất được hình thành.

Nhằm tránh tình trạng ô nhiễm bụi PM, có một số giải pháp kiểm soát phát thải có thể áp dụng. Trong đó, có thể phân biệt các giải pháp kiểm soát trước quá trình đốt và sau quá trình đốt.

Các biện pháp kiểm soát trước quá trình đốt bao gồm:

- **Lựa chọn loại than.** Các loại than khác nhau có thể có sự khác biệt lớn về các đặc tính, bao gồm kích thước của lỗ xốp, thành phần các khoáng chất vô cơ, hình dạng của các chất cụ thể và các đặc tính khác. Do đó, việc lựa chọn loại than dựa trên đặc tính của than có thể ảnh hưởng đến việc hình thành các hạt bụi mịn trong quá trình cháy. Loại than tối ưu phụ thuộc vào quá trình cháy. Phương pháp chung để xác định loại than có thể sử dụng là kiểm tra độ cháy của than trong một lò nung.
- **Sơ chế than.** Kích thước của các hạt than có ảnh hưởng lớn đến việc hình thành các hạt PM. Các hạt than có độ mịn kém hơn khi đốt sẽ sản sinh ra nhiều hạt bụi mịn hơn. Việc sơ chế than nhằm đạt được độ mịn phù hợp có thể làm giảm phát thải hạt PM.
- **Điều chỉnh các điều kiện cháy.** Nhiệt độ cháy, thời gian đốt và tải hơi đều có tác động đến việc hình thành các hạt bụi mịn. Tăng nhiệt độ cháy có thể làm gia tăng sự bay hơi của các khoáng chất chịu lửa như nhôm, sắt và canxi. Các khoáng chất này thường lắng đọng trong tro, tuy nhiên trong điều kiện bay hơi gia tăng, chúng có thể đặc lại, đông tụ và trở thành các hạt bụi mịn PM (*Tài liệu tham khảo 3*).

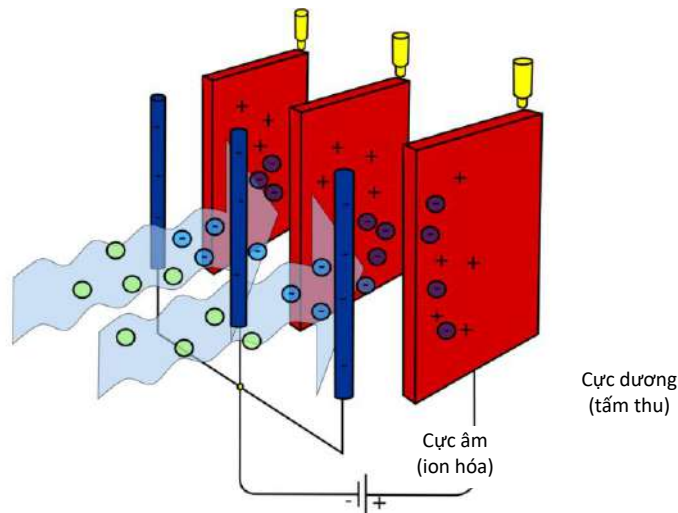
Các biện pháp kiểm soát sau quá trình đốt có thể được bổ sung cho các nhà máy nhiệt điện than đang vận hành. Kiểm soát sau quá trình đốt có thể làm giảm đáng kể phát thải hạt PM. Các biện pháp này bao gồm:

- Bộ lọc bụi tĩnh điện (ESP)
- Bộ lọc túi hoặc bộ lọc vải
- Máy hút bụi bằng khí xoáy (cyclon)
- Bộ lọc ẩm

Bộ lọc bụi tĩnh điện và bộ lọc túi là các công nghệ phổ biến nhất và do đó chỉ có các công nghệ này được mô tả ở đây.

Bộ lọc bụi tĩnh điện

Bộ lọc bụi tĩnh điện là một loại thiết bị lọc hoặc bộ lọc khí khô sử dụng dòng điện tĩnh để loại bỏ các hạt có trong khí thải. Trong bộ lọc bụi tĩnh điện, thông thường các hạt bụi mịn được tích tụ lại qua ba giai đoạn. Ở giai đoạn đầu tiên, các hạt tro thô và bụi mịn có kích thước dưới 1 micromet được thu lại; đến giai đoạn thứ hai các hạt được tích tụ và thu lại bằng cách bổ sung thêm một điện cực đã sạc điện với điện áp xoay chiều hoặc một chiều. Cuối cùng, các hạt có kích thước lớn hơn sẽ được thu lại. Qua bộ lọc bụi tĩnh điện, khí nóng và sạch bụi thoát ra khỏi ống khói nhà máy [4].



Hình 6: Nguyên tắc hoạt động của bộ lọc bụi tĩnh điện (Tài liệu tham khảo 4).

Bộ lọc túi

Bộ lọc vải (còn gọi là bộ lọc túi) là một giải pháp rất hiệu quả để loại bỏ các hạt lơ lửng. Bộ lọc túi có thể loại bỏ gần 100% tất cả các hạt có kích thước từ 1 μm trở lên và phần lớn các hạt có kích thước nhỏ hơn đến 0,01 μm . Bộ lọc túi thường bao gồm một túi hẹp, dài có đường kính khoảng 25cm được treo lơ lửng từ trên xuống. Quạt thổi khí thải từ buồng đốt qua lớp vải đến khu vực đáy, các hạt sau đó được giữ lại ở túi vải còn không khí sạch đi qua bộ lọc. Hạn chế của việc sử dụng bộ lọc túi là nó tạo ra sức cản khá lớn đối với dòng khí, từ đó làm tiêu tốn năng lượng đáng kể cho các quạt. Ngoài ra, bộ lọc túi đòi hỏi nhiệt độ dòng khí thấp hơn nếu muốn kéo dài tuổi thọ của bộ lọc. Điều này làm tiêu tốn thêm năng lượng để làm mát khí (Tài liệu tham khảo 5).

Khử lưu huỳnh

Than có chứa một lượng nhỏ lưu huỳnh dưới dạng hữu cơ và vô cơ, thường nằm trong khoảng 0,5-10% trọng lượng. Khi than được đốt cháy, phần lớn lưu huỳnh được chuyển thành SO_2 và một tỷ lệ nhỏ được chuyển thành SO_3 được thải ra không khí nếu không có biện pháp nào để kiểm soát. Phát thải SO_2 là một trong các nguyên nhân chính gây ra mưa axit, dẫn tới tình trạng axit hóa tài nguyên đất, rừng và nước bề mặt. Trong quá trình khử lưu huỳnh, hàm lượng SO_2 giảm đi trong khí thải từ buồng đốt.

Có ba công nghệ chính để khử lưu huỳnh trong than:

1. Rửa than
2. Lọc ướt
3. Lọc khô

Rửa than

Rửa than là một phương án khử lưu huỳnh trong than trước khi sử dụng. Biện pháp này cũng giúp khử thủy ngân. Nếu nồng độ lưu huỳnh trong than ở mức cao, quy trình rửa than vật lý có hiệu quả trong làm giảm hàm lượng lưu huỳnh, đặc biệt là nếu chúng tồn tại trong than với nồng độ tương đối cao. Mức giảm đạt được phụ thuộc vào than do thành phần của than có thể có sự khác biệt lớn. Các quy trình rửa than được phân theo quy trình rửa vật lý hoặc rửa hóa học, trong đó thông thường rửa vật lý được áp dụng nhiều hơn. Quy trình rửa vật lý có thể được chia thành 04 giai đoạn:

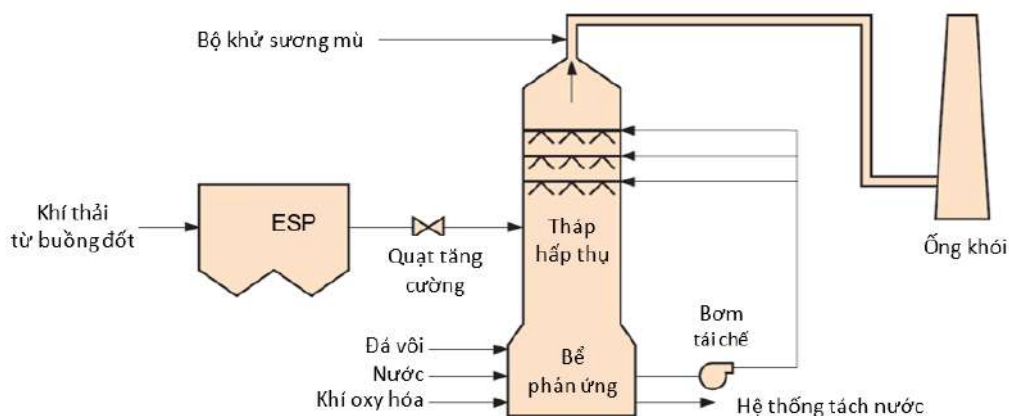
1. Xử lý ban đầu
2. Xử lý than mịn
3. Xử lý than thô
4. Xử lý hoàn thiện

Trước tiên, trong giai đoạn đầu, than được nghiền và phân loại bằng cách sàng lọc. Tiếp theo, trong giai đoạn xử lý than mịn và than thô, một chất lỏng (thường là nước) được giới vào than. Các hạt than nhẹ hơn nổi lên và được tách khỏi phần trên của lớp nền. Các tạp chất nặng hơn được lấy ra khỏi khu vực đáy. Cuối

cùng than phải được sấy khô (Tài liệu tham khảo 8).

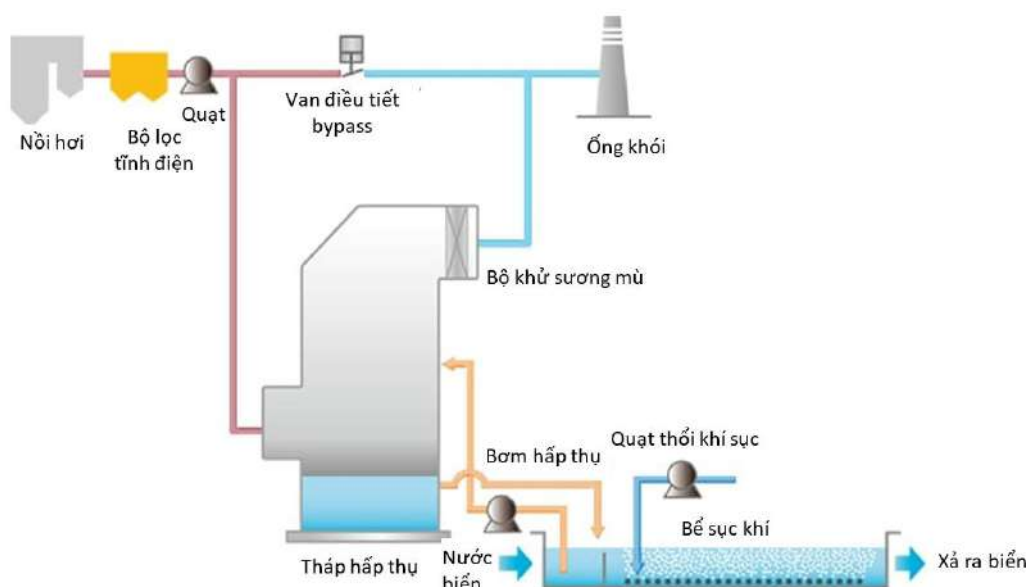
Lọc ướt

Trong các hệ thống lọc ướt, SO_2 được loại bỏ sau quá trình đốt. Khí thải được tiếp xúc với một chất hấp thụ, có thể là một chất lỏng hoặc chất rắn dạng bùn, khi đó SO_2 bị hòa tan hoặc phản ứng với chất hấp thụ. Chất hấp thụ thông thường nhất là đá vôi (canxi carbonat) do chi phí rẻ và có sẵn với lượng lớn. Các chất hấp thụ khác có thể là vôi, magie oxit, ammonia và natri cacbonat. Tỷ lệ khử của các thiết bị lọc ướt dùng đá vôi là 95%-99% đối với SO_2 và khoảng 60% đối với SO_3 . Ngoài việc loại bỏ các hợp chất lưu huỳnh, thiết bị lọc ướt cũng loại bỏ các nhóm chất khác không mong muốn trong khí thải như thủy ngân bị oxy hóa và các hạt bụi. Hình dưới đây minh họa ví dụ về một hệ thống lọc ướt.



Hình 7: Hệ thống lọc ướt (Tài liệu tham khảo 6)

Hệ thống lọc ướt trong Hình 7 là một hệ thống điển hình, trong đó bộ lọc là một tháp phun theo hướng ngược dòng. Bùn đá vôi được bơm vào và phun qua các vòi. Các giọt đá vôi tiếp xúc với khí thải và lưu huỳnh được hấp thụ và phản ứng với đá vôi. Thông qua tháp phun, khí thải được làm nguội do quá trình bay hơi của các giọt nước. Khí thải tiếp tục đi qua tháp, vào bộ khử sương mù, tại đây các giọt đá vôi còn lại bị loại bỏ và khí thải được thải ra không khí. Một phụ phẩm của hệ thống lọc ướt là thạch cao có thể được thu hồi và bán (Tài liệu tham khảo 6).



Hình 8: Quy trình khử lưu huỳnh khí thải bằng nước biển (Tài liệu tham khảo 11)

Ở Việt Nam, nhiều nhà máy nhiệt điện nằm ở gần biển, do đó nước biển thường được sử dụng làm chất hấp

thụ để loại bỏ SO₂. Nước biển thì rẻ và sẵn có nên được coi là một giải pháp khả thi để khử lưu huỳnh. Tuy nhiên, giải pháp này có một số nhược điểm sau:

- So với đá vôi, nước biển có khả năng hấp thụ hơi thấp hơn do độ bão hòa của ôxit lưu huỳnh (SO_x) trong nước biển thấp hơn trong đá vôi.
- Tốc độ dòng chảy cao
- Kích thước thiết bị lớn
- Là chất hấp thụ có tính ăn mòn, ảnh hưởng đến môi trường sinh thái biển (Tài liệu tham khảo 9)

Hiệu suất của việc sử dụng nước biển phụ thuộc vào tốc độ dòng chảy của nước biển. Tốc độ dòng chảy cao cho phép khử được nhiều SO₂. Tuy nhiên, tốc độ dòng chảy cao làm tăng chi phí và do đó dẫn đến việc phải đánh đổi giữa chi phí và hiệu suất. Đối với tốc độ dòng chảy thực tế, hiệu suất thường ở mức 56%-66% (Tài liệu tham khảo 10).

Lọc khô

Quá trình lọc khô bao gồm một chất hấp thụ khô, thường là đá vôi bột khô. Chất hấp thụ cần được nghiền nhỏ thành các hạt mịn (đường kính 20-50 micromet). SO₂ được hấp thụ và giữ lại bằng bộ lọc túi. Sự hấp thụ khí diễn ra khi chất hấp thụ khô được bơm vào không khí cũng như tại các bánh hấp thụ trong bộ lọc. Các hệ thống khử lưu huỳnh khô thường hoạt động với loại than có hàm lượng lưu huỳnh thấp do đòi hỏi sử dụng lượng hóa chất lớn. Tỷ lệ khử lưu huỳnh của các hệ thống khô thường thấp hơn so với các hệ thống ướt, với tỷ lệ ở mức 50-60% (Tài liệu tham khảo 6).

Ước tính số liệu

Dưới đây là tổng hợp các số liệu kinh tế và hiệu suất chính có tính chất đại diện. Các chi phí có thể được bổ sung vào dữ liệu chi phí cho các nhà máy điện đốt than phun không bao gồm các hệ thống này. Cần phải đề cập rằng bên cạnh các công nghệ trên, còn có các công nghệ kết hợp có thể đồng thời loại bỏ các chất ô nhiễm. Các công nghệ này không được mô tả ở đây.

	Hệ thống khử NO _x	Kiểm soát hạt bụi	Khử lưu huỳnh
Loại hệ thống	SCR	Bộ lọc bụi tĩnh điện	Lọc ướt dùng đá vôi
Chi phí đầu tư (triệu USD/MW-e)	0,04-0,05	0,045-0,05	0,28-0,40
Các chi phí cố định bổ sung (USD/MW-e)	6.300-7.700	5.000-6.000	20.000
Tỷ lệ làm sạch (%)	85%-92%	98%-99%	95%-99%
Tiêu thụ điện (MWh/MW-e)		2%-4%	1,2%-1,5% đối với than có hàm lượng lưu huỳnh thấp 1,5%-2,0% đối với than có hàm lượng lưu huỳnh cao
Tài liệu tham khảo	[1]	[4], [7]	[6]

Tài liệu tham khảo

- [1] Goula, M.A., Thitsiriki, M., Bereketidou, O., Latsios, H., “Thiết kế hệ thống và ước tính chi phí cho giải pháp khử NO_x chọn lọc có dùng xúc tác (SCR) trên các lò hơi đốt than”, 2007
- [2] Hall và cộng sự, “Các phương án kiểm soát phát thải oxit nitơ cho các lò hơi đốt than trong nhà máy điện”, 2005.
- [3] Jianyi Lu & Xudan Ren, “Phân tích và thảo luận về sự hình thành và kiểm soát các hạt sơ cấp thải ra từ các nhà máy nhiệt điện than”, 2014.
- [4] Đại học Calgary, “Giáo dục năng lượng – Bộ lọc bụi tĩnh điện”, 2018.
- [5] Britannica, “Kiểm soát ô nhiễm không khí – Kiểm soát các hạt bụi”, 2020.
- [6] Trung tâm Than sạch của IEA, “Các bước tiến trong kiểm soát ô nhiễm đa chất”, 2013.
- [7] Howard, D.B., Thé, J., Soria, R., Fann, N., Schaeffer, R., Saphores, J-D., “Các lợi ích cho sức khỏe và chi phí kiểm soát nhằm thắt chặt các tiêu chuẩn phát thải vật chất dạng hạt đối với các nhà máy nhiệt điện than – Trường hợp của Đông Bắc Brazil”, Tạp chí Môi trường quốc tế 124, 420-430, 2019.
- [8] Cục Bảo vệ Môi trường Hoa Kỳ, “Rửa than – mô tả quy trình”, 1995.
- [9] Nguyen và cộng sự, “Các quá trình khử lưu huỳnh trong khí thải bằng nước biển sử dụng công nghệ tiên tiến: Những tiến bộ cập nhật”, MDPI Energies, 2020.
- [10] Caiazzo và cộng sự, “Khử lưu huỳnh bằng nước biển: Mô hình hấp thụ SO₂ bằng hệ thống nhỏ giọt”, Tạp chí tiến bộ môi trường và năng lượng bền vững, 2012.

- [11] Nhà máy khử lưu huỳnh (FGD), Mitsubishi Power, <https://power.mhi.com/products/aqcs/lineup/flue-gas-desulfurization>
- [12] Fernando Vega, Bernabé Alonso-Farinas, Francisco M. Baena-Moreno, ~ José A. Rodríguez, Benito Navarrete, Các công nghệ kiểm soát các hợp chất lưu huỳnh, nitơ và bụi trong quá trình đốt và khí hóa than, Chương 6, Universidad de Sevilla, Seville, Spain, 2019. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102201-6.00006-6>
- [13] GFANZ, ClimateWorks Foundation và Viện Năng lượng, 2025 – Nghiên cứu về tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than nhằm hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam.

1.3. Kéo dài vòng đời các nhà máy nhiệt điện than hiện có

Mô tả tóm tắt công nghệ

Kéo dài vòng đời của các nhà máy nhiệt điện than lớn hiện có là một giải pháp tương đối nhanh và dễ thực hiện để duy trì công suất vận hành hiện tại, do chi phí thường thấp hơn nhiều lần so với đầu tư công suất mới.

Các nhà máy nhiệt điện than lớn là nguồn cung cấp chính ở Việt Nam trong những thập kỷ qua. Khi một nhà máy đã đi vào vận hành được 30-35 năm trở lên, độ tin cậy của máy móc và hệ thống có thể sẽ suy giảm, làm giảm khả năng cung ứng và/hoặc tăng chi phí O&M. Do đó, dựa vào kinh nghiệm, việc thực hiện một gói công việc lớn hơn, nhằm giải quyết việc sửa chữa - cải tạo - thay thế các hạng mục, hệ thống tùy thuộc vào tình trạng hiện tại là cần thiết và mang lại nhiều lợi ích. Thông thường, hiệu suất môi trường cũng cần được cải thiện, ví dụ: thông qua cải thiện hiệu suất làm sạch khí thải.

'Kéo dài vòng đời' (LTE) được thực hiện với mục đích khôi phục nhà máy điện trở về gần với trạng thái ban đầu về khả năng cung ứng, hiệu suất và chi phí O&M. Tuy nhiên, phạm vi và mức độ chính xác của một giải pháp như vậy sẽ được điều chỉnh cho phù hợp với tình trạng hiện tại của nhà máy và sẽ phụ thuộc vào thiết kế, cách thức vận hành, các hoạt động chính được thực hiện trước đó... Ngoài ra, việc vận hành dự kiến/mong muốn trong tương lai của nhà máy sẽ được cân nhắc. Do đó, quyết định thực hiện kéo dài vòng đời của nhà máy không đơn giản mà liên quan đến các yếu tố kinh tế và kỹ thuật phức tạp [Tài liệu tham khảo 5].

Trong Cẩm nang Công nghệ này, giả định việc kéo dài vòng đời nhà máy điện:

- Được thực hiện sau khoảng 30 năm vận hành bình thường, trong đó
- Công tác bảo dưỡng được thực hiện theo đúng kế hoạch, và
- Cho phép nhà máy vận hành với tỷ lệ cung ứng gần bằng với nhà máy điện ban đầu,
- Trong phạm vi ngân sách O&M dự kiến ban đầu,
- Để kéo dài vòng đời khoảng 20 năm

Cơ chế giới hạn tuổi thọ: Việc kéo dài vòng đời nhà máy điện thường đòi hỏi phải thay thế các hạng mục hiện có nếu chúng hết hạn tuổi thọ kỹ thuật. Giới hạn tuổi thọ có thể thay đổi đáng kể, tùy thuộc vào thiết kế máy móc, tình trạng hoạt động và bảo dưỡng định kỳ. Trong nhà máy điện than, cơ chế giới hạn tuổi thọ của các thiết bị phụ thuộc vào nhiều yếu tố bao gồm tình trạng bị rỉ, mức suy giảm khả năng chịu đựng của kim loại, tình trạng bào mòn, ăn mòn, nứt vỡ và lỗi thời, mỗi cơ chế sẽ được giải thích bên dưới [2].

Tình trạng hỏng hóc điển hình của các hạng mục chính tại nhà máy điện được trình bày trong bảng 7 dưới đây.

Để thực hiện kéo dài tuổi thọ, nhà máy sẽ dừng vận hành trong một khoảng thời gian thường kéo dài từ 6-9 tháng.

LTE thường yêu cầu một nguồn kinh phí dự án đáng kể cho việc lập kế hoạch và quản lý vì đòi hỏi phải thành lập ban quản lý dự án về kỹ thuật, đấu thầu mua sắm, quản lý thi công, kiểm tra và chạy thử.

Tùy thuộc vào tình trạng thực tế, các hạng mục công việc và chi phí liên quan đến LTE của một nhà máy nhiệt điện than hiện có thường có thể phân bổ như sau [Tài liệu tham khảo 5].

Các hạng mục chính:

- Sửa chữa hệ thống điện
- Thay thế hệ thống thiết bị và điều khiển
- Nâng cấp hoặc thay thế máy nghiền (cung cấp và xử lý nhiên liệu)
- Nâng cấp lò hơi
- Tân trang tua bin (có thể là tân trang máy phát điện)
- Hệ thống nước (trao đổi nhiệt cho thiết bị ngưng tụ và hệ thống sưởi khu vực)
- Các nhà xưởng
- Vệ sinh hệ thống khí thải

Để kéo dài vòng đời của các nhà máy nhiệt điện than, các hạng mục trong bảng dưới đây cần được đại tu, thay thế, nâng cấp hoặc tân trang định kỳ.

Bảng 5: Cơ chế hỏng hóc điển hình của các hạng mục [Tài liệu tham khảo 2]

	Hạng mục	Rão	Độ môi chu trình thấp	Độ môi chu trình cao	Xói mòn	Bào mòn	Tách lớp bê-tông	Bị cũ
Lò hơi	Hạng mục HT, đầu, đường ống dẫn hơi chính, buồng hơi, bu- lông	X Các bộ phận chịu áp suất cao	X Trống và đầu		X Đường ống bên trong	X Các phần trong đường ống dẫn khí/hơi đốt	X Các bộ phận đỡ	
Tua bin hơi	Rô-to và xi-lanh, vỏ, van, buồng hơi HP và IP	X Các bộ phận chịu áp suất cao	X	X	X Các bộ phận tiếp xúc với không khí, độ ẩm, nhiệt độ	X Cánh quạt áp suất thấp		
Phần dùng chung (BOP)	Thiết bị gia nhiệt, quạt ID, quạt FD, quạt PA, xường nghiền than		X Quạt, xường nghiền than, thiết bị gia nhiệt		X Quạt ID, xường nghiền than, thiết bị gia nhiệt	X	X Móng xường nghiền than	
Hệ thống làm lạnh và cấp nước	Bình ngưng tụ, vòi phun khí, bơm, mô-tơ, van, tháp làm lạnh, bình đun nước cấp		X Bơm, mô- tơ	X Bơm, mô- tơ	X	X		
Phần điện	Máy phát, máy biến thế, trạm điện vào, bộ ngắt mạch		X	X	X			
Phần xây dựng dân dụng	Mái, tường, khung thép, móng			X	X	X		
Khác	Dụng cụ, hệ thống điều khiển số, hệ thống điều khiển phụ trợ							

Bảng 6: Vòng đời của các hạng mục chính của nhà máy nhiệt điện than [Tài liệu tham khảo 2]

Bộ phận	Kiểm tra	Hoạt động	Tần suất (năm)	Năm	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
Lò hơi	Đại tu		4				x				x				x				x				x	
	Đại tu khí trợ		2		x				x				x				x				x			
	Đầu HT	Thay thế	28												x									
	Đường dẫn hơi chính	Thay thế	40																					

Bộ phận	Kiểm tra	Hoạt động	Tần suất (năm)	Năm	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
Tua bin hơi nước	Đại tu		12								x													x
	Đại tu khí trơ		4				x								x				x					x
	Rotor HP & IP	Tân trang	16				x																	x
	Rotor LP	Tân trang	28																					
	Buồng hơi	Thay thế	28																					
	Máy phát	Tân trang	16				x																	x
Hệ thống cấp nước	TB làm nóng nước	Tân trang	30		x																			
	Bình ngưng tụ	Tân trang	30		x																			
Thiết bị điện	Máy phát	Tân trang	20													x								
	Biến thế	Thay mới	30		x																			
	Mô-tơ	Tân trang	10		x											x								
Hệ thống giám sát và điều khiển	DCS	Nâng cấp	10		x											x								
	Giao diện điều khiển	Nâng cấp	10		x											x								
Phân xưởng than và tro	Phân xưởn than	Tân trang	12								x													x
	Phân xưởn tro	Tân trang	12								x													x
	Phun ẩm	Tân trang	12								x													x
Xây dựng	Khung thép	Sơn lại	25																					
	Mái và ốp	Sửa chữa	25																					

Đối với một nhà máy nhiệt điện than điển hình, tần suất đại tu được trình bày trong bảng sau.

Bảng 7: Tần suất đại tu cho nhà máy nhiệt điện than [Tài liệu tham khảo 2]

Khu vực	Thể loại	Tần suất (năm)	Thời gian (tuần)
Lò hơi	Đại tu	4	10 tuần
	Trung tu	2	4 tuần
Tua bin hơi nước	Đại tu	12*	10 tuần
	Trung tu	4*	4 tuần

Kéo dài vòng đời nhà máy điện hiện hữu cũng liên quan đến việc chuyển đổi sang các loại nhiên liệu khác, ví dụ: nhiên liệu sinh khối, nội dung này sẽ được thảo luận trong phần tiếp theo về cơ chế đồng đốt nhiên liệu của các nhà máy điện.

Tác động đến hiệu suất và đặc tính vận hành

Việc kéo dài vòng đời các nhà máy nhiệt điện than nhằm mục đích duy trì hiệu suất của các nhà máy hiện có, vì vậy hiệu suất sẽ không thay đổi hoặc thấp hơn đáng kể so với hiệu suất ban đầu [Tài liệu tham khảo 2].

Khả năng điều tiết của các nhà máy nhiệt điện than, ví dụ: thời gian khởi động và khả năng tăng tốc có thể được cải thiện nhờ LTE do việc triển khai các hệ thống kiểm soát tốt hơn [Tài liệu tham khảo 2]. Tuy nhiên, tác động này không thể định lượng ở mức độ tổng quát. Nói chung, thời gian khởi động và chi phí không được coi là những thay đổi bởi LTE.

Tác động đến mức phát thải

Bản thân giải pháp kéo dài vòng đời không được kỳ vọng sẽ thay đổi các đặc tính hiệu suất về môi trường

vượt quá các giá trị phát thải tối đa cho phép tại thời điểm LTE, các giá trị này có thể nghiêm ngặt hơn các yêu cầu ban đầu. Nếu có lợi hoặc bắt buộc, những cải tiến tiếp theo có thể được thực hiện trong giải pháp LTE.

Nghiên cứu và phát triển

Hiện chưa có dự báo về những bước phát triển đáng kể hơn nữa trong công nghệ liên quan đến giải pháp kéo dài vòng đời các nhà máy nhiệt điện than lớn. Tuy nhiên, với số lượng lớn các nhà máy nhiệt điện than đang hoạt động trên phạm vi toàn cầu, người ta kỳ vọng rằng các giải pháp LTE nhìn chung sẽ mang lại những cải thiện.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy Nhiệt điện Ninh Bình đã đi vào hoạt động từ năm 1974, bao gồm 4 tổ máy trung áp với tổng công suất thiết kế là 100 MW (4 x 25 MW). Lò hơi đốt than (PC) truyền thống lưu thông hơi nước tự nhiên. Sau 48 năm vận hành thương mại, nhà máy đã cung cấp khoảng 28,84 tỷ kWh điện vào lưới điện quốc gia.

Hệ thống lò hơi: Nâng cấp vòi phun UD (mật độ cao) trong lò hơi đã cải thiện đáng kể đặc tính lò hơi, tăng hiệu suất 1 ÷ 2%, không hình thành tro xỉ, kéo dài chu kỳ hoạt động của lò, giảm tỷ lệ các-bon tồn đọng trong tro xỉ, giảm nồng độ NO_x.

Tua bin: Các tua bin số 1, 2, 3 sau khi thay thế đã hoạt động ổn định, đảm bảo công suất và hiệu suất thiết kế từ 30 ÷ 32%. Hiện nay, tua bin số 4 có thời gian vận hành dài, các cánh quạt bị mài mòn, các vết mòn ảnh hưởng đến độ ổn định và làm cho tua bin vận hành với hiệu suất thấp từ 27% ÷ 28%.

Bảng 8: Đặc tính kỹ thuật các tua bin nhiệt điện than

STT	Đặc tính kỹ thuật	Đơn vị	Tua bin 1	Tua bin 2	Tua bin 3	Tua bin 4
1	Năm thay mới	Năm	2019	2018	2016	
2	Công suất định mức	MW	25	25	27	25
3	Tỷ lệ nhiệt	kJ/kWh	11.243,9	11.207,9	11.246	13.100
4	Hiệu suất	%	32,02	32,12	32,01	27,48

Máy phát: Các máy phát đã được phục hồi với lớp cách điện mới và hệ thống kích ứng từ đã được thay thế bằng Unitrol 6080, có sự ổn định và đáng tin cậy. Năm 2007, thay thế dầu nhiên liệu sử dụng để khởi động lò bằng dầu DO nhằm giảm lượng tro xỉ, SO_x, NO_x trong công nghệ sản xuất, khắc phục ô nhiễm khí thải. Hệ thống role bảo vệ kỹ thuật số Siemens được thay thế cho 04 nhóm máy phát điện – biến áp và kháng điện năm 2009 và 2010.

Máy biến áp: Máy biến áp T1, T3 sản xuất năm 2000 và 2013, Máy biến áp T2, T4 có mức độ tổn thất lớn, làm tăng lượng điện năng tiêu thụ của máy biến áp, dự kiến sẽ được thay thế vào giai đoạn 2023-2025. Cầu dao 110 kV được thay bằng cầu dao SF6-110 kV và cầu dao 35 kV thay bằng tủ cầu dao chân không được Siemens Đức sản xuất năm 2005.

Hệ thống xử lý phát thải: Nâng cấp hệ thống điều khiển ESP với EPIC-III và SIR4 của Alstom (2013-2014). Nhà máy điện chưa có hệ thống FGD, SCR để xử lý khí thải SO_x, NO_x (dự kiến lắp đặt trong giai đoạn 2023-2026). Thông qua hệ thống theo dõi khí thải tự động trực tuyến, nồng độ CO, SO₂ và NO_x đều đáp ứng các tiêu chuẩn cho phép về khí thải trong QCVN 22:2009.

Nâng cấp hệ thống cung cấp và lưu trữ than: lắp đặt bình tích áp khí, thay mới bơm nước và quạt làm mát (2020-2021).

Ước tính số liệu

Một nghiên cứu quốc tế theo [Tài liệu tham khảo 2] đã tính toán chi phí kéo dài vòng đời nhà máy cho 20 năm tính từ năm vận hành thứ 30 đến năm thứ 50 cho một nhà máy nhiệt điện than công suất 1000 MW điển hình, cho thấy tổng chi phí ước tính là 257 triệu USD, tương đương 0,26 triệu USD/MW như minh họa trong bảng dưới đây.

Bảng 9: Chi phí các hạng mục được kéo dài tuổi thọ tại nhà máy nhiệt điện than [Tài liệu tham khảo 2]

Bộ phận	Kiểm tra	Hoạt động	Tần suất (năm)	Chi phí trên 1 đơn vị (triệu USD)	3031	3233	3435	3637	3839	4041	4243	4445	4647	4849
Lò hơi	Đại tu		4	20,1		1		1		1		1		1
	Đại tu khí trợ		2	2,31	1		1		1		1		1	
	Đầu HT	Thay thế	28	1,54										
	Đường dẫn hơi chính	Thay thế	40	12,32						1				
Tua bin hơi nước	Đại tu		12	12,32				1						1
	Đại tu khí trợ		4	1,54		1				1		1		1
	Rotor HP & IP	Tân trang	16	12,32		1								1
	Rotor LP	Tân trang	28	9,24										
	Buồng hơi	Thay thế	28	3,08										
	Máy phát	Tân trang	16	3,08		1								1
Hệ thống cấp nước	TB làm nóng nước	Tân trang	30	3,08	1									
	Bình ngưng tụ	Tân trang	30	6,16	1									
Thiết bị điện	Máy phát	Tân trang	20	7,7						1				
	Biến thế	Thay mới	30	4,62	1									
	Mô-tơ	Tân trang	10	3,08	1					1				
Điều khiển và chỉ huy	DCS	Nâng cấp	10	3,08	1					1				
	Giao diện điều khiển	Nâng cấp	10	3,08	1					1				
Phân xưởng than và tro	Phân xưởng than	Tân trang	12	7,7				1						1
	Phân xưởng tro	Tân trang	12	3,08				1						1
	Phun ẩm	Tân trang	12	4,62				1						1
Xây dựng	Khung thép	Sơn lại	25	3,08										
	Mái và ốp	Sửa chữa	25	1,54										
Chi phí hàng năm (triệu USD)					25,4	37,0	2,3	47,8	2,3	50,9	2,3	21,6	2,3	64,8
Tổng chi phí (triệu USD)					256,8									

Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch cũng đề cập đến việc kéo dài tuổi thọ của các nhà máy nhiệt điện than trong 15-20 năm nhằm mục đích khôi phục nhà máy về gần với các điều kiện ban đầu. Tổng chi phí kéo dài tuổi thọ nhà máy là 0,24 triệu Euro/MW tương ứng với 0,26 triệu USD/MW.

Do Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình chưa kết thúc thời gian kéo dài tuổi thọ 20 năm và chi phí nâng cấp/thay thế không được chia sẻ, Cẩm nang này ước tính sơ bộ chi phí kéo dài tuổi thọ nhà máy cho toàn bộ 20 năm là khoảng 620 tỷ đồng – tương ứng với 0,27 triệu USD/MW, dựa trên ước tính chi phí cho từng hạng mục.

Chi phí đầu tư (Triệu USD/MW)		2020	2030	2050
Dữ liệu Việt Nam	Dự án: Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình (ước tính sơ bộ)	0,27	0,27	0,27
Dữ liệu quốc tế	Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch	0,26	0,26	0,26
	WSP USA	0,26	0,26	0,26
Cuốn Cẩm nang Công nghệ hiện tại		0,21	0,21	0,21
Dự báo	Đường cong học tập – xu hướng chi phí (%)	100%	100%	100%

Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) cũng cần được duy trì trong phạm vi ngân sách O&M dự kiến ban đầu, tuy nhiên, chi phí O&M cố định trung bình có thể tăng nhẹ trong giai đoạn kéo dài vòng đời so với vòng đời ban đầu để phù hợp với các khoản tái đầu tư cần thiết trong vòng đời kéo dài.

Bảng số liệu

Kéo dài vòng đời nhà máy nhiệt điện than											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	600	600	600	600	300	1.000	300	1.000		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1.200	1.200	1.200	1.200	300	2.000	300	2.000		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-1	-1	-1	-1	0	-3	-0	-3	A	
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-1	-1	-1	-1	0	-3	-0	-3	A	
Ngừng máy cưỡng bức	%	+0	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+1.9	+0	+1.9	A	
Tỉ lệ tự dừng	%	13,5	13,5	13,5	13,5	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	+20	+20	+20	+20	+10	+20	+10	+20	A	
Thời gian xây dựng	năm	-	-	-	-	-	-	-	-		
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Môi trường											
PM 2.5	mg/Nm ³	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
NO _x	g/GJ_i	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	+0,21	+0,21	+0,21	+0,21	+0,1	+0,3	+0,1	+0,3	A, B, C	
- Tỉ lệ thiết bị	%	67	67	67	67	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	33	33	33	33	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	0,07	0,07	0,07	0,07	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	+3	+3	+3	+3	+1	+5	+1	+5	D	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MW_h	+0	+0	+0	+0	+0	+3	+0	+3		
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	+0	+0	+0	+0	-	-	-	-	E	

Ghi chú:

- A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị tính giống với tham số).
 B Giá định rằng phát thải của nhà máy trước khi áp dụng LTE nằm trong giới hạn pháp lý.

- C Chi phí đầu tư có thể dao động lớn, tùy thuộc vào phạm vi công việc cần thực hiện. Khoảng giá trị nêu ra đại diện cho các trường hợp điển hình khi kéo dài tuổi thọ nhà máy thêm 20 năm.
- D Các giá trị sẽ phụ thuộc vào tình trạng/giá trị của nhà máy trước khi kéo dài tuổi thọ (LTE); tuy nhiên, chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (O&M) trung bình có thể tăng nhẹ trong giai đoạn kéo dài so với vòng đời ban đầu, nhằm bù đắp cho các khoản tái đầu tư cần thiết trong thời gian vận hành kéo dài.
- E Giá định sử dụng cùng một nhà máy như đã nêu đối với nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn.

Tài liệu tham khảo

- 1 Dự án cải tạo và nâng cấp thiết bị Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại 1 – Tổ máy 1, Viện Năng lượng, 2025.
- 2 GFANZ, ClimateWorks Foundation và Viện Năng lượng, 2025 – Nghiên cứu về tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than để hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam
- 3 Parsons Brinckerhoff, “Giả thiết than và khí,” 2014. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/315717/coal_and_gas_assumptions.PDF
- 4 S. Thomas, “Kéo dài tuổi thọ nhà máy điện,” *Energy*, vol. 13, no. 10, pp. 767–786, 1988, doi: [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(88\)90060-6](https://doi.org/10.1016/0360-5442(88)90060-6).
- 5 EIA, “Phân tích chi phí vốn hằng năm và chi phí kéo dài tuổi thọ của tổ máy phát điện ”, 2019.
- 6 Chi phí phát điện, Bộ Năng lượng và Biến đổi Khí hậu (UK), Dec 2013. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/269888/131217_Electricity_Generation_costs_report_December_2013_Final.pdf
- 7 EPRI, Hướng dẫn chung về việc kéo dài tuổi thọ của các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch, 1986
- 8 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng

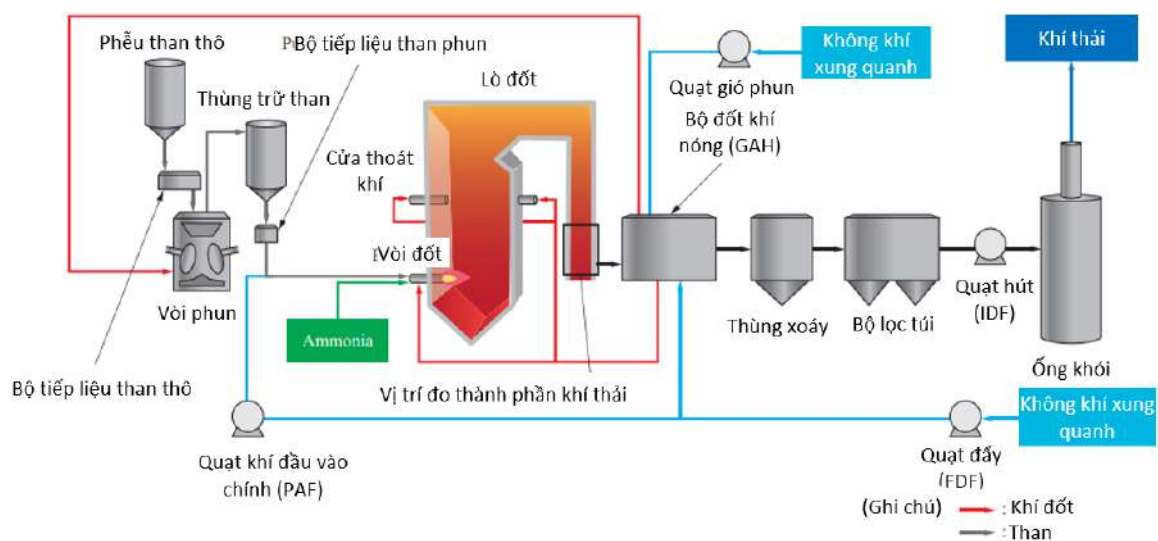
1.4. Đồng đốt ammonia trong các nhà máy điện than

Mô tả tóm tắt công nghệ

Đồng đốt ammonia trong các nhà máy nhiệt điện đốt than phun là công nghệ sử dụng ammonia (NH_3) làm nhiên liệu thay thế cho một phần lượng than. Than bột và ammonia cùng được đưa vào lò từ các lò đốt cải tiến.

Sử dụng ammonia làm nhiên liệu trong các hoạt động đồng đốt có khả năng làm giảm lượng khí thải CO_2 của các nhà máy nhiệt điện than. Ngoài ra, quá trình đốt ammonia sản sinh ra ít muội và bụi than hơn, điều này cũng giảm tích tụ tro trên bề mặt truyền nhiệt, giúp cải thiện hiệu suất lò hơi. Tuy nhiên, nhiệt độ thấp của lửa và dải nhiệt độ cháy hẹp của ammonia có thể gây khó khăn trong việc ổn định ngọn lửa trong quá trình đồng đốt. Quá trình này hình thành một lượng NO_x đáng kể từ ammonia cũng là một vấn đề cần quan tâm. Tuy nhiên, các hệ thống hấp thụ NO_x sử dụng công nghệ kiểm soát khí thải chủ động tiên tiến (SCR) để chuyển hóa ô-xít nitơ thành hai nguyên tử nitơ và nước có thể giải quyết hiệu quả vấn đề này [Tài liệu tham khảo 6].

Sơ đồ công nghệ đồng đốt ammonia được thể hiện trong hình dưới đây:



Hình 9: Sơ đồ cơ chế đồng đốt tại các nhà máy nhiệt điện đốt than phun [1]

[Tài liệu tham khảo 1] đã nghiên cứu điều chỉnh hệ thống lò hơi khi đồng đốt ammonia với than nghiên cứu như sau:

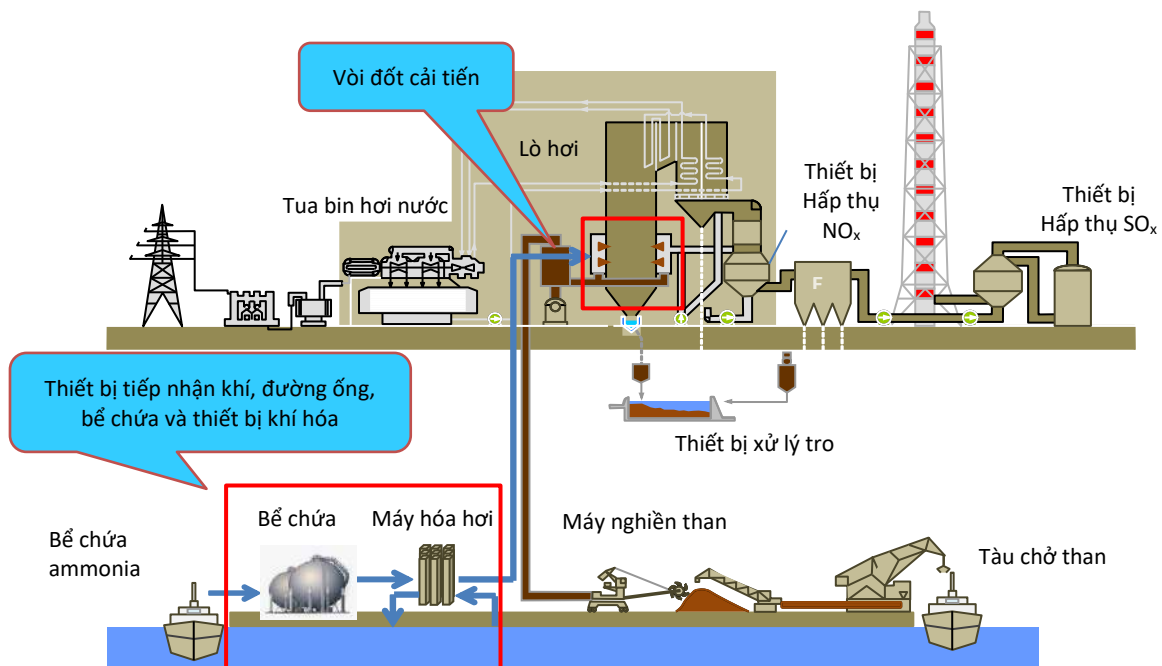
Bề mặt gia nhiệt của lò hơi	Kết quả phân tích số liệu mô phỏng lò hơi cho thấy lượng nhiệt thu hồi gần như giống nhau giữa công nghệ đốt than và đồng đốt ammoniac. Do nhiệt độ của hơi nước và khí đốt trong toàn hệ thống không có sự khác biệt so với thiết kế ban đầu, công nghệ đồng đốt ammonia không đòi hỏi phải điều chỉnh bề mặt gia nhiệt của lò hơi.
Vòi đốt	Về cơ bản, các vòi đốt được thiết kế để đốt than cũng có thể được sử dụng để đồng đốt ammonia. Tuy nhiên, cần bổ sung các thiết bị cung cấp ammonia, bao gồm thiết bị bơm khí ammonia vào vòi đốt và các hệ thống giải quyết rủi ro phát sinh từ việc sử dụng ammonia.
Quạt khí đầu vào chính (PAF)	PAF được sử dụng để vận chuyển than bột đến vòi đốt. Trong quá trình đồng đốt ammonia, một lượng than bột được sử dụng làm nhiên liệu được thay thế bằng khí ammonia, qua đó giảm lượng không khí cần dùng để vận chuyển than; do đó, PAF không đòi hỏi phải có điều chỉnh.
Quạt đẩy (FDF)	Không khí cần thiết cho quá trình đốt cháy được tạo ra bởi PAF và FDF. Trong quá trình đồng đốt ammonia, lượng không khí do PAF cung cấp giảm xuống và FDF phải bù lại để đảm bảo lượng không khí cần thiết cho quá trình đốt cháy. Do đó, tốc độ đẩy từ FDF có xu hướng tăng. Có một lượng công suất dôi dư trong thông số thiết kế của FDF nên không

	cần điều chỉnh. Tuy nhiên, tùy thuộc vào thông số thiết kế, công suất dôi dư đó có thể không tồn tại và do đó cần xem xét kỹ lưỡng để xác định xem có cần có những điều chỉnh hay không.
Quạt hút (IDF)	Theo kết quả đánh giá cân bằng vật chất, lượng khí có xu hướng tăng nhẹ đối với quá trình đồng đốt ammonia. Đối với FDF, tại nhà máy nhiệt điện thí điểm trong nghiên cứu này, có một lượng công suất dư thừa trong thông số thiết kế của IDF, do đó không cần chỉnh sửa. Tuy nhiên, phải xem xét kỹ lưỡng, vì có thể có những điều chỉnh tùy thuộc vào chế độ thiết lập đảm bảo lượng công suất dôi dư đó.
Máy nghiền	Do lượng than bơm vào trong quá trình đồng đốt ammonia giảm xuống nên công suất vận hành của máy nghiền cũng giảm. Do đó, không cần có những điều chỉnh đối với máy nghiền. Ngoài ra, do lượng than được sử dụng giảm xuống nên nhiệt độ không khí cần thiết để làm khô than cũng giảm. Do đó, một phần nhiệt thu hồi bởi GAH trong quá trình đốt than vẫn tồn đọng trong khí thải của quá trình đồng đốt ammonia, và do đó, nhiệt độ khí thải trong quá trình đồng đốt ammonia có xu hướng cao hơn.
Bộ đốt khí nóng (GAH)	Nhiệt độ khí thải có xu hướng tăng lên do nhiệt từ khí không được thu hồi hoàn toàn do nhiệt độ đầu vào máy nghiền giảm, lưu lượng khí tăng, đặc tính khí thay đổi, v.v. Nhiệt độ khí thải cần được kiểm tra chi tiết, nhưng vì nhiệt độ tăng khoảng 10 độ C nên mức tăng này có thể được hấp thụ bởi công suất dôi dư có sẵn khi các thiết bị được lắp đặt mới và do đó không cần có điều chỉnh đối với GAH.
Thiết bị môi trường (thiết bị hấp thụ NO_x , thiết bị hấp thụ)	Từ kết quả thử nghiệm, trong điều kiện thích hợp về tỷ lệ đốt hai giai đoạn, nhiệt đầu vào và tỷ lệ nhiên liệu than, trong quá trình đồng đốt ammonia, nồng độ NO_x gần như tương đương so với quá trình đốt than; và CO_2 , SO_2 và bụi giảm xuống vì lượng than sử dụng giảm. Mặc dù các thông số về môi trường đều đáp ứng được các yêu cầu quản lý, tuy nhiên, chắc chắn có sự gia tăng lượng khí và độ ẩm của khí thải, nên cần đánh giá thêm việc điều chỉnh, mở rộng các thiết bị môi trường.

Việc điều chỉnh các nhà máy nhiệt điện hiện có để thực hiện đồng đốt ammonia đòi hỏi phải có những điều chỉnh đối với lò hơi và đầu tư các hạng mục bổ sung như bể chứa ammonia và thiết bị hóa hơi. Nói chung, cần trang bị thêm [Tài liệu tham khảo 2]:

- Vòi đốt cải tiến.
- Thiết bị tiếp nhận, đường ống, bể chứa và thiết bị khí hóa ammonia mới.
- Thiết bị hấp thụ NO_x bổ sung

Nội dung này được minh họa trong hình dưới đây.

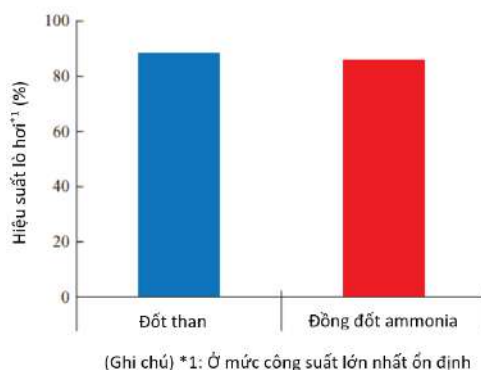


Hình 10: Hạng mục thiết bị cần được triển khai và cải thiện tại nhà máy nhiệt điện than đồng đốt ammonia

Các hình ảnh dưới đây cung cấp một sơ đồ nguyên lý của vòi đốt đã được điều chỉnh cho phù hợp với quá trình đồng đốt ammonia bằng việc lắp thêm thiết bị bơm ammonia. Một số thử nghiệm đốt cháy cho thấy có thể giữ ngọn lửa ổn định trong quá trình đồng đốt ammonia bằng cách cung cấp ammonia từ trung tâm của vòi đốt cải tiến. Bằng cách này, lượng khí thải NO_x cũng sẽ được hạn chế [Tài liệu tham khảo 1].

Ảnh hưởng đến hiệu suất lò hơi

Một so sánh được công bố về hiệu suất lò hơi đốt than và đồng đốt ammonia với tỷ lệ 20% đã được kiểm chứng trong [Tài liệu tham khảo 1]. Kết quả cho thấy hiệu suất lò hơi trong quá trình đồng đốt ammonia thấp hơn so với đốt than. Nguyên nhân chính do đồng đốt ammonia làm giảm tổn thất do than chưa bị đốt cháy hoàn toàn, nhưng quá trình đốt cháy ammonia lại làm tăng độ ẩm của khí thải lò hơi, dẫn tới tăng lượng ẩn nhiệt của độ ẩm từ khí thải.



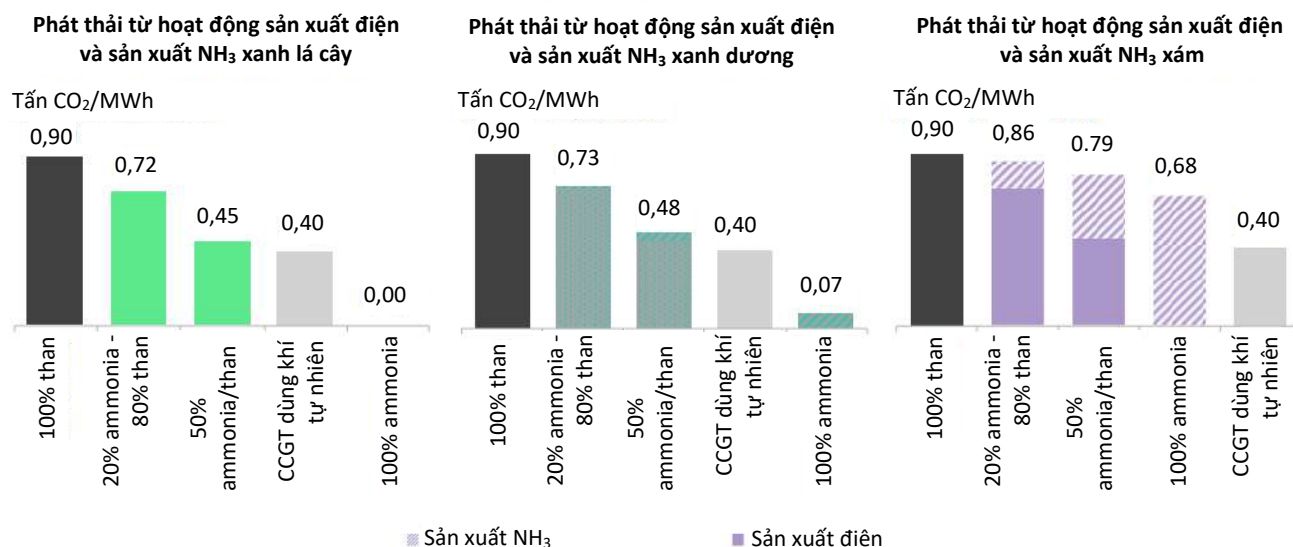
Hình 11: So sánh hiệu suất lò hơi đốt than và đồng đốt ammonia với tỷ lệ 20% [Tài liệu tham khảo 1]

Ảnh hưởng đến đặc tính vận hành

Khả năng điều tiết bao gồm tốc độ thay đổi công suất, mức tải tối thiểu và thời gian khởi động sẽ không có nhiều thay đổi trong trường hợp các lò hơi hiện có của các nhà máy điện than thực hiện đồng đốt ammonia.

Ảnh hưởng đến mức phát thải

Giảm lượng phát thải CO₂ là ưu điểm chính của giải pháp đồng đốt ammonia tại các nhà máy nhiệt điện than. Biểu đồ sau đây cho thấy tiềm năng giảm phát thải tùy thuộc vào nguồn ammonia, trong đó ammonia xanh là lựa chọn tốt nhất.



Hình 12: Tiềm năng giảm phát thải tùy thuộc vào nguồn ammonia [Tài liệu tham khảo 2]

Lưu ý: Khí thải từ sản xuất điện và ammonia. Để sản xuất ra 1 kg hydrogen từ ammonia xám (không suy giảm) sẽ làm phát thải 9kg CO₂. Để sản xuất ra hydrogen không suy giảm từ ammonia xanh đường cần đạt tỷ lệ thu hồi CO₂ là 90% đối với công nghệ thu giữ và lưu trữ các-bon (CCS).

Lượng khí thải SO_2 và hạt bụi sẽ giảm xuống khi đồng đốt ammonia vì lượng than được bơm vào giảm xuống và NH_3 không chứa lưu huỳnh và bụi [Tài liệu tham khảo 1].

Các nghiên cứu chỉ ra rằng có thể hạn chế đáng kể lượng khí thải NO_x khi đồng đốt ammonia với tỷ lệ 20% trong các nhà máy nhiệt điện than so với trường hợp đốt than 100% bằng cách giữ ngọn lửa ổn định và điều chỉnh tỷ lệ đốt cháy hai giai đoạn và đầu vào nhiệt [Tài liệu tham khảo 1, 3]. [Tài liệu tham khảo 4] cho thấy trong điều kiện đồng đốt với tỷ lệ 20%, lượng phát thải NO_x và hàm lượng các-bon không cháy tương đương so với đốt than đơn thuần. Nguyên nhân do tác động kết hợp của tỷ lệ đương lượng cục bộ cao của NH_3 /không khí và giảm đáng kể tác động của NH_3 ở gần vị trí hệ thống bơm NH_3 hạ lưu.

Tỷ lệ đồng đốt ammonia cao hơn sẽ làm tăng lượng khí thải NO_x , nếu tỷ lệ đồng đốt ammonia là 100%, thì lượng khí thải NO_x ước tính tăng khoảng 30% so với quá trình chỉ đốt than [Tài liệu tham khảo 2]. Tuy nhiên, các hệ thống hấp thụ NO_x sử dụng công nghệ kiểm soát khí thải chủ động tiên tiến (SCR), chuyển hoá oxit nitơ thành 2 phân tử nitơ và nước có thể giải quyết hiệu quả vấn đề này.

Tham khảo các tài liệu phát triển công nghệ của Mitsubishi Heavy Industries (MHI) và IHI của Nhật Bản về đồng đốt ammonia trong nhà máy nhiệt điện than cho thấy các hạng mục thiết bị cần cải tạo hoặc bổ sung phụ thuộc vào tỷ lệ đồng đốt ammonia.

Ở mức đồng đốt khoảng 20%, phần lớn các hệ thống hiện hữu của nhà máy vẫn có thể được sử dụng, tuy nhiên cần bổ sung hệ thống tiếp nhận, lưu trữ và cấp ammonia, cải tạo đầu đốt, điều chỉnh hệ thống không khí cháy, nâng cấp hệ thống điều khiển - đo lường, tối ưu xử lý khí thải và bổ sung các hệ thống an toàn liên quan đến ammonia.

Đối với trường hợp đốt 100% ammonia, mức độ cải tạo lớn hơn, bao gồm xây dựng cảng tiếp nhận và hệ thống lưu trữ ammonia quy mô lớn, thay thế đầu đốt chuyên dụng, cải tạo hoặc thiết kế lại buồng đốt, đồng thời nâng cấp hệ thống điện, điều khiển và an toàn để đảm bảo vận hành ổn định.

Các hạng mục cải tạo cụ thể có thể khác nhau giữa các nhà máy tùy thuộc vào loại lò hơi, công suất tổ máy và điều kiện hạ tầng hiện hữu.

Bảng 10: Hạng mục dự kiến cải tạo khi đồng đốt ammonia với than

Hệ thống nhà máy	Đồng đốt ammonia 20%	Đốt 100% ammonia
Cảng và hệ thống tiếp nhận nhiên liệu	Bổ sung trạm tiếp nhận ammonia quy mô trung bình (tàu nhỏ, xe bồn hoặc đường sắt).	Xây dựng cảng tiếp nhận ammonia chuyên dụng quy mô lớn để nhập khẩu nhiên liệu chính.
Hệ thống lưu trữ nhiên liệu	Lắp đặt bồn chứa ammonia dung tích trung bình cùng các hệ thống an toàn liên quan.	Hệ thống bồn chứa ammonia quy mô lớn, thiết kế tương tự các kho chứa hóa chất hoặc LNG.
Hệ thống cấp và xử lý nhiên liệu	Bổ sung hệ thống bơm, thiết bị hóa hơi và đường ống cấp ammonia đến khu vực lò.	Hệ thống cấp nhiên liệu ammonia hoàn chỉnh với công suất lớn và mức độ dự phòng cao.
Lò hơi và buồng đốt	Điều chỉnh nhỏ trong buồng đốt để đảm bảo ổn định quá trình cháy khi đồng đốt.	Cải tạo lớn hoặc thiết kế lại buồng đốt để phù hợp với đặc tính cháy của ammonia.
Hệ thống vòi đốt	Cải tạo đầu đốt than hiện hữu để có thể phun bổ sung ammonia.	Thay thế hoàn toàn bằng đầu đốt chuyên dụng cho ammonia.
Hệ thống không khí và quá trình cháy	Tối ưu phân phối không khí cháy và hệ thống gió cấp trên (OFA) để ổn định quá trình cháy.	Cải tạo đáng kể hệ thống cấp không khí và phân tầng không khí trong lò.
Hệ thống xử lý khí thải	Tối ưu hệ thống khử NO_x (SCR/SNCR) để kiểm soát NO_x và hiện tượng trôi ammonia. Tuy nhiên theo thử nghiệm gần nhất của hãng IHI tại nhà máy điện Hekinan phát thải khí không tăng so với trường hợp đốt than.	Áp dụng hệ thống kiểm soát NO_x nâng cao và hệ thống giám sát trôi ammonia chuyên dụng.
Hệ thống xử lý và cấp than	Tiếp tục vận hành như hiện hữu.	Phần lớn được loại bỏ hoặc dừng vận hành.

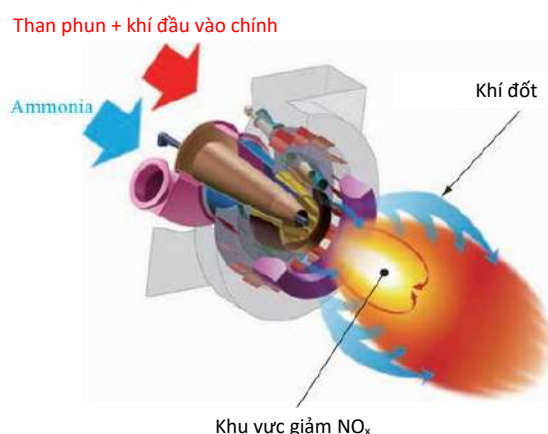
Hệ thống điện	Bổ sung cấp điện cho các thiết bị như bơm ammonia, thiết bị hóa hơi và hệ thống an toàn.	Mở rộng hệ thống điện phụ trợ để cấp điện cho toàn bộ hạ tầng tiếp nhận, lưu trữ và xử lý ammonia.
Hệ thống điều khiển và đo lường	Nâng cấp hệ thống điều khiển phân tán (DCS) để điều khiển tỷ lệ đồng đốt và giám sát rò rỉ ammonia.	Thiết kế lại chiến lược điều khiển quá trình cháy và tích hợp điều khiển toàn bộ hệ thống nhiên liệu ammonia.
Hệ thống an toàn	Bổ sung hệ thống phát hiện rò rỉ ammonia, thông gió và dừng khẩn cấp.	Thiết lập hệ thống quản lý an toàn và giảm thiểu rủi ro toàn diện cho nhà máy sử dụng ammonia.

Ưu điểm và nhược điểm

Việc sử dụng nhà máy nhiệt điện than đồng đốt ammonia mang lại cả lợi ích và hạn chế:

Ưu điểm:

- Vì ammonia là nhiên liệu không có các-bon nên nó không phát thải đi-ô-xít các-bon trong quá trình đốt cháy. Do đó, đồng đốt ammonia có thể làm giảm phát thải CO₂ từ các nhà máy nhiệt điện than. Với tỷ lệ đồng đốt đạt 50%, lượng phát thải CO₂ của nhà máy điện than đồng đốt sẽ tương đương với mức phát thải từ nhà máy điện khí. [Tài liệu tham khảo 2]
- Ammonia có thể được sử dụng trực tiếp làm nhiên liệu mà không bị phân hủy. Đồng đốt ammonia làm giảm lượng muội và bụi than trong lò, giảm lượng tro tích tụ trên bề mặt truyền nhiệt.
- Vận chuyển ammonia qua đường ống là một công nghệ tiên tiến. Ammonia cũng được phát triển tốt khi vận chuyển xuyên lục địa, bằng các tàu chở khí hóa lỏng (LPG) được làm lạnh bán phần.



Hình 13: Sơ đồ vò đốt cải tiến phù hợp với đồng đốt ammonia [Tài liệu tham khảo 1]

Nhược điểm:

- Ammonia là một loại khí có tính phản ứng hóa học cao và độc hại, do đó cần có các biện pháp an toàn thích hợp để phòng ngừa tai nạn hoặc rò rỉ.
- Đồng đốt ammonia yêu cầu các vòi đốt cải tiến và các thiết bị khác để thu hồi, hóa hơi và truyền dẫn ammonia. Hơn nữa, cần có các hệ thống hấp thụ NO_x bổ sung (kiểm soát khí thải chủ động tiên tiến SCR) do lượng NO_x đáng kể được sản sinh ra trong quá trình đốt cháy. Những hạng mục cần điều chỉnh và việc triển khai này có thể tốn kém chi phí.
- Giá ammonia cao hơn giá than, làm tăng chi phí nhiên liệu cho nhà máy. Một ước tính của Viện Kinh tế Năng lượng Nhật Bản dự báo rằng chi phí nhiên liệu cho một nhà máy điện sử dụng ammonia với tỷ lệ phối trộn 20% sẽ cao hơn đáng kể, cao gấp đôi so với nhà máy điện chỉ sử dụng than. [Tài liệu tham khảo 5].
- Hiện nay, hơn 90% ammonia được tổng hợp từ nitơ trong không khí và hydrogen được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch, chẳng hạn như khí đốt tự nhiên, than đá và dầu hỏa mà không thu hồi và lưu trữ carbon

(ammonia xám). Quá trình này vẫn phát thải một lượng lớn khí CO₂. Các loại ammonia khác như ammonia xanh dương (được tạo ra thông qua quá trình chuyển đổi khí methane bằng hơi nước hoặc khí hóa than kết hợp với thu hồi và lưu trữ CO₂) hoặc ammonia xanh lá (được tạo ra thông qua quá trình điện phân nước và sử dụng điện từ năng lượng tái tạo) gây phát thải CO₂ ít hơn nhưng có chi phí tốn kém hơn.

- Cần có những nghiên cứu thêm để nâng cao tỷ lệ phối trộn NH₃-than và nâng cao hiệu suất của lò hơi.

Ví dụ về những dự án hiện có

Đồng đốt ammonia trong các nhà máy nhiệt điện than là một công nghệ tương đối mới, hiện vẫn đang trong giai đoạn thử nghiệm và phát triển tại nhiều quốc gia, trong đó có Nhật Bản và Trung Quốc. Tại Nhật Bản, công nghệ này đã được thử nghiệm tại Nhà máy điện Chugoku, với dự án đồng đốt 1% ammonia tại Tổ máy 2 (120 MW) bắt đầu từ năm 2017 [Tài liệu tham khảo 7]. Tại Trung Quốc, đồng đốt ammonia đã được thử nghiệm tại một nhà máy nhiệt điện than ở tỉnh Sơn Đông, với công suất 40 MW và tỷ lệ pha trộn ammonia đạt 35% [Tài liệu tham khảo 9].

Tháng 6 năm 2025, JERA (Nhật Bản) đã hoàn thành thử nghiệm kéo dài ba tháng đồng đốt 20% ammonia với than tại tổ máy 1 GW của Nhà máy nhiệt điện Hekinan, cho kết quả tích cực và được xem là thử nghiệm đầu tiên trên thế giới ở quy mô nhà máy điện thương mại lớn. Kết quả cho thấy nồng độ NO_x không tăng so với vận hành đốt than thuần túy, SO_x giảm khoảng 20%, phát sinh N₂O dưới ngưỡng phát hiện, và các đặc tính vận hành tương đương với chế độ đốt than. Trên cơ sở các kết quả này, JERA sẽ triển khai các bước hướng tới vận hành thương mại với tỷ lệ thay thế ammonia cao tại nhà máy này [Tài liệu tham khảo 8].

Công nghệ đồng đốt cũng được Hàn Quốc, Ấn Độ và một số quốc gia Đông Nam Á như Indonesia và Malaysia áp dụng [Tài liệu tham khảo 10]. Tuy nhiên, tại những quốc gia này, công nghệ này vẫn đang trong giai đoạn phát triển.

Ước tính số liệu

Để thực hiện đồng đốt ammonia với tỷ lệ 20% trong các nhà máy nhiệt điện phun than, cần bổ sung chi phí cho các hạng mục nâng cấp gồm cải tiến vòi đốt và các thiết bị tiếp nhận và lưu trữ ammoniac. Không cần đầu tư thêm các thiết bị giảm phát thải NO_x do lượng khí thải NO_x tăng không đáng kể (xem mục Ảnh hưởng phát thải); những hạng mục cần nâng cấp này ước tính chiếm 11% CAPEX [tài liệu tham khảo 2]. Xem xét sử dụng các nhà máy nhiệt điện than quy mô siêu lớn tại Việt Nam (chi phí đầu tư 1,46 triệu USD/MW – xem bảng dữ liệu/nhà máy điện than phun), chi phí đầu tư cho công nghệ đồng đốt ammonia với tỷ lệ 20% là 0,16 triệu USD/MW.

Ở tỷ lệ đồng đốt ammonia cao hơn (ví dụ: tỷ lệ đồng đốt 50% hoặc 100%), cần có các bồn chứa ammonia với dung tích lớn hơn và cần có thêm thiết bị tiên tiến để thu hồi khí thải NO_x và các lò hơi sẽ cũng cần được nâng cấp đáng kể hoặc thậm chí là thay thế. Với tỷ lệ đồng đốt ammonia 100%, chi phí đầu tư bổ sung trang thiết bị cho nhà máy nhiệt điện than ước tính sơ bộ khoảng 25% CAPEX, tương đương với tỷ suất đầu tư là 0,37 triệu USD/MW.

Chi phí O&M: Do các thiết bị tiếp nhận ammonia, đường ống, bồn chứa mới, hệ thống hóa hơi và vòi đốt cải tiến cần được đầu tư khi thực hiện công nghệ đồng đốt ammonia nên chi phí O&M sẽ tăng nhẹ, từ 5 – 10% tùy thuộc vào tỷ lệ đồng đốt ammonia [Tài liệu tham khảo 2].

Bảng số liệu

Than phun – đồng đốt ammonia tỷ lệ 20%											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	600	600	600	600	300	1.000	300	1.000		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1.200	1.200	1.200	1.200	300	2.000	300	2.000		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-1	-1	-1	-1	0	-2	0	-2	A, B	5
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-1	-1	-1	-1	0	-2	0	-2	A, B	5
Ngừng máy cưỡng bức	%	+0	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Tỉ lệ tự dùng	%	8,6	8,6	8,6	8,6	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	-	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1	1	-	-	-	-		
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Môi trường											
PM 2.5 (so với đốt 100% than)	mg/Nm³	-20	-20	-20	-20	-10	-20	-10	-20	A, C	5
SO₂ (độ khử lưu huỳnh) (so với đốt 100% than)	%	-20	-20	-20	-20	-10	-20	-10	-20	A, D	5
NOₓ (so với đốt 100% than)	g/GJ_i	+5	+5	+5	+5	+0	+10	+0	+10	A, E	3, 5, 6, 7
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	+0,15	+0,15	+0,15	+0,15	+0,10	+0,20	+0,10	+0,20	A, F, G	1, 2, 4
- Tỉ lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	+5	+5	+5	+5	+3	+8	+3	+8	A	3, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	+5	+5	+5	+5	+3	+8	+3	+8	A	3, 4
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	+0	+0	+0	+0	-	-	-	-	H	

Ghi chú:
A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị tính giống với tham số).
B Thông thường, hiệu suất phát điện sẽ thấp hơn khoảng 1–2 điểm phần trăm so với hiệu suất của nhà máy trước khi chuyển đổi.
C 100 mg/Nm³ (ở 6% O₂), giảm 20% so với khi đốt than.
D 500 mg/Nm³ (ở 6% O₂), giảm 20% so với khi đốt than.
E Giá định vẫn giữ nguyên như khi đốt than.
F Chi phí đầu tư danh nghĩa giá định không bao gồm khoản đầu tư cho một chương trình kéo dài tuổi thọ tổng thể.

- G Chi phí đầu tư bao gồm việc cải tạo các nhà máy nhiệt điện than hiện hữu để đồng đốt ammonia, đòi hỏi phải cải tạo lò hơi và đầu tư thêm các hạng mục như bồn chứa và thiết bị hóa hơi ammonia. Nhìn chung, các hạng mục cải tạo bao gồm (tham khảo tài liệu 3): đầu đốt được cải tiến; thiết bị tiếp nhận ammonia mới, đường ống, bồn chứa và thiết bị hóa hơi; bổ sung thiết bị xử lý NOx. Chi phí nâng cấp đường ống ngoài phạm vi khu đất nhà máy không được bao gồm.
- H Giả định sử dụng cùng một nhà máy như đã nêu đối với nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn.

Tài liệu tham khảo

- 1 Dự án chuyển đổi nhiên liệu cho Tổ máy 2 của Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại, Viện Năng lượng, 2025.
- 2 GFANZ, ClimateWorks Foundation và Viện Năng lượng, 2025 – Nghiên cứu về tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than để hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam
- 3 BloombergNEF, 2022 - Chiến lược đồng đốt than–ammonia tốn kém của Nhật Bản
- 4 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 5 G.Nagatani, H.Ishii, T.Ito, E.Ohno, Y.Okuma, 2020 - Phát triển phương pháp đồng đốt than nghiền và ammonia nhằm giảm phát thải khí nhà kính. IHI Engineering Review, Vol.53, No.1, 2020.
- 6 T. Ito, H. Ishii, J. Zhang, S. Ishihara, S. Toshiyuki (Tập đoàn IHI), Công nghệ mới về đồng đốt ammonia với than nghiền nhằm giảm phát thải NO_x, Hội nghị AIChE 2019.
- 7 J. Tan, Y. He, R. Zhu, Y. Zhu, Z. Wang, Nghiên cứu thực nghiệm về đặc tính đồng đốt ammonia với than nghiền trong lò ống rơi đốt cháy phân tầng, 2022.

Than phun – đồng đốt ammonia tỷ lệ 100 %										
Thông số	Đơn vị	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật										
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	600	600	600	300	1.000	300	1.000		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1.200	1.200	1.200	300	2.000	300	2.000		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-2	-2	-2	-1	-3	-1	-3	A, B	5
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-2	-2	-2	-1	-3	-1	-3	A, B	5
Ngừng máy cưỡng bức	%	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Tỉ lệ tự dừng	%	8,6	8,6	8,6						
Vòng đời kỹ thuật	năm									
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1						
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e									
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Môi trường										
PM 2.5 (so với đốt 100% than)	mg/Nm³	-100	-100	-100	-70	-100	-70	-100	A, C	5
SO₂ (độ khử lưu huỳnh) (so với đốt 100% than)	%	-100	-100	-100	-70	-100	-70	-100	A, D	5
NOₓ (so với đốt 100% than)	g/GJ_i	+30	+30	+30	+20	+50	+20	+50	A, E	3, 5, 6, 7
Số liệu kinh tế (USD2025)										
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	+0,35	+0,35	+0,35	+0,20	+0,60	+0,20	+0,60	A, F, G	1, 2, 4
- Tỉ lệ thiết bị	%									
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%									
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e									
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e									
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	+10	+10	+10	+5	+15	+5	+15	A	3, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	+10	+10	+10	+5	+15	+5	+15	A	3, 4
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần									
Số liệu riêng về công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	+0	+0	+0	-	-	-	-	H	

Ghi chú:

- A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị tính giống với tham số).
- B Thông thường, hiệu suất phát điện sẽ thấp hơn khoảng 1–2 điểm phần trăm so với hiệu suất của nhà máy trước khi chuyển đổi.
- C 100 mg/Nm³ (ở 6% O₂), giảm 100% so với khi đốt than.
- D 500 mg/Nm³ (ở 6% O₂), giảm 100% so với khi đốt than.
- E Giá định vẫn giữ nguyên như khi đốt than.
- F Chi phí đầu tư danh nghĩa giá định không bao gồm khoản đầu tư cho một chương trình kéo dài tuổi thọ tổng thể.

- G Chi phí đầu tư bao gồm việc cải tạo các nhà máy nhiệt điện than hiện hữu để đồng đốt ammonia, trong đó cần cải tạo lò hơi và đầu tư thêm các hạng mục như bồn chứa và thiết bị hóa hơi ammonia. Nhìn chung, các hạng mục cải tạo bao gồm (tham khảo tài liệu 3): đầu đốt được cải tiến; thiết bị tiếp nhận ammonia mới, đường ống, bồn chứa và thiết bị hóa hơi; bổ sung thiết bị xử lý NOx. Chi phí nâng cấp đường ống ngoài phạm vi khu đất nhà máy không được bao gồm.
- H Giả định sử dụng cùng một nhà máy như đã nêu đối với nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn.

Tài liệu tham khảo

- 1 Dự án chuyển đổi nhiên liệu cho Tổ máy 2 của Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại, Viện Năng lượng, 2025.
- 2 GFANZ, ClimateWorks Foundation và Viện Năng lượng, 2025 – Nghiên cứu về tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than để hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam
- 3 BloombergNEF, 2022 - Chiến lược đồng đốt than-ammonia tốn kém của Nhật Bản
- 4 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 5 G.Nagatani, H.Ishii, T.Ito, E.Ohno, Y.Okuma, 2020 - Phát triển phương pháp đồng đốt than nghiền và ammonia nhằm giảm phát thải khí nhà kính. IHI Engineering Review, Vol.53, No.1, 2020.
- 6 T. Ito, H. Ishii, J. Zhang, S. Ishihara, S. Toshiyuki (Tập đoàn IHI), Công nghệ mới về đồng đốt ammonia với than nghiền nhằm giảm phát thải NO_x, Hội nghị AIChE 2019.
- 7 J. Tan, Y. He, R. Zhu, Y. Zhu, Z. Wang, Nghiên cứu thực nghiệm về đặc tính đồng đốt ammonia với than nghiền trong lò ống rơi đốt cháy phân tầng, 2022.

1.5. Đồng đốt trực tiếp sinh khối tại các nhà máy điện hiện có

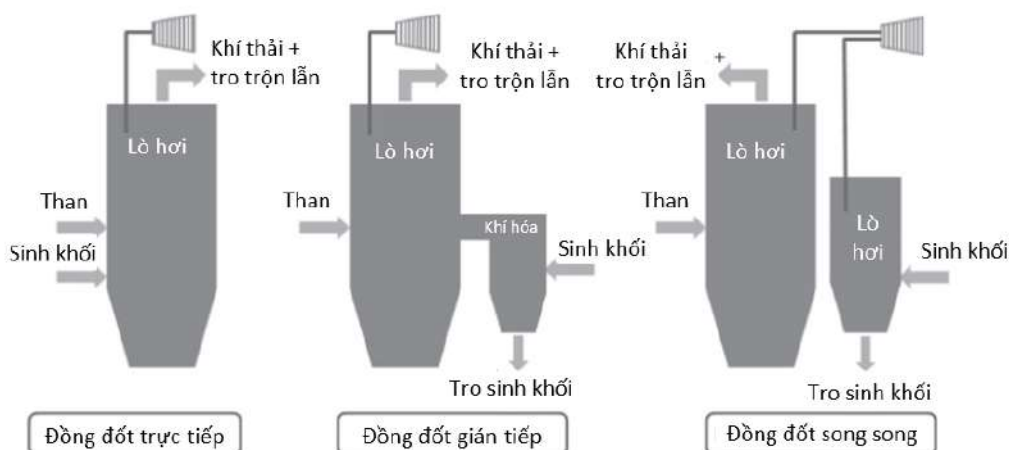
Mô tả tóm tắt công nghệ

Đồng đốt sinh khối và than trong sản xuất điện là phương pháp sử dụng sinh khối thay thế cho một phần than sử dụng trong các nhà máy nhiệt điện. Ưu điểm của nhà máy điện sử dụng phương pháp đồng đốt than và sinh khối là giảm đáng kể lượng khí thải CO_2 , NO_x và SO_x so với nhà máy nhiệt điện than truyền thống [Tài liệu tham khảo 1]. Tuy nhiên, do nhiệt trị của nhiên liệu sinh khối thấp hơn so với than nên hiệu suất của hệ thống đồng đốt thấp hơn so với hệ thống đốt 100% bằng than.

Có ba công nghệ chính: đồng đốt trực tiếp, đồng đốt gián tiếp, đồng đốt song song [Tài liệu tham khảo 2].

- Đồng đốt trực tiếp là quá trình đốt cháy đồng thời sinh khối và than trong cùng một lò đốt. Nghĩa là nhiên liệu được đưa vào cùng một buồng đốt và được đốt cháy cùng nhau.
- Đồng đốt gián tiếp là quá trình đốt cháy sinh khối và than trong các buồng đốt riêng biệt được kết nối với nhau bằng hệ thống trao đổi nhiệt. Khí nóng từ quá trình đốt than được sử dụng để tạo ra hơi nước, sau đó được sử dụng để sản xuất điện, trong khi sinh khối được đốt trong một buồng riêng để tạo nhiệt.
- Đồng đốt song song là quá trình sử dụng buồng đốt hoặc lò hơi riêng biệt chỉ dành cho quá trình đốt cháy sinh khối. Hơi nước sinh ra từ quá trình đốt cháy sinh khối sau đó được sử dụng cùng với hơi nước sinh ra từ quá trình đốt cháy than để sản xuất điện.

Ba công nghệ này được minh họa trong hình dưới đây.



Hình 14: Sơ đồ mô tả các tùy chọn đồng đốt [Tài liệu tham khảo 4]

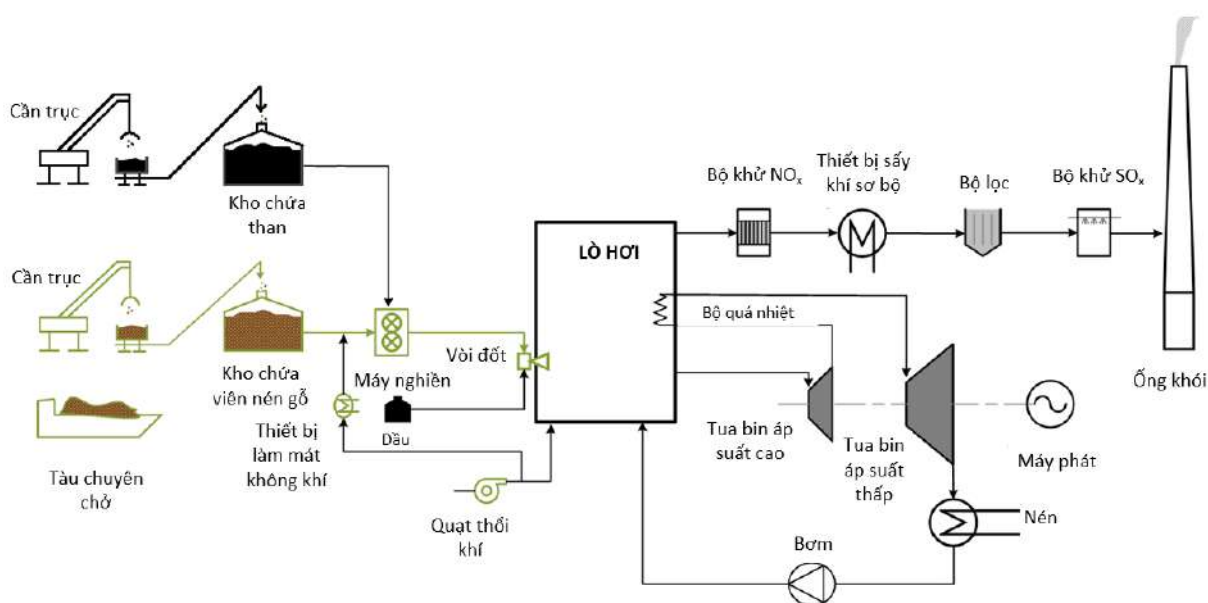
Mỗi công nghệ trên đều có những ưu điểm và hạn chế riêng về chi phí, tính hiệu quả, tính khả thi và tác động môi trường. Đồng đốt trực tiếp là phương pháp đơn giản nhất, rẻ nhất và phổ biến nhất trong ba phương pháp [tài liệu tham khảo 10], tuy nhiên phương pháp này đòi hỏi phải sử dụng nhiên liệu sinh khối chất lượng cao, độ ẩm thấp và lượng tro thấp. Đồng đốt gián tiếp yêu cầu thiết bị phức tạp hơn, nhưng cho phép linh hoạt hơn về các loại nhiên liệu, kể cả nhiên liệu chất lượng thấp hơn. Cuối cùng, đồng đốt song song cho phép đốt cháy nhiều loại nhiên liệu sinh khối, tuy nhiên đây là phương án phức tạp và tốn kém nhất, đồng thời đòi hỏi phải thực hiện nhiều điều chỉnh nhất đối với các nhà máy điện. Trong phần này, chúng ta sẽ tập trung vào công nghệ đồng đốt trực tiếp.

Với công nghệ than nghiền, sinh khối phù hợp nhất cho phương pháp đồng đốt là viên nén gỗ, đây là loại nhiên liệu có nhiều đặc tính gần giống với than nhất, nghĩa là chỉ cần sử dụng một lò hơi. Viên nén là một loại nhiên liệu đồng nhất và được sấy khô trước với nhiều chất lượng tiêu chuẩn hóa khác nhau, được sản xuất từ vật liệu sinh khối như gỗ, gỗ phế liệu, các cây năng lượng khác hoặc phụ phẩm nông nghiệp. Viên nén thường được sản xuất ở nước ngoài và được vận chuyển đến các nhà máy điện bằng tàu cỡ lớn. Viên nén được kiểm soát hàm lượng nước, và tỷ lệ này thường dưới 10% [Tài liệu tham khảo 1].

Phương pháp đơn giản nhất là trộn trước sinh khối với than và nạp nhiên liệu hỗn hợp vào kho chứa than,

xử lý nhiên liệu bằng hệ thống nghiền và đốt than hiện có. Phương pháp đồng đốt này có thể đạt tỷ lệ đồng đốt 10% (cơ sở năng lượng) với chi phí đầu tư bổ sung không đáng kể. Hạn chế này liên quan đến khả năng nghiền vật liệu sinh khối cùng một lúc của các nhà máy than. Các vấn đề có thể phát sinh khi phần lớn các nhà máy nhiệt điện than nghiền phụ thuộc vào đặc tính giòn và dễ vỡ của hạt than, trong khi vật liệu sinh khối thường ở dạng sợi, không được nghiền theo cơ chế này. Để tăng tỷ lệ đồng đốt sinh khối, phương pháp thứ hai là xử lý, đo lường và phối trộn nhiên liệu sinh học riêng, sau đó bơm vào với dòng than bột ở đầu nguồn của vòi đốt hoặc tại vòi đốt. Phương pháp thứ ba là đốt trong một số vòi đốt chuyên dụng. Nhìn chung, để tăng tỷ lệ đốt lên mức 100% sinh khối, các hạng mục dưới đây cần được bổ sung, thay thế hoặc nâng cấp:

- Bồn chứa silo và hệ thống vận chuyển viên nén mới
- Nâng cấp nhà máy và mở rộng công suất do giá trị nhiệt lượng thấp
- Hệ thống quạt lớn hơn cho hệ thống vận chuyển chạy bằng khí nén
- Vòi đốt mới
- Nâng cấp lò hơi, ví dụ: máy thổi tro giúp giảm tích tụ



Hình 15: Sơ đồ phác thảo nhà máy than phun đồng đốt viên nén gỗ. Các hạng mục màu xanh cần được bổ sung, thay thế hoặc nâng cấp.

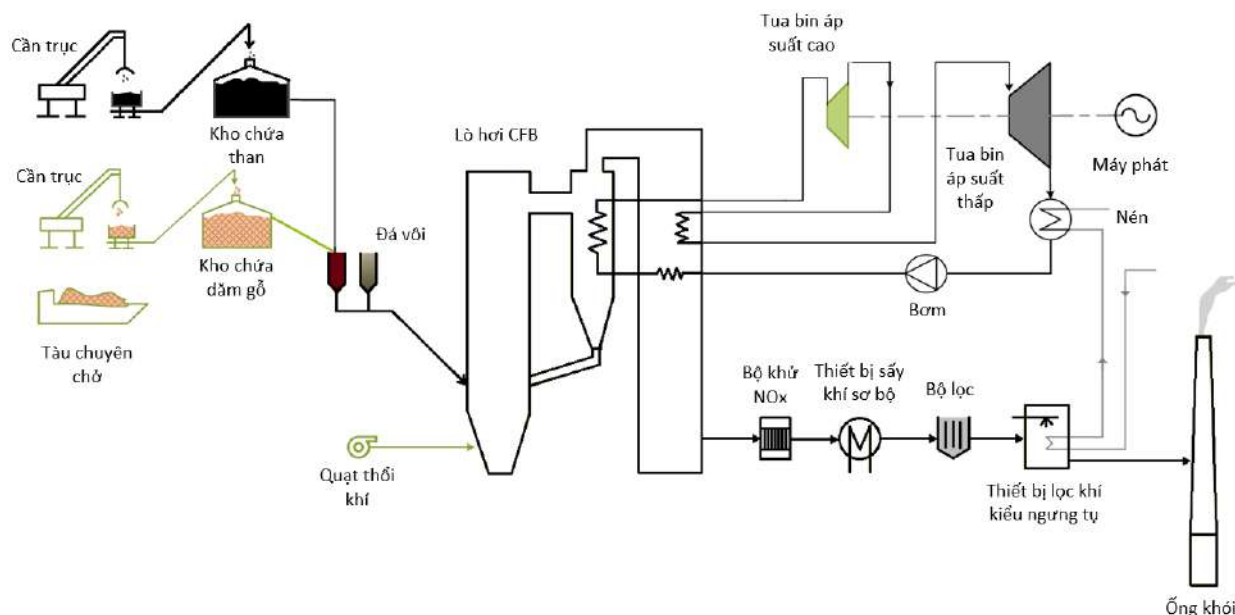
Dăm gỗ là loại nhiên liệu có tính đồng nhất thấp hơn so với viên nén, có sự khác biệt lớn về chất lượng và kích thước. Loại nhiên liệu này có hàm lượng nước cao, thường từ 20% đến hơn 50%, và nó cũng có thể chứa thành phần đất. Vì vậy, nếu sử dụng dăm gỗ để đồng đốt trong nhà máy than phun, doanh nghiệp cần đầu tư một nhà máy để xử lý dăm gỗ thành vật liệu khô mịn, tức là tương đương với nhiên liệu thu được từ nghiền viên nén gỗ, điều này sẽ làm tăng chi phí đầu tư vào các hạng mục của phương pháp đồng đốt.

Nhà máy nhiệt điện than sử dụng công nghệ tăng sôi tuần hoàn (CFB) có thể sử dụng viên nén gỗ, dăm gỗ và các loại sinh khối khác cho quá trình đồng đốt. Máy nạp nhiên liệu và lò hơi FBC được thiết kế để đốt cháy sinh khối hoàn toàn, phù hợp hơn để đốt phần sinh khối với tỷ lệ cao so với lò hơi đốt than phun nên lò hơi CFB có thể đồng đốt 20% sinh khối với chi phí rất thấp. Hình dưới đây giới thiệu bản phác thảo chính của nhà máy CFB và những hạng mục dự kiến sẽ được bổ sung, thay thế hoặc nâng cấp lại để vận hành với tỷ lệ 100% sinh khối.

- Hệ thống lưu trữ và vận chuyển dăm gỗ mới
- Quạt công suất lớn hơn dành cho hệ thống vận chuyển bằng khí nén
- Khi tỷ lệ sinh khối cao, áp suất hơi nước thường thấp hơn, do đó cần phải thay thế tua bin cao áp bằng tua bin mới hoặc nâng cấp tua bin. Nếu không, sẽ có hiện tượng giảm áp suất trên tua bin cao áp và hơi nước bị ngưng tụ quá mức. Trong trường hợp này, tua bin áp suất thấp sẽ bị đọng hơi nước quá mức và xuống cấp nhanh hơn bình thường.

- Nâng cấp hoặc lắp đặt mới hệ thống khí thải, thiết bị lọc và khử ngưng tụ hơi nước và cả SCR nếu cần thiết.

Tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh khối tối ưu được xác định dựa vào các yếu tố như chi phí và yêu cầu vận hành của từng nhà máy điện. Hiện nay, hầu hết các nhà máy điện sử dụng công nghệ đồng đốt sinh khối và than đều đang áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh khối từ 5% đến 10% [Tài liệu tham khảo 2]. Xét đến tính khả thi về kỹ thuật, tỷ lệ này có thể đạt trên 50%, thậm chí có thể lên tới 100% tùy thuộc vào tình trạng hiện tại của nhà máy điện.



Hình 16: Sơ đồ phác thảo nhà máy nhiệt điện than CFB đồng đốt dăm gỗ. Các hạng mục màu xanh cần được bổ sung, thay thế hoặc nâng cấp.

Xu hướng hiện nay trong công nghệ đồng đốt sinh khối và than là tăng tỷ lệ sinh khối trong các dự án thương mại và dần chuyển sang sử dụng hoàn toàn nhiên liệu sinh khối để thay thế than. Ở một số nước châu Âu như Đan Mạch và Vương quốc Anh, các nhà máy điện bắt đầu sử dụng tỷ lệ phối trộn từ 3% đến 10%. Một số nhà máy đã chuyển sang sử dụng 100% nhiên liệu sinh khối [tài liệu tham khảo 8]. Tại Nhật Bản, một số nhà máy nhiệt điện than hiện đang phối trộn sinh khối với tỷ lệ từ 15% đến 30%, kế hoạch nâng tỷ lệ sinh khối lên 50% đến 100% sau khi tiến hành cải tạo nâng cấp từ năm 2023 đến 2035. Tại Việt Nam, nhà máy nhiệt điện than Ninh Bình sử dụng công nghệ đốt than phun đã thử nghiệm đồng đốt viên nén gỗ với tỷ lệ sinh khối cao nhất lên đến 43% vào năm 2020 [Tài liệu tham khảo 11].

Bảng 11: Ví dụ về tỷ lệ đồng đốt nhiên liệu sinh khối tại các nhà máy nhiệt điện than [Tài liệu tham khảo 3]

Nhà máy/ Năm chạy thử	Công suất phát điện than	Hình thức liên kết	Nhiên liệu sinh khối	Tỉ lệ nhiệt đồng đốt	Đặc tính kỹ thuật
Shiliquan/2005	Lò hơi nhiệt độ cao, áp suất cao 400t/h	Đồng đốt trực tiếp	Rơm, cây ngô	18,6% (thiết kế) 5% - 8% (thực tế)	Sử dụng hệ thống đốt độc lập của BWE (Đan Mạch) để đồng đốt, nhiên liệu được xử lý trước khí vào lò hơi
Baoji 2/2010	Lò hơi 300 MW	Đồng đốt trực tiếp	Rơm, sinh khối nén	6,76 – 21,90%	Nhiên liệu sinh khối được đốt riêng nhờ một hệ thống tạo bột
British Tibury/2004	712 MW	Đồng đốt trực tiếp	Cây gỗ, ván gỗ	100%	Đốt sinh khối trong lò đốt sinh khối

British Fiddlers Ferry/1995	4 x 500 MW	Đồng đốt trực tiếp	Ván gỗ ép phế thải, nhân hạt ô-liu, các loại sinh khối khác	20%	Sinh khối được xay thành hạt, sau đó đưa thẳng vào lò đốt.

Vận chuyển, dự trữ và xử lý nhiên liệu: Sinh khối có mật độ thể tích thấp, độ ẩm cao, thủy phân mạnh và không dễ phá vỡ liên kết. Nhiệt lượng và mật độ thể tích thấp thể hiện rằng mật độ nhiên liệu sinh khối tổng thể tính theo MJ/m³ có thể chỉ bằng 1/10 so với than. Do đó, nhiệt đầu vào của quá trình đồng đốt sinh khối tỷ lệ 10% đòi hỏi lượng sinh khối và than phải tương đương nhau. Đồng đốt với tỷ lệ sinh khối cao hơn sẽ đòi hỏi lượng sinh khối phải cao hơn nhiều so với than. Do đó, nhu cầu vận chuyển, dự trữ và xử lý nhiên liệu sinh khối tại chỗ cao hơn hẳn so với than. Những vấn đề này sẽ trở nên rõ ràng hơn khi đồng đốt sinh khối với tỷ lệ cao. Các nhà máy cũng cần phải nâng cao tính linh hoạt trong các cơ sở dự trữ và vận chuyển nhiên liệu để sử dụng được nhiều nguồn sinh khối. Các đặc tính về vận chuyển và dòng lưu thông của sinh khối thường có nhiều vấn đề hơn so với than do sự đa dạng về kích thước, hàm lượng xơ cao và kích thước quá nhỏ.

Tro xỉ và đóng cặn: Nhiên liệu sinh khối có thể chứa nhiều chất kiềm hơn so với than, tuy nhiên, tổng lượng tro xỉ cũng cần được xem xét. Thành phần của tro xỉ gồm các kim loại kiềm, photpho, clo, silic, nhôm và canxi, các chất này có ảnh hưởng đến cơ chế tan chảy của tro xỉ. Kim loại kiềm dễ bay hơi trong quá trình đốt cháy. Một phản ứng hóa học quan trọng cần được xem xét là quá trình giải phóng các chất dễ bay hơi, như kim loại kiềm và hợp chất photphat và các chất lắng đọng sau đó trên bề mặt lò hơi, bề mặt các hạt tro xỉ và bề mặt bị đóng cặn. Phần lớn các chất vô cơ trong sinh khối tồn tại dưới dạng muối hoặc liên kết với chất hữu cơ, trong khi đó than lại liên kết với silicat và do đó có tính ổn định cao hơn.

Ăn mòn và mài mòn: Phần lớn các nhiên liệu sinh khối có xu hướng chứa hàm lượng kim loại kiềm cao, đặc biệt là kali và trong một số trường hợp là photphat. Nhiên liệu sinh khối có hàm lượng lưu huỳnh tương đối thấp. Hơn nữa, một số loại sinh khối chứa hàm lượng clo tương đối cao, lên đến 1% và được giải phóng dưới dạng HCl trong khí thải lò hơi, dẫn đến làm tăng hàm lượng clo-rua trên bề mặt tích tụ kim loại/oxit/tro xỉ. Tro xỉ sinh khối có xu hướng chứa hàm lượng kali và tỷ lệ clo-rua trên sunfat cao. Điều này tác động đáng kể đến quá trình ăn mòn, đặc biệt là ở nhiệt độ cao của kim loại trên các bề mặt có nhiệt độ siêu cao.

Ảnh hưởng đến hiệu suất lò hơi và cơ chế vận hành

So với than và các nhiên liệu hóa thạch khác, nhiên liệu sinh khối thường có nhiệt trị thấp hơn và chi phí cao hơn. Đồng đốt sinh khối có thể làm giảm hiệu suất của lò đốt. Kết hợp sinh khối với than bitum và than non với tỷ lệ 30%, hiệu suất của nhà máy có thể giảm lần lượt từ 35,2% xuống 34,6% và 34,1% xuống 33,8% [Tài liệu tham khảo 7].

Trong phần lớn các trường hợp, khả năng điều tiết không thay đổi nhiều, nếu các lò hơi hiện tại của các nhà máy điện than đang đồng đốt với sinh khối.

Ảnh hưởng đến lượng khí thải

[Tài liệu tham khảo 12]: Lượng khí thải CO₂ ròng từ quá trình đốt cháy sinh khối thấp hơn so với than nếu nhiên liệu sinh khối được trồng một cách bền vững. Lượng khí thải CO₂ đo được từ lò hơi khi đồng đốt sinh khối trong nhà máy điện than có thể tăng nhẹ do công suất lò hơi bị giảm trong quá trình đồng đốt. Ngay cả khi nhiên liệu sinh khối đưa vào đồng đốt không phải là cây năng lượng, chẳng hạn như gỗ phế liệu, thì quá trình đồng đốt vẫn có lượng phát thải khí nhà kính thấp hơn vì nếu không, gỗ phế liệu sẽ bị phân hủy và sản sinh ra khí methane, một loại khí nhà kính nguy hiểm hơn nhiều so với CO₂.

Lượng khí thải SO₂ luôn giảm, tỷ lệ thuận với lượng sinh khối được sử dụng, vì hầu hết các loại sinh khối có hàm lượng lưu huỳnh ít hơn than. Đôi khi lượng khí thải SO₂ còn giảm nhiều hơn do tro của sinh khối thường chứa hàm lượng hợp các chất kiềm và kiềm thổ cao hơn so với than và có thể giữ lại một lượng lưu huỳnh nhiều hơn trong tro. Hàm lượng lưu huỳnh được giữ lại trong xỉ tro của than là 10%, và trong sinh khối nguyên chất là 50%.

Phát thải NO_x khi đồng đốt sinh khối khó dự đoán hơn và có thể tăng, giảm hoặc giữ nguyên so với đốt than tùy thuộc vào loại sinh khối, điều kiện đốt và điều kiện vận hành. Một số nhiên liệu sinh khối, chẳng hạn như nhiên liệu gỗ, có hàm lượng nitơ thấp hơn nên lượng khí thải NO_x thấp hơn. Các loại nhiên liệu khác như cỏ linh lăng và vỏ trấu chứa hàm lượng nitơ cao hơn so với than tiêu chuẩn. Tuy nhiên, việc xác

định lượng khí thải NO_x không chỉ dựa hoàn toàn vào nhiên liệu nitơ mà còn dựa vào cơ chế giải phóng nitơ.

[Tài liệu tham khảo 5,6] ước tính tỷ lệ phối trộn sinh khối từ 16% đến 20%, lượng khí thải CO_2 có thể giảm khoảng 20%, và lượng khí thải NO_x và SO_x giảm khoảng 10% so với sử dụng 100% than.

Ví dụ về những dự án hiện có

[Tài liệu tham khảo 19]: Nhà máy điện Tibury B tại Vương Quốc Anh bắt đầu chuyển đổi sang sử dụng 100% sinh khối từ tháng 5 năm 2011 với công nghệ đồng đốt trực tiếp, việc chuyển đổi cho phép tạo ra 750 MW với nhiên liệu đốt nhập từ nhà máy viên nén tại Georgia, Hoa Kỳ và các nguồn khác từ châu Âu vào mùa đông năm 2011. Việc chuyển đổi này đã biến nhà máy trở thành nơi sản xuất điện bằng sinh khối lớn nhất trên thế giới.

[Tài liệu tham khảo 20]: Nhà máy Nhiệt điện Ninh Bình đã vận hành từ năm 1974, bao gồm 4 tổ máy trung áp với tổng công suất thiết kế là 100 MW (4 x 25 MW). Nhà máy đã tiến hành thử nghiệm đồng đốt sinh khối 2 lần với mục tiêu giảm phát thải SO_x trong năm 2020. Lần thử nhất vào tháng 10/2020, nhà máy đã mua 30 tấn sinh khối dạng viên nén được sản xuất từ phụ phẩm lâm sản để phối trộn với than tại kho hàng với tỷ lệ 15% và 20%. Lượng sinh khối này được cấp cho hệ thống nghiền than được đốt trong lò hơi. Lần thử nghiệm thứ 2 được thực hiện vào tháng 11/2020, nhà máy đồng đốt khoảng 50 tấn sinh khối cùng với than qua vòi gió 3 cấp vào lò hơi với tỷ lệ lần lượt là 18%, 28% và 43%. Kết quả cho thấy nồng độ phát thải SO_2 giảm đáng kể từ 408,4 mg/Nm^3 với tỷ lệ 0% sinh khối xuống 382,52 mg/Nm^3 với tỷ lệ 18%, 296,06 mg/Nm^3 với tỷ lệ 28% và 145,67 mg/Nm^3 với tỷ lệ 43%.

[Tài liệu tham khảo 14]: Từ tháng 9 đến tháng 11 năm 2025, thử nghiệm đồng đốt dăm gỗ đầu tiên tại Việt Nam đã được thực hiện tại Nhà máy Nhiệt điện Na Dương (sử dụng lò tầng sôi tuần hoàn – CFB), với tỷ lệ đồng đốt dăm gỗ lên tới 20%. Thử nghiệm đã thu được nhiều kinh nghiệm quan trọng về vận hành hiệu quả các quy trình liên quan, đặc biệt là quy trình vận chuyển nhiên liệu sinh khối.

Ước tính số liệu

Chi phí đầu tư công nghệ đồng đốt sinh khối trong nhà máy điện than phần lớn phụ thuộc vào công suất và dịch vụ của nhà máy (ví dụ như chi phí điện hoặc kết hợp cung cấp nhiệt và điện), cũng như loại nhiên liệu sinh khối được sử dụng và chất lượng của lò hơi hiện có.

Với tỷ lệ đồng đốt sinh khối tỷ lệ 20% trên cơ sở năng lượng, lò hơi đốt than phun cần lắp đặt hệ thống tích trữ và vận chuyển sinh khối mới, trang bị thêm vòi đốt và máy nghiền than cải tiến, hoặc một nhà máy chuyên dụng mới với chi phí đầu tư các hạng mục mới khoảng 10% CAPEX ban đầu (tương ứng với 0,15 triệu USD/MW). Đối với lò hơi CFB, chỉ cần hệ thống tích trữ và vận chuyển sinh khối với chi phí đầu tư các hạng mục bổ sung thấp, khoảng 3% CAPEX (tương ứng với 0,05 triệu USD/MW) [Tài liệu tham khảo 1,11,12].

Tại các nhà máy nhiệt điện đốt than phun, để đạt tỷ lệ đồng đốt sinh khối 100% sẽ cần hệ thống tích trữ và vận chuyển sinh khối lớn hơn. Máy nghiền chuyên dụng lớn hơn và lò đốt mới cũng cần thiết. Cần nâng cấp thiết bị hâm nóng (reheater) và thiết bị quá nhiệt (superheater) để có không gian lớn hơn, sử dụng nhiều vật liệu hợp kim chống ăn mòn hơn, tăng khả năng làm muối và giảm nhiệt độ cuối cùng để giảm nguy cơ lắng đọng tro và xỉ. Điều này dẫn tới chi phí đầu tư cho các hạng mục bổ sung sẽ cao hơn, bằng khoảng 25% chi phí CAPEX ban đầu (tương ứng với 0,37 triệu USD/MW). Với lò hơi CFB, hạng mục đầu tư bổ sung gồm hệ thống tích trữ và vận chuyển sinh khối lớn hơn, hệ thống quạt lớn hơn và các thiết bị liên quan khác, dẫn tới chi phí đầu tư khoảng 15% CAPEX ban đầu (tương ứng 0,23 triệu USD/MW). [Tham khảo tài liệu 1,11,12].

Chi phí vận hành bảo dưỡng: Do phải đầu tư nâng cấp một số hạng mục khi thực hiện đồng đốt sinh khối (hệ thống cung cấp và tích trữ nhiên liệu, nhà máy hoặc lò đốt), chi phí O&M sẽ có xu hướng tăng nhẹ, từ 3 – 5% tùy thuộc vào tỷ lệ đồng đốt sinh khối.

Bảng số liệu

Than phun – đồng đốt sinh khối tỷ lệ 20% (viên nén gỗ)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	600	600	600	600	300	1.000	300	1.000		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1.200	1.200	1.200	1.200	300	2.000	300	2.000		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-1	-1	-1	-1	0	-2	0	-2	A,B	
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-1	-1	-1	-1	0	-2	0	-2	A,B	
Ngừng máy cưỡng bức	%	+0	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Ti lệ tự dừng	%	13,5	13,5	13,5	13,5	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	-	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1	1	-	-	-	-		
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	+0	+0	+0	+0	-	-	-	-	A,C	
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Môi trường											
PM 2.5	mg/Nm³	-10	-10	-10	-10	-5	-20	-5	-20	A	
SO₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	-10	-10	-10	-10	-5	-20	-5	-20	A	
NOₓ	g/GJ_i	-5	-5	-5	-5	-0	-10	-0	-10	A	
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	+0,16	+0,16	+0,16	+0,16	+0,05	+0,30	+0,05	+0,30	A, D	
- Ti lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Ti lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	+3	+3	+3	+3	+1	+5	+1	+5	A	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	+3	+3	+3	+3	+1	+5	+1	+5	A	
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	+0	+0	+0	+0	-	-	-	-	E	

Ghi chú:
A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị tính giống với tham số).
B Thông thường, hiệu suất phát điện sẽ thấp hơn khoảng 1–2 điểm phần trăm so với hiệu suất của nhà máy trước khi chuyển đổi.
C So với than, sẽ cần thêm một phần không gian lưu trữ có mái che (hoặc các silo) để chứa viên nhiên liệu, ước tính tăng thêm khoảng 50–100% thể tích lưu trữ (m³), nhưng không cần thêm diện tích mặt bằng (m²).
D Chi phí đầu tư danh nghĩa không bao gồm khoản đầu tư cho một chương trình kéo dài tuổi thọ tổng thể.
E Giá định sử dụng cùng một nhà máy như đã nêu đối với nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn.

- 1 Dự án chuyển đổi nhiên liệu cho Tổ máy 1 của Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại, Viện Năng lượng, 2025.
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 3 “Đồng đốt sinh khối: Tổng quan công nghệ” IRENA, 2013. <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/IRENA-ETSAP-Tech-Brief-E21-Biomass-Co-firing.pdf>
- 4 X. Wang et al., “Nghiên cứu thực nghiệm về đồng đốt sinh khối trong lò đốt than nghiền của nhà máy điện quy mô 300 MW tại Trung Quốc,” Proceedings of the Combustion Institute, vol. 33, no. 2, pp. 2725–2733, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.proci.2010.06.055>.
- 5 Rohan Fernando, IEA Clean Coal Centre, “Đồng đốt sinh khối với than ở tỷ lệ cao”, 2012

Than phun – đồng đốt sinh khối tỷ lệ 100% (viên nén gỗ)										
Thông số	Đơn vị	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật										
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	600	600	600	300	1.000	300	1.000		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1.200	1.200	1.200	300	2.000	300	2.000		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-2	-2	-2	-1	-3	-1	-3	A,B	
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-2	-2	-2	-1	-3	-1	-3	A,B	
Ngừng máy cưỡng bức	%	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Tỉ lệ tự dùng	%	8,6	8,6	8,6						
Vòng đời kỹ thuật	năm									
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1						
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e								A,C	
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Môi trường										
PM 2.5	mg/Nm ³	-70	-70	-70	-50	-90	-50	-90	A	
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	-70	-70	-70	-50	-90	-50	-90	A	
NO _x	g/GJ_i	-30	-30	-30	-5	-40	-5	-40	A	
Thông số kinh tế (USD2025)										
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	+0,36	+0,36	+0,36	+0,30	+0,80	+0,30	+0,80	A, D	
- Tỉ lệ thiết bị	%									
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%									
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e									
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e									
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	+5	+5	+5	+3	+10	+3	+10	A	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	+5	+5	+5	+3	+10	+3	+10	A	
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần									
Số liệu riêng về công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	+0	+0	+0	-	-	-	-	E	

Ghi chú:

A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị tính giống với tham số).

B Thông thường, hiệu suất phát điện sẽ thấp hơn khoảng 1–2 điểm phần trăm so với hiệu suất của nhà máy trước khi chuyển đổi.

C So với than, sẽ cần thêm một phần không gian lưu trữ có mái che (hoặc các silo) để chứa viên nhiên liệu, ước tính tăng thêm khoảng 50–100% thể tích lưu trữ (m³), nhưng không cần thêm diện tích mặt bằng (m²).

D Chi phí đầu tư danh nghĩa không bao gồm khoản đầu tư cho một chương trình kéo dài tuổi thọ tổng thể.

E Giả định sử dụng cùng một nhà máy như đã nêu đối với nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn.

Tài liệu tham khảo

- 1 Dự án chuyển đổi nhiên liệu cho Tổ máy 1 của Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại, Viện Năng lượng, 2025.
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 3 “Đồng đốt sinh khối: Tổng quan công nghệ” IRENA, 2013. <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/IRENA-ETSAP-Tech-Brief-E21-Biomass-Co-firing.pdf>
- 4 X. Wang et al., “Nghiên cứu thực nghiệm về đồng đốt sinh khối trong lò đốt than nghiền của nhà máy điện quy mô 300 MW tại Trung Quốc,” Proceedings of the Combustion Institute, vol. 33, no. 2, pp. 2725–2733, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.proci.2010.06.055>.
- 5 Rohan Fernando, IEA Clean Coal Centre, “Đồng đốt sinh khối với than ở tỷ lệ cao”, 2012

2. NHIỆT ĐIỆN CÔNG NGHỆ LÒ HƠI TẦNG SÔI TUẦN HOÀN

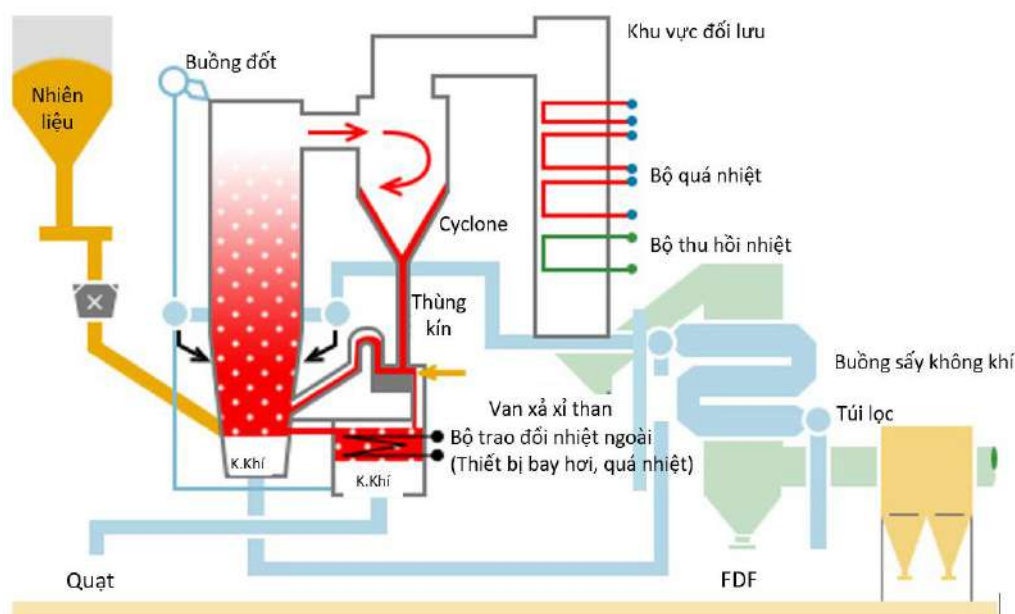
Mô tả công nghệ

Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) là một hệ thống sinh hơi đốt nhiên liệu trong các điều kiện thủy động lực học đặc biệt được gọi là tầng sôi nhanh. Lò hơi CFB có khả năng sử dụng nhiều loại nhiên liệu, có lượng phát thải NO_x thấp và chi phí loại bỏ SO_2 thấp (Tài liệu tham khảo 1).

Cấu hình một lò hơi CFB điển hình có thể được chia thành chu trình tuần hoàn và phần đổi lưu:

Trong chu trình tuần hoàn, một lò cao đóng vai trò là lò đốt, là nơi diễn ra quá trình đốt cháy. Các chất rắn không cháy như cát, tro nhiên liệu hoặc chất hấp thụ được đưa vào đáy lò, tạo thành lớp đáy nóng. Các hạt nhiên liệu được đưa vào gần đáy và đốt cháy trong quá trình cháy không có ngọn lửa ở nhiệt độ 800-900°C. Để giữ cho nhiệt độ của khí ra khỏi lò ở mức 800-900°C, một phần nhiệt đốt phải được xả bớt. Do đó, các bề mặt hấp thụ nhiệt (thiết bị bay hơi) được đặt trong lò, cuối hệ thống là bộ phận bao hơi. Bên trong lò, các hạt rắn không cháy sẽ bị cuốn theo không khí sơ cấp cấp vào ở phía đáy và khí đốt, tạo điều kiện sôi của hạt rắn. Những chất rắn này tạo thành các kết tụ hạt liên tục theo vòng tuần hoàn. Khi ra khỏi buồng đốt, chúng được giữ lại bởi một bộ tách khí-hạt và được tuần hoàn qua cyclon trở lại đáy lò với tốc độ đủ để không gây ra chênh lệch nhiệt độ.

Khi hạt rắn được tách ra, khí thải sạch sẽ đi vào phần đổi lưu. Ở phần trên cùng, bộ quá nhiệt sẽ tăng nhiệt độ của hơi từ trạng thái lỏng đến nhiệt độ bão hòa lên nhiệt độ hơi thiết kế cho tua bin cao áp. Ngoài ra còn có một bộ thu hồi nhiệt tận dụng nhiệt của khí thải để làm nóng nước cấp được đưa đến trống hơi. Đôi khi phần bên dưới bộ thu hồi nhiệt cũng được sử dụng làm bộ gia nhiệt sơ bộ không khí.



Hình 17: Sơ đồ lò hơi CFB (Tài liệu tham khảo 2)

Đầu vào

Một trong những điểm mạnh của lò hơi CFB là chúng có thể đốt được nhiều loại nhiên liệu rắn. Từ than cấp thấp đến sinh khối hoặc nhiên liệu thải. Tuy nhiên, các hạt nhiên liệu chỉ chiếm 1-3% khối lượng chất rắn, phần còn lại là chất rắn không cháy như cát làm tầng sôi, tro nhiên liệu hoặc chất hấp thụ khử lưu huỳnh.

Không khí cũng là đầu vào cho quá trình cháy và gió sơ cấp có đầu vào ở đáy lò và đầu vào gió thứ cấp ở giữa vùng dưới và vùng trên của lò, cả hai đều đã được gia nhiệt.

Nước cấp cũng được sử dụng và chuyển hóa thành hơi làm phương tiện truyền nhiệt (Tài liệu tham khảo 3).

Đầu ra

Lò hơi tạo ra hơi được sử dụng để phát điện hoặc cấp nhiệt.

Công suất điển hình

Công suất thường phụ thuộc vào loại chu trình hơi nước. Mức cận tới hạn được định nghĩa là mức dưới 200 bar và 540°C. Cả nhà máy siêu tới hạn và trên siêu tới hạn đều hoạt động ở mức trên điểm tới hạn của hơi nước, yêu cầu áp suất trên 221 bar. Ở mức trên điểm tới hạn của hơi nước, nước sẽ chuyển từ thể lỏng sang thể hơi mà không cần sôi - nghĩa là không có sự thay đổi trạng thái quan sát được và không có yêu cầu về nhiệt tiềm ẩn. Không có định nghĩa tiêu chuẩn cho trên siêu tới hạn so với siêu tới hạn. Thuật ngữ 'trên siêu tới hạn' được sử dụng cho các nhà máy có nhiệt độ hơi nước khoảng 600°C trở lên. Mô tả về chu trình hơi nước được trình bày trong chương về nhà máy nhiệt điện đốt than phun.

Công suất điển hình của các lò hơi cận tới hạn là 300 MW. Lò hơi siêu tới hạn có công suất từ 300-600 MW và công suất lò hơi trên siêu tới hạn ở mức cao hơn 600 MW một chút. (Tài liệu tham khảo 4)

Tỷ lệ điện tự dùng trung bình là 9%-10% công suất phát điện (Tài liệu tham khảo 5).

Khả năng tăng giảm công suất

Lò hơi CFB có thể đáp ứng nhanh chóng với các mức tải khác nhau do tốc độ sôi cao. Điều này giúp chúng có thể thay đổi 4% công suất liên tục tối đa (MCR) mỗi phút. (Tài liệu tham khảo 1).

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm

- CFB cho phép sử dụng nhiều loại nhiên liệu, bao gồm cả nhiên liệu ở cấp thấp và nhiên liệu kết hợp.
- Có thể thực hiện kiểm soát khí thải với chi phí thấp. Nhiệt độ thấp làm giảm sự hình thành các oxit nitơ và cho phép sử dụng đá vôi để thu hồi khí axit.
- Nhiên liệu hóa thạch thông thường yêu cầu nhiên liệu phải được nghiền và sấy khô trước khi vào lò, nhưng lò hơi CFB không yêu cầu điều này.
- Nhiệt độ buồng đốt của lò than phun cao hơn dẫn tới chi phí vật liệu cao hơn lò hơi CFB (nhiệt độ buồng đốt từ 700°C – 850°C).
- Yêu cầu bảo dưỡng thấp. Nguyên nhân chính dẫn đến yêu cầu bảo dưỡng là khi lò hơi CFB hoạt động dưới mức nhiệt độ nóng chảy của tro, nhiên liệu không thể tan chảy, dẫn đến ăn mòn và đóng cặn (Tài liệu tham khảo 6 & 7).

Nhược điểm

- Tiêu thụ điện tự dùng cao hơn lò than phun do công suất quạt cao để tạo tầng sôi (Tài liệu tham khảo 5).
- Khả năng điều chỉnh phụ tải thấp hơn một chút so với các nhà máy nhiệt điện đốt than phun do quán tính nhiệt lớn của lớp đáy.
- Các nhà máy nhiệt điện đốt than phun có thể có các tổ máy với công suất từ 1000 MWe trở lên. Các nhà máy CFB nhìn chung có quy mô công suất nhỏ hơn và cho đến nay các nhà máy có công suất trên 600 MWe mới chỉ đang trong giai đoạn vận hành ban đầu (Tài liệu tham khảo 8).

Tiêu thụ nước

Mức tiêu thụ nước của nhà máy nhiệt điện than công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn tương tự như của nhà máy nhiệt điện than đốt than phun, được trình bày trong mục “Tiêu thụ nước” của chương về nhiệt điện than đốt than phun.

Môi trường

Do nhiệt độ đốt cháy thấp và lượng khí nạp vào, mức NO₂ thấp hơn so với hệ thống đốt than phun. Một mặt, nitơ thường không bị oxy hóa ở mức nhiệt độ thấp mà lò hơi CFB vận hành. Mặt khác, bằng cách bơm một lượng không khí dưới mức cân bằng hóa học, lượng nitơ thoát ra từ nhiên liệu không thể tìm thấy oxy

trong môi trường trực tiếp xung quanh.

Tuy nhiên, nhiệt độ cháy thấp sẽ tạo ra N_2O . Sự chuyển hóa nitơ than thành N_2O phụ thuộc vào quá trình khử bay hơi. Nhưng khi được gia nhiệt ở tốc độ vừa phải lên đến $900^\circ C$, chỉ một phần nhỏ than chuyển thành HCN là nguồn chính tạo thành N_2O .

Sự hình thành lưu huỳnh điôxit (SO_2) chủ yếu phụ thuộc vào thời gian lưu của khí, nhiệt độ và lượng không khí dư, trong đó điều kiện nhiệt độ và áp suất cao sẽ thuận lợi cho quá trình hình thành SO_2 . Nhờ nhiệt độ cháy thấp, có thể sử dụng đá vôi để hấp thụ SO_2 , do đó phần lớn các nhà máy điện sử dụng lò tầng sôi tuần hoàn (CFB) không cần lắp đặt hệ thống khử SO_2 sau quá trình đốt trong lò. Tuy nhiên, hiệu quả và yêu cầu khử SO_2 phụ thuộc trực tiếp vào hàm lượng lưu huỳnh trong nhiên liệu. Trong trường hợp nhiên liệu có hàm lượng lưu huỳnh cao, có thể cần xem xét đầu tư bổ sung hệ thống khử SO_2 (FGD), tương tự giải pháp hiện đang được áp dụng tại Nhà máy Nhiệt điện Na Dương I, II.

CFB có phát thải SO_x và NO_x sơ cấp thấp hơn so với lò hơi đốt than phun. Nếu có bất kỳ xỉ nào được hình thành, hạt chất rắn tuần hoàn có thể làm sạch bề mặt nhờ quá trình tuần hoàn. Tuy nhiên, so với lò hơi đốt than phun không thu giữ lưu huỳnh, lò hơi CFB có chất hấp thụ thải ra lượng CO_2 cao hơn.

Thông thường, phát thải CO đối với lò hơi CFB thấp hơn giới hạn quy định, nhưng sẽ tăng lên khi nhiệt độ đốt giảm, đặc biệt là dưới $800^\circ C$ (Tài liệu tham khảo 3).

Việc làm

Đối với một nhà máy có công suất khoảng 500 MW, cần 1500-2000 nhân công để thiết kế, xây dựng và vận hành chạy thử nhà máy. Một nhà máy có 300-350 nhân viên sẽ có khoảng 60 người vận hành thiết bị CFB (Tài liệu tham khảo 9).

Nghiên cứu và phát triển

Các nỗ lực nghiên cứu chính tập trung vào việc mở rộng quy mô công suất, giảm công suất phụ trợ và cải thiện khả năng thu giữ SO_2 (Tài liệu tham khảo 10).

Ngoài ra, việc cải thiện mức độ linh hoạt cũng đang được nghiên cứu (Tài liệu tham khảo 11).

Mặc dù lò hơi CFB có thể sử dụng nhiều loại nhiên liệu nhưng nghiên cứu đang xem xét việc sử dụng rác thải sinh khối làm nhiên liệu, việc này có thể khó khăn do keo và chất dẻo có thể kết tụ giữa vật liệu trong tầng sôi (Tài liệu tham khảo 12).

Hiện nay, các nhà máy nhiệt điện than sử dụng công nghệ lò tầng sôi tuần hoàn (CFB) đang tiến hành các thử nghiệm đồng đốt sinh khối nhằm đánh giá khả năng áp dụng trong điều kiện vận hành tại Việt Nam. Từ tháng 9 đến tháng 11 năm 2025, thử nghiệm đồng đốt sinh khối đầu tiên tại Việt Nam đã được thực hiện tại Nhà máy Nhiệt điện Na Dương I, với tỷ lệ đồng đốt dăm gỗ lên tới 20%. Kết quả ban đầu cho thấy công nghệ CFB có tiềm năng từng bước chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu sinh khối, đồng thời thu được nhiều kinh nghiệm quan trọng về vận hành hiệu quả các quy trình liên quan, như quy trình vận chuyển nhiên liệu sinh khối (Tài liệu tham khảo 23).

Ví dụ về những dự án hiện có

Lò hơi CFB đã được sử dụng tại Việt Nam trong nhiều năm:

Nhà máy điện Na Dương

Nhà máy nhiệt điện than có công suất 110 MW (2×55 MW, cấu hình 1 lò hơi – 1 tua bin). Nhà máy được hoàn thành vào năm 2005 và là nhà máy điện đặt tại mỏ, sử dụng than khai thác tại chỗ (Tài liệu tham khảo 13).

Nhà máy điện Cao Ngạn

Nhà máy nhiệt điện than có công suất 115 MW ($2 \times 57,5$ MW, cấu hình 1 lò hơi – 1 tua bin), được hoàn thành vào năm 2007 với tổng mức đầu tư 124 triệu USD. Nhà máy sử dụng than antraxit, và các lò hơi do Alstom cung cấp (Tài liệu tham khảo 14).

Nhà máy điện Cẩm Phả

Nhà máy này được xây dựng trong hai giai đoạn: Giai đoạn 1 có công suất 340 MW (cấu hình 2 lò hơi – 1 tua bin) trị giá 349 triệu USD, hoàn thành năm 2009 và giai đoạn 2 với công suất 330 MW (cấu hình 2 lò hơi – 1 tua bin) được hoàn thành năm 2010. Nhà máy này đốt than nhiên liệu hoặc than bùn (Tài liệu tham khảo 15).

Các dự án sau có một số lò hơi CFB mới nhất tại Việt Nam:

Nhà máy nhiệt điện Thăng Long

Đây là nhà máy điện than có công suất 600 MW ở tỉnh Quảng Ninh, miền Bắc Việt Nam. Nhà máy có hai tổ máy công suất 300 MW do Alstom cung cấp và đi vào vận hành thương mại vào tháng 5 và tháng 7 năm 2018. Nhà máy sử dụng than Antraxit trong nước. Chi phí đầu tư là 645 triệu USD (Tài liệu tham khảo 16).

Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê (Tài liệu tham khảo 12)

Tổng quan: Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê nằm ở tỉnh Quảng Ninh, có tổng công suất 440 MW, gồm 2 tổ máy 220 MW. Nhà máy được khởi công xây dựng từ năm 2009 và khánh thành vào tháng 4/2013.

Thông số kỹ thuật: Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê sử dụng lò đốt tầng sôi tuần hoàn (CFB) và lò hơi cận tới hạn với thông số hơi quá nhiệt: 175 kg/cm² (~ 172 bar) và 543°C. Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy là 9,4% và hiệu suất điện thuần là 37,6% (nhiệt trị thấp). Nhiên liệu chính của nhà máy là than antraxit từ mỏ Mạo Khê, Khe Chuối, Hồ Thiên, Trảng Bạch. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt lò ở mức phụ tải thấp. Mức phát thải SO₂, NO_x và PM_{2.5} lần lượt là 472 mg/m³, 315 mg/m³ and 118 mg/Nm³ theo số liệu khảo sát năm 2016.

Tỷ lệ tăng giảm công suất của nhà máy nhiệt điện Mạo Khê là 0,5%/phút, phụ tải tối thiểu là 85% đầy tải, thời gian khởi động ấm là 10 giờ, thời gian khởi động lạnh là 12 giờ.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện Mạo Khê là 653 triệu USD (theo tỷ giá năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương đương mức đầu tư danh nghĩa là 1,49 triệu USD/MW_e. Tổng vốn (bao gồm các chi phí nêu trên) là 765 triệu USD, tương đương 1,74 triệu USD/MW. Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định là 45,7 USD/kW_e/năm và chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi là 1,34 USD/MWh.

Dự án cập nhật: CFB Mông Dương 1

Nhà máy nhiệt điện Mông Dương 1 đặt tại phường Mông Dương, tỉnh Quảng Ninh. Nhà máy gồm 2 tổ máy công suất 540 MW được khởi công xây dựng từ tháng 10/2011 và vận hành chính thức vào tháng 01/2016.

Nhà máy nhiệt điện Mông Dương 1 sử dụng lò đốt tầng sôi tuần hoàn (CFB) và lò hơi cận tới hạn với thông số hơi quá nhiệt: áp suất hơi chính là 17,2 Mpa (~ 241 bar), nhiệt độ hơi chính là 541°C. Hiệu suất điện thuần của nhà máy (danh định) là 35% (nhiệt trị thấp).

Nhà máy sử dụng nhiên liệu chính là than cám 6a.1 theo tiêu chuẩn TCVN 8910: 2015, hàm lượng tro xỉ trung bình khoảng 37,5%. Mỗi năm tiêu thụ khoảng 3,5 triệu tấn than, thải ra khoảng 1,3 triệu tấn tro, xỉ, trong đó khối lượng xỉ đáy lò khoảng 525.000 tấn (chiếm 40%) và tro bay khoảng 787.500 tấn (chiếm 60%). Theo số liệu quan trắc tự động 6 tháng đầu năm 2019, giá trị phát thải NO_x là 8,3 mg/Nm³, SO₂ là 78 mg/Nm³ và phát thải PM_{2.5} là 102 mg/Nm³.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện Mông Dương 1 là 1,45 tỷ USD (tỷ giá năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương ứng với mức đầu tư danh nghĩa là 1,34 triệu USD/MW_e. Tổng vốn (bao gồm các chi phí nêu trên) là 1,57 tỷ USD, tương ứng với 1,46 triệu USD/MW. Số liệu tài chính khác: chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định là 39,16 USD/kW_e/năm, chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi là 0,97 USD/MWh và chi phí khởi động ấm là 299 USD/MW.

Nhà máy điện Nông Sơn

Nhà máy Nhiệt điện Nông Sơn được khởi công xây dựng năm 2006 tại xã Nông Sơn, Thành phố Đà Nẵng, với công suất thiết kế 30 MW, cấu hình 1 lò hơi – 1 tua bin. Nhà máy chính thức vận hành thương mại từ năm 2015 (Tài liệu tham khảo 20).

Phát triển trong tương lai của công nghệ lò hơi CFB tại Việt Nam

Nhà máy điện An Khánh Bắc Giang

Đây là nhà máy nhiệt điện than công suất 650 MW, ở tỉnh Bắc Ninh và dự kiến sẽ được vận hành trong giai đoạn năm 2030. Nhà máy có chi phí đầu tư 01 tỷ USD. Nhà máy sử dụng than antraxit trong nước.

Nhà máy điện Na Dương II

Nhà máy Nhiệt điện Na Dương II được xây dựng tại xã Na Dương, tỉnh Lạng Sơn. Dự án có tổng mức đầu tư 4.089 tỷ đồng, công suất 110 MW, sử dụng lò tầng sôi tuần hoàn (CFB) kết hợp với 1 tua bin và 1 máy phát. Dự kiến nhà máy sẽ đi vào vận hành trong năm 2026 (Tài liệu tham khảo 22).

Ước tính số liệu

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Nhiệt điện công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cấm nang công nghệ – Việt Nam 2025		1,9	1,88		1,85	1,81
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2023	1,94		1,92			1,90

Tài liệu tham khảo

[1] Cục Năng lượng Đan Mạch, “Dữ liệu Công nghệ. Phát điện và cấp nhiệt tập trung”, 2016.

[2] Mitsubishi Power, “Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB), Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[3] Prabir Basu, “Lò hơi tầng sôi tuần hoàn. Thiết kế vận hành và bảo dưỡng”, 2015.

[4] Junfu Lyu, Đại học Thanh Hoa, “Nghiên cứu & Phát triển và Ứng dụng công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn ở Trung Quốc”, 2017.

[5] H. Yang, G. Yue, “Thiết kế và vận hành lò hơi CFB với lớp nhiên liệu tồn trữ thấp”, 2010.

[6] David Appleyard, Power Engineering International, “Lò hơi CFBC so với Lò hơi đốt than phun”, 2015.

[7] Sumitomo Heavy Industries, “Lò hơi CFB”, <https://www.shi-fw.com/clean-energy-solutions/cfb-boilers/>, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[8] P.Somoorathi, UltraTech Cement Limited, “CFB quy mô lớn sử dụng nhiều liệu linh hoạt”, <https://www.powerengineeringint.com/coal-fired/fuel-flexible-utility-scale-cfb/>, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[9] Malgorzata Wiatros-Motyka, “Nhà máy điện Lagisza: CFB siêu tới hạn đầu tiên trên thế giới”, 2017, <https://www.worldcoal.org/%C5%82agisza-power-plant-world%E2%80%99s-first-supercritical-cfb>, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[10] H. Yang, G Yue, “Tiến triển mới nhất của công nghệ lò hơi CFB ở Trung Quốc”, 2010.

[11] A. Nikolopoulos, CPERI/CERTH, “Đánh giá tính linh hoạt của Vòi đốt CFB đối với sự thay đổi phụ tải theo loại nhiên liệu”, 2017.

[12] E. Coda Zabetta, “Kinh nghiệm của Foster Wheeler trong việc sử dụng sinh khối và rác thải cho các CFB”, 2008.

[13] ZBG, “Nhà máy điện than Na Dương”, 2018, <https://www.worldcoal.org/%C5%82agisza-power-plant-world%E2%80%99s-first-supercritical-cfb>, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[14] Frank Kluger, Power Engineering International, 2004, “Nhà máy điện đốt than - Cao Ngan thiết lập tiêu chuẩn”, <https://www.powerengineeringint.com/world-regions/asia/coal-fired-power-plants-cao-ngan-sets-the-standard/>, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[15] Vietnam Energy, “Vinacomin đã ứng dụng thành công công nghệ CFB trong các nhà máy nhiệt điện”, 2014, <http://nangluongvietnam.vn/news/en/mechanical-project/vinacomin-has-successfully-applied-cfb-technology-in-the-thermal-power-plants.html>, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[16] Global Energy Monitor, “Trạm điện Thăng Long”, https://www.gem.wiki/Thang_Long_power_station, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[17] Global Energy Monitor, “Trạm điện Mạo Khê”, https://www.gem.wiki/Mao_Khe_power_station, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[18] Đánh giá độc lập của ADB, “Việt Nam: Dự án nhiệt điện Mông Dương 1”, 2019.

[19] NS Energy, “Nhà máy nhiệt điện Nam Định 1”, <https://www.nsenerybusiness.com/projects/nam-dinh-1-thermal-power-plant>, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

[20] Báo cáo Chương trình khảo sát nhà máy nhiệt điện than tại Nhà máy Nhiệt điện Nông Sơn và Cao Ngan, erex Company Limited, 2024.

[21] Số liệu kỹ thuật, vận hành, chi phí được thu thập từ các nhà máy, báo cáo TKCS/TKKT, website dự án, cơ quan điều độ HTĐ. Số liệu phát thải lấy từ báo cáo đo lường khí thải, số liệu quan trắc tự động, báo cáo TKCS/TKKT.

[22] Tiến độ xây dựng Dự án Nhà máy Nhiệt điện Na Dương 2 (cập nhật ngày 25/7/2025), Tạp chí Năng lượng Việt Nam, <https://nangluongvietnam.vn/tien-do-thi-cong-du-an-nha-may-nhiet-dien-na-duong-2-cap-nhat-ngay-2572025-34581.html>.

[23] Thông báo về việc hợp tác với Tổng công ty Điện lực – TKV (Vinacomin Power) để thực hiện thử nghiệm đốt sinh khối tại nhà máy nhiệt điện than thứ hai trong khuôn khổ dự án chuyển đổi nhiên liệu hóa thạch sang sinh khối nhằm giảm phát thải carbon, erex Company Limited, 2025.

Bảng số liệu

Nhà máy điện lò hơi CFB trên siêu tới hạn											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	600	600	600	600	300	660	300	800		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1200	1200	1200	1200	300	1200	300	1800		1
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	41	42	43	43	37	43	39	45		1, 5, 6
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	40	41	42	42	37	43	39	45		1, 6
Ngừng máy cưỡng bức	%	7	6	5	3	5	15	2	7	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch	%	13	10	8	6	6	15	4	8	A	1
Tỉ lệ tự dừng	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng	năm	3,75	3	3	3	3	5	2	4	A	1
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		6
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	4	4	4	4	2	4	3	4	B	1
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	40	25	22,5	20	25	50	10	30	A	1
Thời gian khởi động ấm	Giờ	8	4	4	4	2	8,5	2	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	10	12	12	12	6	15	6	12	B	1
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	6	6	6	6	-	-	-	-		7
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	4	4	4	4	-	-	-	-		7
Môi trường											
PM 2.5	mg/Nm³	70	70	70	70	50	150	20	100	E	2, 3
SO₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	90	90	90	95	90	95	90	99		2, 3
NOₓ	g/GJ_i	108	105	72	38	108	263	38	263	C	2, 3
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	1,90	1,88	1,85	1,81	1,43	2,57	1,36	2,26	D, F, G, H	1, 5, 6
- Tỉ lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	50.920	50.413	49.413	48.434	38.190	68.742	36.326	60.543	F, H	1, 5, 6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	1,30	1,39	1,36	1,33	0,98	1,76	1,00	1,66	F, H	1, 6
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	65	65	65	65	49	87	49	81	F, H	1, 4, 6
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	+0	+0	+0	+0	-	-	-	-	I	

Ghi chú:
A Giá định cải thiện dần dần để đạt tiêu chuẩn quốc tế vào năm 2050.
B Giá định không có sự cải thiện về năng lực quản lý/điều tiết.
C Được tính toán từ mức tối đa 750 mg/Nm³ sang đơn vị g/GJ (hệ số quy đổi 0,35 theo Pollution Prevention and Abatement Handbook, 1998).

- D Để phản ánh hiệu quả kinh tế theo quy mô, sử dụng một hệ số tỷ lệ, $a = 0.8$ được giả thiết.
- E Giới hạn trên của mức độ bất định xuất phát từ quy định quản lý; giới hạn dưới dựa trên các tiêu chuẩn hiện hành của Nhật Bản (năm 2020) và Hàn Quốc (năm 2050).
- F Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là $\pm 25\%$.
- G Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả tại phần Phương pháp luận.
- H Giả định chi phí giảm 0,2% mỗi năm.
- I Giả định sử dụng cùng một nhà máy như đã nêu đối với nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn.

Tài liệu tham khảo

- 1 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 2 Cơ sở dữ liệu nhà máy điện thế giới (World Electric Power Plant Database – WEPP) của Viện Dữ liệu Tiện ích Platts (Platts Utility Data Institute – UDI)
- 3 Mức phát thải tối đa theo Quy định số 21/2008 của Bộ Môi trường.
- 4 Viện Nghiên cứu Kinh tế Đức (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung – DIW), Về chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ trọng ngày càng tăng của các nguồn năng lượng tái tạo biến động, 2016.
- 5 IEA, Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới, 2025.
- 6 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang Công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 7 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2022 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Ấn Độ

Than CFB – đồng đốt 20% sinh khối (viên gỗ, dăm gỗ).											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	300	300	300	300	150	600	150	600		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	600	600	600	600	300	1200	300	1200		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	+0	+0	+0	+0	+0	-1	+0	-1	A, B	3,14, 15
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	+0	+0	+0	+0	+0	-1	+0	-1	A, B	3,14, 15
Ngừng máy cưỡng bức	%	+0	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	3,14, 15
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14, 15
Tỉ lệ tự dừng	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	-	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1	1	-	-	-	-		
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	+0	+0	+0	+0	-	-	-	-	A, C	3,14, 15
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14, 15
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14, 15
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14, 15
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14, 15
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14, 15
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14, 15
Môi trường											
PM 2.5 (so với đốt 100% than)	mg/Nm³	-10	-10	-10	-10	-5	-20	-5	-20	A	1,2
SO₂ (độ khử lưu huỳnh) (so với đốt 100% than)	%	-10	-10	-10	-10	-5	-20	-5	-20	A	1,2
NOₓ (so với đốt 100% than)	g/GJ_i	-5	-5	-5	-5	-0	-10	-0	-10	A	1,2
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	+0,06	+0,06	+0,06	+0,06	+0,01	+0,20	+0,01	+0,20	A, D	1, 2
- Tỉ lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (so với đốt 100% than)	USD/MW_e/năm	+3	+3	+3	+3	+1	+5	+1	+5	A	3,14, 15
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (so với đốt 100% than)	USD/MWh	+3	+3	+3	+3	+1	+5	+1	+5	A	3,14, 15
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	+0	+0	+0	+0	-	-	-	-	E	

Ghi chú:

- A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị tính giống với tham số).
- B Thông thường, hiệu suất phát điện sẽ thấp hơn khoảng 1–2 điểm phần trăm so với hiệu suất của nhà máy trước khi chuyển đổi.
- C So với than, sẽ cần thêm một phần không gian lưu trữ có mái che (hoặc các silo) để chứa viên nhiên liệu, ước tính tăng thêm khoảng 50–100% thể tích lưu trữ (m³), nhưng không cần thêm diện tích mặt bằng (m²).
- D Chi phí đầu tư danh nghĩa không bao gồm khoản đầu tư cho một chương trình kéo dài tuổi thọ tổng thể.
- E Giá định sử dụng cùng một nhà máy như đã nêu đối với nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn.

Tài liệu tham khảo

- 1 Viện Năng lượng, 2025 – Báo cáo nghiên cứu và đánh giá công nghệ đồng đốt sinh khối và than tại các nhà máy nhiệt điện than ở Việt Nam (Nhà máy Nhiệt điện Na Dương).
- 2 GFANZ, ClimateWorks Foundation và Viện Năng lượng, 2025 – Nghiên cứu về tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than nhằm hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam.
- 3 “Đồng đốt sinh khối: Tài liệu tổng quan công nghệ,” IRENA, 2013. <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/IRENA-ETSAP-Tech-BriefE21-Biomass-Co-firing.pdf>
- 4 M. V Gil and F. Rubiera, “5 - Đồng đốt than và sinh khối: cơ sở lý thuyết và xu hướng phát triển trong tương lai,” in *New Trends in Coal Conversion*, I. Suárez-Ruiz, M. A. Diez, and F. Rubiera, Eds. Woodhead Publishing, 2019, pp. 117–140. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102201-6.00005-4>
- 5 Y. Xu, K. Yang, J. Zhou, and G. Zhao, “Công nghệ phát điện đồng đốt than – sinh khối: hiện trạng, thách thức và hàm ý chính sách,” *Sustainability*, vol. 12, no. 9, 2020, doi: 10.3390/su12093692.
- 6 M. v. Gil và F. Rubiera, “Đồng đốt than và sinh khối: cơ sở lý thuyết và xu hướng phát triển trong tương lai,” trong *Xu hướng mới trong chuyển đổi than: đốt cháy, khí hóa, phát thải và luyện cốc*, Elsevier, 2018, tr. 117–140. doi: 10.1016/B978-0-08-102201-6.00005-4.
- 7 M. Ashizawa, M. Otaka, H. Yamamoto, and A. Akisawa, “Phát thải CO₂ và hiệu quả kinh tế của việc đồng đốt viên nén gỗ cacbon hóa tại các nhà máy nhiệt điện than: Trường hợp sản xuất viên nén ở nước ngoài và sử dụng tại Nhật Bản,” *Energies*, vol. 15, no. 5, 2022, doi: 10.3390/en15051770.
- 8 X. Wang và cộng sự, “Nghiên cứu thực nghiệm về đồng đốt sinh khối trong lò đốt than nghiền của nhà máy điện quy mô 300 MW tại Trung Quốc,” *Kỷ yếu Viện Đốt cháy (Proceedings of the Combustion Institute)*, tập 33, số 2, tr. 2725–2733, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.proci.2010.06.055>
- 9 S. Mehmood, B. V. Reddy và M. A. Rosen, “Phân tích năng lượng của hệ thống phát điện than nghiền dựa trên đồng đốt sinh khối,” *Sustainability*, tập 4, số 4, tr. 462–490, 2012, doi: 10.3390/su4040462.
- 10 M. S. Roni, S. Chowdhury, S. Mamun, M. Marufuzzaman, W. Lein và S. Johnson, “Công nghệ đồng đốt sinh khối: chính sách, thách thức và cơ hội – tổng quan toàn cầu,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, tập 78, tr. 1089–1101, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.023>
- 11 Ép viên sinh khối, Hiệp hội Công nghiệp Sinh khối Châu Âu (European Biomass Industry Association – EUBIA), 2015. <http://www.eubia.org/index.php/about-biomass/biomass-pelleting>
- 12 Macalister, Terry (30 May 2011). "RWE to convert Tilbury power station into biomass plant". *The Guardian*. Retrieved 30 August 2011
- 13 Thông tin được thu thập từ các nhà máy điện Ninh Bình.
- 14 Rohan Fernando, IEA Clean Coal Centre, “Đồng đốt sinh khối với than ở tỷ lệ cao”, 2012
- 15 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Energinet, “Cầm nang công nghệ – Các nhà máy năng lượng cho phát điện và sản xuất nhiệt cho hệ thống sưởi đô thị”, 2016.

Than CFB – đồng đốt 100% sinh khối (viên gỗ, dăm gỗ).										
Thông số	Đơn vị	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật										
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	600	600	600	300	1.000	300	1.000		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1.200	1.200	1.200	300	2.000	300	2.000		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-1	-1	-1	-1	-2	-1	-2	A, B	3,14,15
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-1	-1	-1	-1	-2	-1	-2	A, B	3,14,15
Ngừng máy cưỡng bức	%	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	3,14,15
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14,15
Tỉ lệ tự dừng	%	8,6	8,6	8,6	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1	-	-	-	-		
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	-	-	-	-	-	-	-	A, C	3,14,15
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14,15
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14,15
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14,15
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14,15
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14,15
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	3,14,15
Môi trường										
PM 2.5 (so với đốt 100% than)	mg/Nm ³	-70	-70	-70	-50	-90	-50	-90	A	1,2
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh) (so với đốt 100% than)	%	-70	-70	-70	-50	-90	-50	-90	A	1,2
NO _x (so với đốt 100% than)	g/GJ_i	-30	-30	-30	-5	-40	-5	-40	A	1,2
Thông số kinh tế (USD2025)										
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	+0,29	+0,29	+0,29	+0,15	+0,50	+0,15	+0,50	A, D	1,2
- Tỉ lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (so với đốt 100% than)	USD/MW_e/năm	+5	+5	+5	+3	+10	+3	+10	A	3,14,15
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (so với đốt 100% than)	USD/MWh	+5	+5	+5	+3	+10	+3	+10	A	3,14,15
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	+0	+0	+0	-	-	-	-	E	

Ghi chú:

- A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị tính giống với tham số).
- B Thông thường, hiệu suất phát điện sẽ thấp hơn khoảng 1–2 điểm phần trăm so với hiệu suất của nhà máy trước khi chuyển đổi.
- C So với than, sẽ cần thêm một phần không gian lưu trữ có mái che (hoặc các silo) để chứa viên nhiên liệu, ước tính tăng thêm khoảng 50–100% thể tích lưu trữ (m³), nhưng không cần thêm diện tích mặt bằng (m²).
- D Chi phí đầu tư danh nghĩa không bao gồm khoản đầu tư cho một chương trình kéo dài tuổi thọ tổng thể.
- E Giả định sử dụng cùng một nhà máy như đã nêu đối với nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn.

Tài liệu tham khảo

- 1 Viện Năng lượng, 2025 – Báo cáo nghiên cứu và đánh giá công nghệ đồng đốt sinh khối và than tại các nhà máy nhiệt điện than ở Việt Nam (Nhà máy Nhiệt điện Na Dương).
- 2 GFANZ, ClimateWorks Foundation và Viện Năng lượng, 2025 – Nghiên cứu về tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than nhằm hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam.
- 3 “Đồng đốt sinh khối: Tài liệu tổng quan công nghệ,” IRENA, 2013. <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/IRENA-ETSAP-Tech-BriefE21-Biomass-Co-firing.pdf>
- 4 M. V Gil and F. Rubiera, “5 - Đồng đốt than và sinh khối: cơ sở lý thuyết và xu hướng phát triển trong tương lai,” in *New Trends in Coal Conversion*, I. Suárez-Ruiz, M. A. Diez, and F. Rubiera, Eds. Woodhead Publishing, 2019, pp. 117–140. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102201-6.00005-4>
- 5 Y. Xu, K. Yang, J. Zhou, and G. Zhao, “Công nghệ phát điện đồng đốt than – sinh khối: hiện trạng, thách thức và hàm ý chính sách,” *Sustainability*, vol. 12, no. 9, 2020, doi: 10.3390/su12093692.
- 6 M. v. Gil và F. Rubiera, “Đồng đốt than và sinh khối: cơ sở lý thuyết và xu hướng phát triển trong tương lai,” trong *Xu hướng mới trong chuyển đổi than: đốt cháy, khí hóa, phát thải và luyện cốc*, Elsevier, 2018, tr. 117–140. doi: 10.1016/B978-0-08-102201-6.00005-4.
- 7 M. Ashizawa, M. Otaka, H. Yamamoto, and A. Akisawa, “Phát thải CO₂ và hiệu quả kinh tế của việc đồng đốt viên nén gỗ cacbon hóa tại các nhà máy nhiệt điện than: Trường hợp sản xuất viên nén ở nước ngoài và sử dụng tại Nhật Bản,” *Energies*, vol. 15, no. 5, 2022, doi: 10.3390/en15051770.
- 8 X. Wang và cộng sự, “Nghiên cứu thực nghiệm về đồng đốt sinh khối trong lò đốt than nghiền của nhà máy điện quy mô 300 MW tại Trung Quốc,” *Kỷ yếu Viện Đốt cháy (Proceedings of the Combustion Institute)*, tập 33, số 2, tr. 2725–2733, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.proci.2010.06.055>
- 9 S. Mehmood, B. V. Reddy và M. A. Rosen, “Phân tích năng lượng của hệ thống phát điện than nghiền dựa trên đồng đốt sinh khối,” *Sustainability*, tập 4, số 4, tr. 462–490, 2012, doi: 10.3390/su4040462.
- 10 M. S. Roni, S. Chowdhury, S. Mamun, M. Marufuzzaman, W. Lein và S. Johnson, “Công nghệ đồng đốt sinh khối: chính sách, thách thức và cơ hội – tổng quan toàn cầu,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, tập 78, tr. 1089–1101, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.023>
- 11 Ép viên sinh khối, Hiệp hội Công nghiệp Sinh khối Châu Âu (European Biomass Industry Association – EUBIA), 2015. <http://www.eubia.org/index.php/about-biomass/biomass-pelleting>
- 12 Macalister, Terry (30 May 2011). "RWE to convert Tilbury power station into biomass plant". *The Guardian*. Retrieved 30 August 2011
- 13 Thông tin được thu thập từ các nhà máy điện Ninh Bình.
- 14 Rohan Fernando, IEA Clean Coal Centre, “Đồng đốt sinh khối với than ở tỷ lệ cao”, 2012
- 15 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Energinet, “Cầm nang công nghệ – Các nhà máy năng lượng cho phát điện và sản xuất nhiệt cho hệ thống sưởi đô thị”, 2016.

3. NHIỆT ĐIỆN TUA BIN KHÍ

Mô tả công nghệ

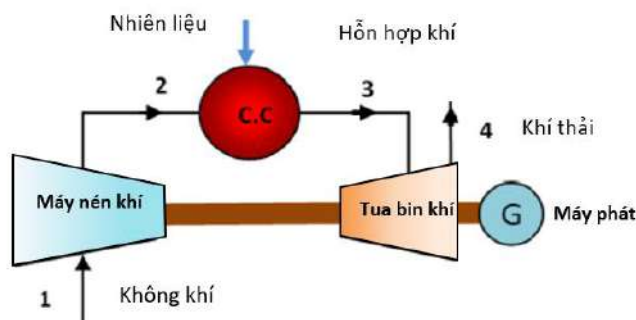
Tua bin khí hoạt động dựa trên sự đốt cháy nhiên liệu, làm giãn nở không khí để quay cánh tua bin và phát điện.

Trong nhà máy nhiệt điện khí, quá trình phát điện diễn ra qua hai chu trình năng lượng: (1) Chu trình tua bin khí và (2) Chu trình tua bin hơi. Nhà máy nhiệt điện tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng hai chu trình năng lượng liên tiếp này để cho hiệu suất cao (khoảng 55 – 64%), phát thải thấp hơn nhiệt điện than hơn do tận dụng được nhiệt từ chu trình tua bin khí (Khí thải từ tua bin khí vẫn còn nhiệt độ rất cao - khoảng 500 - 600°C).

Chu trình đơn (chu trình tua bin khí)

- Không khí được hút vào và nén bằng máy nén của tua bin khí.
- Khí nhiên liệu được đưa vào buồng đốt và trộn với không khí nén.
- Hỗn hợp này được đốt cháy ở nhiệt độ cao, tạo ra dòng khí nóng áp suất lớn.
- Dòng khí nóng làm quay tua bin khí, kéo máy phát điện để sản xuất điện

Các cấu phần chính của tổ máy phát điện tua bin khí chu trình đơn (hoặc chu trình hở) là: Tua bin khí, bánh răng (nếu cần), máy phát điện, máy nén và đầu đốt. Trong Hình 18 là một tua bin khí chu trình đơn. Tại điểm 1 là cửa nạp khí, khí tại đây được nén (dòng khí thứ 2). Trong buồng đốt (C.C.) không khí được bổ sung vào quá trình đốt. Hỗn hợp không khí nén và khí đốt (dòng khí thứ 3) được đưa đến tua bin khí, tại đó khí được giãn nở. Điều này làm cho trục quay và do đó khiến cho máy phát điện quay (G). Khí thải được thoát ra ở dòng khí thứ 4.



Hình 18: Sơ đồ quy trình của một tua bin khí chu trình đơn (SCGT) (Tài liệu tham khảo 1)

Nhìn chung có hai loại tua bin khí: 1) Tua bin công nghiệp (còn gọi là tua bin công suất cao) và 2) Tua bin hàng không (Aero-derivative turbine)². Tua bin khí công nghiệp khác với tua bin khí động học Aero GT ở chỗ kết cấu khung, ổ đỡ và cánh của nó nặng hơn. Ngoài ra, tua bin khí công nghiệp có khoảng thời gian ngừng máy dài hơn giữa các lần hoạt động so với tua bin khí động học Aero GT.

Tua bin khí động học Aero GT có hiệu suất cao hơn tua bin công nghiệp và mô đun được đặt hàng nhiều nhất của tua bin khí động học Aero GT không bình thường có thể được thay thế trong một vài ngày, do đó nó có tính khả dụng cao.

Các tua bin khí có thể được trang bị các bộ làm mát trung gian cho máy nén khí, tại đó khí nén được làm mát để giảm nhu cầu điện cho quá trình nén. Có thể sử dụng bộ thu hồi nhiệt tích hợp (gia nhiệt không khí cho quá trình cháy) để tăng hiệu suất thông qua bộ trao đổi nhiệt không khí/không khí – với chi phí gia tăng tổn thất áp suất khí thải. Nhà máy điện tua bin khí có thể phun hơi nước trực tiếp vào bộ đốt để tăng công suất điện thông qua quá trình giãn nở bên trong tua bin (Chu trình Cheng).

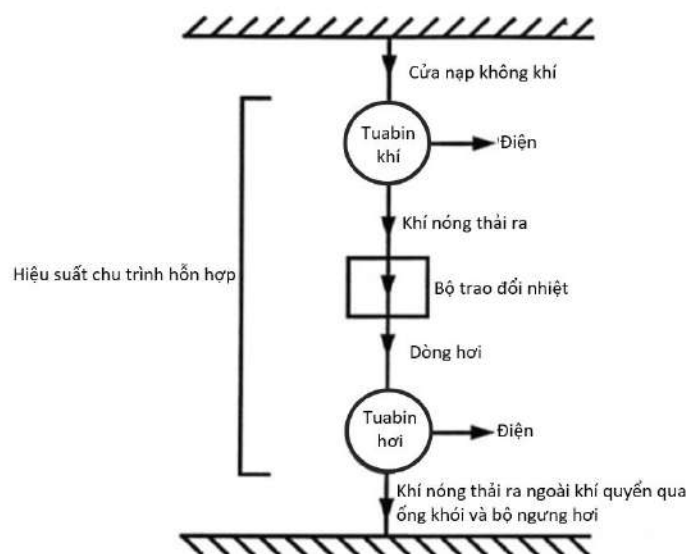
² Tua bin hàng không (Aero-derivative turbine) là loại tuabin phát điện có nguồn gốc từ ngành công nghiệp hàng không vũ trụ, với vai trò là động cơ chính của máy bay. Các tuabin này đã được điều chỉnh cho phù hợp với ngành công nghiệp phát điện bằng cách loại bỏ các quạt rẽ nhánh và thêm một tuabin tạo công suất điện ở phần khói thoát của chúng.

Tua bin khí loại nhỏ (hướng tâm) công suất dưới 100 kW hiện nay đã có trên thị trường, còn gọi là tua bin cực nhỏ. Những tua bin này thường có bộ gia nhiệt không khí cho quá trình đốt bằng nhiệt từ khí thải của tua bin khí (bộ thu hồi nhiệt tích hợp) để đạt được hiệu suất điện hợp lý (25-30%). Trong phần dưới đây, tua bin khí loại nhỏ không được sử dụng.

Chu trình hỗn hợp (Chu trình tua bin khí và chu trình tua bin hơi)

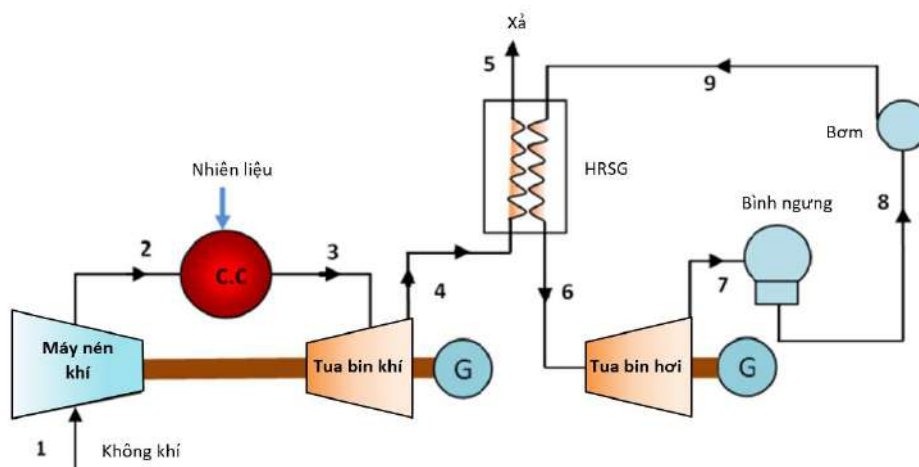
Trong nhà máy điện chu trình hỗn hợp, chu trình tua bin khí (chu trình Brayton) kết hợp với chu trình tua bin hơi (chu trình Rankine) bằng việc tận dụng nhiệt lượng từ khí thải từ tua bin khí (vẫn còn nhiệt độ rất cao - khoảng 500–600°C) thông qua lò thu hồi nhiệt (Heat Recovery Steam Generator – HRSG) để tạo hơi nước áp suất cao, đưa vào tua bin hơi, làm quay máy phát điện của tua bin hơi để sản xuất thêm điện (minh họa tại Hình 19).

Nhờ tận dụng nhiệt thải của tua bin khí, chu trình hỗn hợp có hiệu suất phát điện cao (khoảng 55–64%), cao hơn đáng kể so với các nhà máy nhiệt điện truyền thống.



Hình 19: Sơ đồ quy trình của nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT)

Hình 20 minh họa những thành phần chính của nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) bao gồm: tua bin khí, tua bin hơi, bộ truyền động (nếu cần), máy phát điện và lò hơi thu hồi nhiệt (HRSG)/bộ trao đổi nhiệt khí thải.

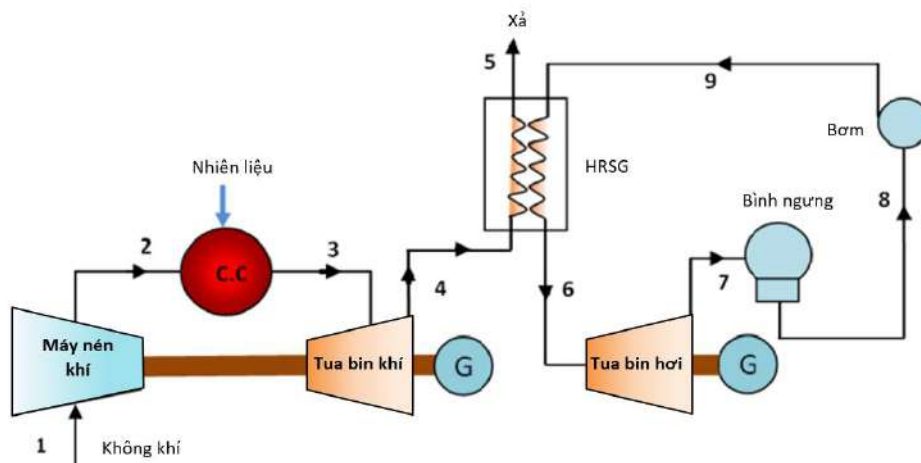


Hình 20: Sơ đồ quá trình vận hành của một tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) (Tài liệu tham khảo 1)

Trong nhà máy điện chu trình hỗn hợp, tua bin khí và tua bin hơi phối hợp vận hành nhằm tối đa hóa hiệu

suất sử dụng nhiên liệu và giảm phát thải. Nhiên liệu trước hết được sử dụng để phát điện qua tua bin khí, sau đó nhiệt thải từ khí xả được tận dụng để vận hành tua bin hơi. Việc sử dụng năng lượng theo hai cấp này cho phép hiệu suất toàn nhà máy đạt từ 60% trở lên, đồng thời làm giảm phát thải trên mỗi đơn vị điện năng sản xuất.

Có hai cấu hình chính: đơn trục và đa trục. Ở cấu hình đơn trục, tua bin khí và tua bin hơi dùng chung một máy phát, giúp tăng độ tin cậy nhờ sơ đồ đơn giản và số lượng thiết bị ít hơn. Ngược lại, cấu hình đa trục, trong đó mỗi tua bin có một máy phát riêng, mang lại tính linh hoạt cao hơn và hiệu suất vận hành nhỉnh hơn do cho phép các tua bin vận hành độc lập. Các cấu hình này được minh họa tại



Hình 20.

Một nhà máy nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp thường bao gồm các hệ thống chính sau:

- Hệ thống tiếp nhận và cấp khí nhiên liệu: tiếp nhận khí từ đường ống khí hoặc từ trạm tái hóa khí LNG và cung cấp cho tua bin khí.
- Tổ máy tua bin khí (và máy phát điện): gồm máy nén, buồng đốt và tua bin khí.
- Lò thu hồi nhiệt (HRSG): tận dụng nhiệt từ khí thải để tạo hơi nước.
- Tổ máy tua bin hơi – máy phát điện: phát điện từ năng lượng hơi nước.
- Hệ thống làm mát: sử dụng nước làm mát để ngưng tụ hơi sau tua bin hơi.
- Hệ thống xử lý và điều khiển: bao gồm hệ thống điều khiển trung tâm, bảo vệ, an toàn và giám sát vận hành.

Hệ thống làm mát, thường sử dụng nước biển hoặc tháp giải nhiệt, đóng vai trò quan trọng đối với hiệu suất, vì nhiệt độ bình ngưng càng thấp thì công suất tua bin hơi càng cao. Thông thường, tua bin khí tạo ra công suất lớn gấp khoảng hai đến ba lần tua bin hơi, đóng vai trò là nguồn phát chính, trong khi tua bin hơi khai thác nhiệt thải để tạo thêm điện năng.

Nhìn chung, các hệ thống chu trình hỗn hợp đạt hiệu suất cao và mức phát thải thấp; việc lựa chọn cấu hình phụ thuộc vào các yêu cầu cụ thể về độ tin cậy, tính linh hoạt và hiệu suất vận hành.

Đầu vào

Tua bin khí thường sử dụng khí tự nhiên và dầu nhẹ làm nhiên liệu, mặc dù một số loại được thiết kế để có thể vận hành với các nhiên liệu thay thế như LPG hoặc khí sinh học. Một số mẫu tua bin còn có phiên bản sử dụng nhiên liệu kép, cho phép chuyển đổi linh hoạt giữa khí và dầu khi cần thiết. Nhìn chung, tua bin khí đốt bằng khí yêu cầu áp suất nhiên liệu trong khoảng 20–60 bar, trong đó các tua bin khí hàng không (aero-derivative) thường cần áp suất cao hơn so với các tua bin công nghiệp.

Ngoài ra, hơi nước từ các nguồn khác cũng có thể được cấp bổ sung vào phần tua bin hơi nhằm nâng cao hiệu suất tổng thể và công suất phát điện.

Đầu ra

Điện năng.

Công suất điển hình

Các tua bin khí chu trình đơn hiện có dải công suất từ 30 kW đến 570 MW. Đối với nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT), công suất của tổ máy cấu hình 1–trên–1 có thể đạt tới 870 MW và cấu hình 2–trên–1 có thể đạt tới 1.740 MW (trong điều kiện ISO).

Khả năng tăng giảm công suất

Tua bin khí chu trình đơn có thể khởi động và dừng máy trong vài phút, cung cấp điện trong giai đoạn phụ tải đỉnh. Hiệu suất của các tua bin khí chu trình đơn thấp hơn đáng kể so với loại chu trình hỗn hợp, tuy nhiên có chi phí rẻ hơn nhiều, do đó phần lớn chúng được sử dụng cho nhà máy chạy đỉnh hoặc nhà máy điện dự phòng, vận hành từ vài giờ một ngày cho đến vài chục giờ trong một năm.

Tuy nhiên, mỗi lần khởi động/dừng máy đều có tác động đáng kể đến chi phí dịch vụ và thời gian bảo dưỡng. Theo nguyên lý, một lần khởi động tương ứng với 10 giờ trong cả tuổi đời kỹ thuật của thiết bị.

Tua bin khí có khả năng vận hành ở lưng phụ tải. Chế độ này làm giảm hiệu suất điện và ở phụ tải thấp hơn thì mức phát thải, ví dụ như của NO_x và CO, sẽ tăng lên đối với mỗi Nm^3 khí được tiêu thụ. Sự gia tăng phát thải NO_x khi phụ tải giảm tạo ra giới hạn về khả năng điều chỉnh công suất. Điều này có thể được giải quyết một phần bằng cách bổ sung thêm các bộ khử NO_x .

Tổ máy CCGT cũng có thể vận hành non tải ở một mức độ nào đó. Điều này làm giảm hiệu suất điện và thường làm tăng phát thải NO_x .

Nếu tua bin hơi không chạy thì tua bin khí vẫn có thể vận hành bằng cách cho khí nóng chạy qua lò hơi được thiết kế cho nhiệt độ cao hoặc thoát ra qua ống khói phụ.

Những tua bin khí lớn hơn cho các hệ thống CCGT thường được trang bị các cánh dẫn hướng đầu vào có thể điều chỉnh, giúp cải thiện hiệu suất ở mức non tải trong dải công suất 85-100% công suất định mức, vì vậy hiệu suất chạy non tải vẫn tương đương với nhà máy điện tua bin hơi thông thường ở trong dải phụ tải này. Một cách khác để cải thiện hiệu suất chạy non tải là chia tổng công suất phát cho nhiều tổ máy CCGT. Tuy nhiên, cách này nhìn chung sẽ dẫn đến hiệu suất chạy đầy tải bị thấp đi so với một tổ máy lớn hơn.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Các nhà máy tua bin khí chu trình đơn có thời gian khởi động và dừng máy ngắn khi cần thiết; trong điều kiện vận hành bình thường, khởi động nóng chỉ mất khoảng 10–15 phút.
- Các tổ máy chu trình hỗn hợp công suất lớn có hiệu suất phát điện cao nhất trong số các công nghệ phát điện sử dụng nhiên liệu khí.
- Mặc dù tua bin khí vẫn phát thải CO_2 , nhưng lượng phát thải trên mỗi đơn vị điện năng sản xuất thấp hơn so với các nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch nặng hơn, như nhà máy nhiệt điện than.
- Các nhà máy điện khí chu trình hỗn hợp yêu cầu diện tích đất nhỏ hơn so với nhà máy nhiệt điện than hoặc điện hạt nhân, do đó dễ bố trí tại các khu vực hạn chế về quỹ đất. Ngoài ra, chúng có thể được xây dựng gần các trung tâm đô thị hoặc khu công nghiệp – nơi nhu cầu điện cao – giúp giảm tổn thất truyền tải và nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng.
- Có thể nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện nhờ khả năng vận hành linh hoạt, ổn định và đáp ứng nhanh, bảo đảm cung cấp điện liên tục và hiệu quả trước các biến động phụ tải, đồng thời hỗ trợ tích hợp và vận hành các nguồn năng lượng tái tạo.

Nhược điểm:

- Đối với các tổ máy có công suất lớn trên 15 MW, công nghệ chu trình hỗn hợp đến nay tỏ ra hấp dẫn hơn so với tua bin khí chu trình đơn khi áp dụng cho các nhà máy đồng phát nhiệt – điện (cấp nhiệt khu vực). Hơi nước từ các nguồn khác (ví dụ lò đốt chất thải) cũng có thể được dẫn vào phần tua bin hơi. Do đó, việc không có tua bin hơi có thể được xem là một bất lợi đối với các tua bin khí chu trình đơn quy mô lớn.
- Tỷ lệ không khí/nhiên liệu cao của tua bin khí dẫn đến hiệu suất tổng thể thấp hơn đối với cùng một nhiệt độ làm mát khí thải, so với các chu trình hơi và các hệ thống đồng phát dựa trên động cơ đốt trong.
- Một bất lợi đáng kể của tua bin khí về mặt phát thải là vẫn phát sinh khí CO_2 và các khí nhà kính khác. Mặc dù tua bin khí có hiệu suất cao hơn và phát thải thấp hơn so với nhà máy nhiệt điện than, chúng

vẫn phụ thuộc vào quá trình đốt khí tự nhiên. Ngoài ra, tua bin khí còn phát thải các oxit nitơ (NO_x), là những chất ô nhiễm có hại, góp phần gây sương mù quang hóa và các vấn đề về hô hấp.

- Phụ thuộc vào giá nhiên liệu: tua bin khí chịu ảnh hưởng trực tiếp bởi giá cả và khả năng cung cấp các loại nhiên liệu như khí tự nhiên. Trong trường hợp giá nhiên liệu biến động, hiệu quả kinh tế và khả năng sinh lời của nhà máy có thể bị tác động.

Yêu cầu không gian

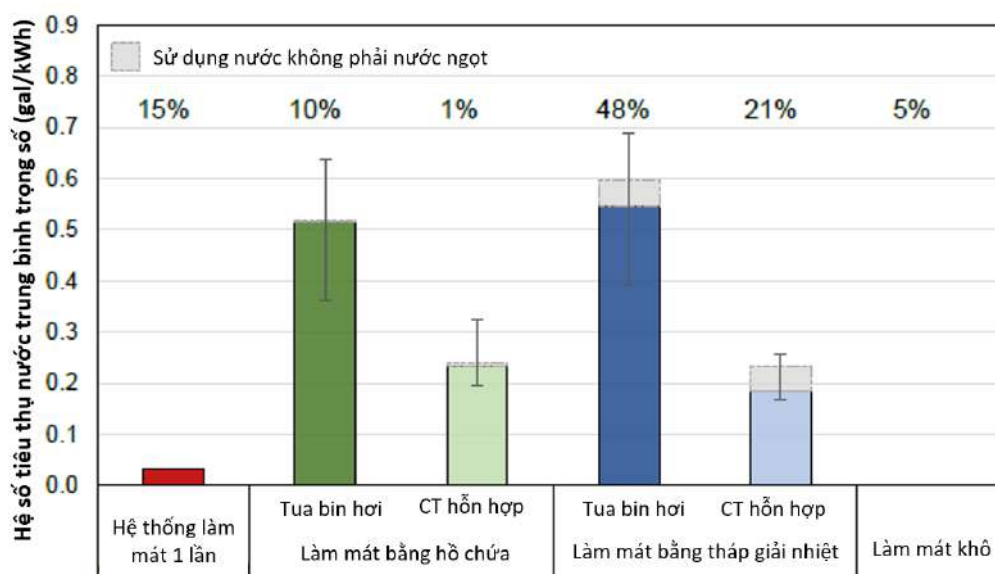
Diện tích sử dụng đất cho một nhà máy nhiệt điện tua bin khí chu trình hỗn hợp dao động khoảng 30 – 60 ha cho công suất 1000 – 1500 MW. Nếu bao gồm cả hạ tầng cảng tiếp nhận LNG và kho chứa, tổng diện tích có thể lên tới hơn 200 ha.

Tiêu thụ nước

Các tua bin khí chu trình đơn (Simple Cycle Gas Turbines – SCGTs) không cần nước cho quá trình vận hành chính, do chỉ sử dụng một chu trình phát điện duy nhất, trực tiếp chuyển đổi năng lượng từ quá trình đốt nhiên liệu thành điện năng. Trong SCGTs, không khí được nén, trộn với nhiên liệu và đốt cháy; dòng khí có nhiệt độ cao sinh ra sẽ làm quay tua bin nối với máy phát điện. Quá trình này không có chu trình hơi thứ cấp, vốn cần nước để tạo hơi nước.

Lượng nước tiêu thụ trong SCGTs chủ yếu phục vụ các hệ thống và quá trình phụ trợ liên quan đến nước cần thiết cho vận hành nội bộ của nhà máy, nhưng không trực tiếp tham gia vào quá trình phát điện lên lưới. Tại Hoa Kỳ, mức tiêu thụ này ước tính khoảng 0,08 l/kWh.

Đối với nhà máy điện tua bin hơi, hệ số tiêu thụ nước (Water Consumption Factors – WCFs) vào khoảng 1,97 l/kWh khi sử dụng hồ làm mát, và khoảng 2,27 l/kWh khi sử dụng tháp giải nhiệt. Ngược lại, nhà máy điện chu trình hỗn hợp có WCFs thấp hơn, khoảng 0,91 l/kWh với làm mát bằng hồ và 0,87 l/kWh với làm mát bằng tháp giải nhiệt.



Hình 21: Hệ số tiêu thụ nước của các công nghệ nhiệt điện khí

Môi trường

Tua bin khí vận hành với quá trình cháy liên tục và sử dụng buồng đốt có thành không làm mát, cho phép quá trình cháy diễn ra rất hiệu quả và mức phát thải thấp, ngoại trừ NO_x . Những tiến bộ trong công nghệ buồng đốt đã giúp giảm đáng kể phát thải NO_x . Bên cạnh đó, các giải pháp xử lý khí thải sau đốt, như hệ thống xúc tác SCR, có thể tiếp tục giảm thiểu phát thải.

Nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) được đánh giá thân thiện với môi trường hơn so với tua bin khí chu trình đơn (SCGT) nhờ hiệu suất cao hơn, cho phép sản xuất nhiều điện năng hơn với lượng

nhiên liệu tiêu thụ ít hơn. Hiệu suất này giúp giảm phát thải CO₂ trên mỗi đơn vị điện năng sản xuất, qua đó làm giảm tổng dấu chân carbon của nhà máy.

Việc làm

Ví dụ, nhà máy điện CCGT Nhơn Trạch 2 (750 MW) đã tạo ra việc làm cho 1000 người trong thời gian xây dựng và khoảng 120 người trong giai đoạn vận hành và bảo dưỡng. (Tài liệu tham khảo 4).

Nghiên cứu và phát triển

Tua bin khí là một công nghệ rất phổ biến và đã phát triển hoàn thiện – tức thuộc nhóm công nghệ cấp 4. Như đã đề cập trong Chương về tua bin khí chu trình đơn, nhiều cải tiến kỹ thuật đã và đang góp phần nâng cao hiệu suất cho các cấu hình tua bin khí chu trình đơn, bao gồm nghiên cứu các quá trình làm ẩm không khí nạp (HAT) và việc không ngừng phát triển các công nghệ đốt ít phát thải hơn nhằm giảm NO_x.

Các nghiên cứu liên tục cũng đang được triển khai nhằm nâng cao nhiệt độ khí vào tại các cánh tua bin khí để đạt hiệu suất phát điện cao hơn, trong đó trọng tâm là vật liệu và/hoặc các giải pháp làm mát cánh tua bin.

Đối với tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT), các hoạt động nghiên cứu và phát triển gần đây tập trung vào việc nâng cao hiệu suất, giảm phát thải và hỗ trợ quá trình chuyển dịch sang các loại nhiên liệu bền vững như hydrogen, đồng thời kết hợp với các công nghệ thu giữ carbon. Các cải tiến hiện nay chủ yếu vẫn tập trung vào các tua bin khí và tua bin hơi được sử dụng. Đồng thời, các phát triển nhằm nâng cao khả năng đáp ứng phụ tải nhanh và khả năng vận hành linh hoạt cũng đang được chú trọng. Trong (Tài liệu tham khảo 12), có đưa ra ví dụ về một nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) quy mô lớn (>250 MWe), có thể đạt công suất tối đa của tua bin khí trong vòng chưa đến 15 phút và khoảng 70% công suất phát đến từ tua bin hơi. Công suất tối đa của tua bin hơi đạt được trong vòng chưa đến một giờ.

Một hướng phát triển quan trọng là sử dụng hydrogen làm nhiên liệu. Các nhà chế tạo hàng đầu đang phát triển các tua bin “sẵn sàng cho hydrogen”, có thể vận hành ban đầu với hỗn hợp khí tự nhiên và hydrogen. Tuy nhiên, hydrogen đặt ra nhiều thách thức trong quá trình đốt do tốc độ cháy nhanh và nhiệt độ cháy cao, dễ dẫn đến phát thải NO_x lớn và các vấn đề về ổn định ngọn lửa.

Công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) cũng là một lĩnh vực đổi mới then chốt. Các nỗ lực hiện nay tập trung vào các giải pháp thu giữ sau đốt, như công nghệ hấp thụ bằng dung môi và các phương pháp rửa amine tiên tiến, nhằm nâng cao hiệu suất thu giữ và giảm chi phí.

Bên cạnh đó, các hoạt động phát triển nhằm rút ngắn thời gian bảo dưỡng, sửa chữa cũng đang được triển khai.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4 là các nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp đặt tại Khu công nghiệp Ông Kèo, tỉnh Đồng Nai, Việt Nam. Dự án gồm hai nhà máy điện khí sử dụng khí tự nhiên hóa lỏng (LNG), với tổng công suất 2×812 MW, được xây dựng liền kề các nhà máy điện chu trình hỗn hợp hiện hữu Nhơn Trạch 1 và Nhơn Trạch 2. Nguồn LNG cung cấp cho dự án được lấy từ Kho cảng LNG Thị Vải, nằm cách dự án khoảng 24 km về phía Đông Nam.

Nhà máy đạt hiệu suất khoảng 62–64% và sản lượng điện khoảng 9 tỷ kWh/năm. Các thiết bị chính như tua bin khí, tua bin hơi, máy phát, hệ thống thu hồi nhiệt (HRSG) và hệ thống điều khiển DCS do GE (Hoa Kỳ) cung cấp.

Ước tính số liệu

Phần dưới đây trình bày về các nguồn số liệu là cơ sở cho các bảng số liệu và cách tính toán các thông số ước tính trong các bảng số liệu.

Số liệu được lấy từ sáu nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp đang vận hành tại Việt Nam và giá trị trung bình của các thông số được sử dụng làm con số ước tính trung tâm cho bảng số liệu năm 2020. Các nhà máy này bao gồm: Phú Mỹ 2.2 (2004), Phú Mỹ 4 (2005), Nhơn Trạch 1 (2008), Nhơn Trạch 2 (2011), Cà Mau 1 (2008), Cà Mau 2 (2008) (Tài liệu tham khảo 5). Về công suất của tổ máy và nhà máy, mức quy

mô công suất phổ biến nhất đã được chọn. Từ năm 2030 và 2050, số liệu trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia được sử dụng ngoại trừ các thông số tài chính được trình bày riêng trong phần dưới đây.

Bảng 12: Tua bin khí chu trình hỗn hợp, số liệu năm 2020 lấy từ các nhà máy trong nước, số liệu Cẩm nang Công nghệ của Indonesia và số liệu trung bình ước tính cho Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam (USD 2025).

Thông số chính	Giá trị trung bình của số liệu từ các nhà máy trong nước		CNCN Indonesia (2020)			CNCN Việt Nam (2025)
		Số lượng nhà máy	Trung bình	Thấp	Cao	
Công suất phát của một tổ máy (MW _e)	750	6	600	200	800	750
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MW _e)	1500	6				1.500
Hiệu suất điện thuần (%), trên nhãn máy	60	5	57	45	62	58
Hiệu suất điện thuần (%), trung bình năm	-	4	56	39	61	-
Tốc độ tăng/giảm công suất (% mỗi phút)	11.7	5	20	10	30	11,7
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	33	5	45	30	50	33
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0.5	5	2	1	3	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	5	4	2	5	2,5
PM 2.5 (mg/Nm ³)	≤ 15	1	30	30	30	15
SO ₂ (mức khử lưu huỳnh, %)	≤ 60	1	-	-	-	60
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	≤ 70	1	86	20	86	78
Đầu tư danh nghĩa (triệu USD/MW _e)	1.18	4	0,78	0,68	0,83	1.15
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (USD/MW _e /năm)	42.326	4	24.100	18.100	30.100	42.300
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (USD/MWh)	2.48	6	0,14	0,10	0,17	2,48
Chi phí khởi động (USD/MW _e /lần khởi động)	-	4	83	62	104	87

Tại Việt Nam, đối với tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng khí LNG, tính đến nay chỉ có các nhà máy Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4 đang vận hành. Các dự án nhà máy điện khí LNG còn lại hiện đang trong giai đoạn nghiên cứu khả thi hoặc đã bắt đầu triển khai. Đối với các thông số về độ linh hoạt của CCGT (tốc độ tăng/giảm công suất, phụ tải tối thiểu và thời gian khởi động), các dự án gần đây tại Việt Nam thường giả định các giá trị tương tự như các nhà máy CCGT hiện hữu trong nước. Các thông số tài chính được trình bày riêng ở phần dưới. Các giá trị phát thải đã được chuyển đổi từ mg/Nm³ sang g/GJ dựa trên hệ số chuyển đổi đối với khí là 0,027 theo Sổ tay Phòng ngừa và Giảm thiểu Ô nhiễm của Ngân hàng Thế giới (1998).

Ước tính chi phí đầu tư

Các nhà máy điện chu trình hỗn hợp sử dụng tua bin khí là một công nghệ đã được kiểm chứng, phổ biến và sẵn có rộng rãi, do đó CCGT được xếp vào nhóm công nghệ cấp 4. Các cải tiến hiện nay chủ yếu vẫn tập trung vào tua bin khí và tua bin hơi được sử dụng trong nhà máy. Bên cạnh đó, các phát triển nhằm tăng khả năng đáp ứng tải nhanh và năng lực vận hành động cũng đang được chú trọng. Trong tài liệu [Tài liệu tham khảo 12], có đưa ra ví dụ về một nhà máy CCGT quy mô lớn (>250 MWe) có thể đạt công suất tối đa của tua bin khí trong vòng chưa đến 15 phút và khoảng 70% công suất phát đến từ tua bin hơi. Công suất tối đa của tua bin hơi đạt được trong thời gian chưa đến một giờ.

Về cơ cấu chi phí đầu tư, các bộ phận quay chính (tua bin khí, tua bin hơi và máy phát) thường chiếm

khoảng 45–50% tổng chi phí đầu tư (giá EPC); hệ thống thu hồi nhiệt (HRSG), bình ngưng và hệ thống làm mát chiếm khoảng 20%; các hạng mục thiết bị phụ trợ (balance of plant) khoảng 15%; chi phí xây dựng dân dụng khoảng 15%; phần còn lại là các hạng mục khác [Tài liệu tham khảo 14].

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Tua bin khí chu trình đơn						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2025		1,02	1,01		0,99	0,97
Cẩm nang công nghệ - Colombia 2025		1,00	0,98			0,94
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024		1,18	1,12			1,05
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	0,77		0,75			0,71
IEA WEO 2025 -Ấn Độ	0,4			0,4		0,4
IEA WEO 2025 – Trung Quốc	0,35			0,35		0,35
NREL ATB 2024*		1,19	1,14	1,10	1,05	0,95
*Kịch bản trung bình cho tua bin khí chu trình đơn F-Frame công suất danh định 233 MW (công suất thuần), công nghệ tiên tiến – Bắc Mỹ						

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Tua bin khí chu trình hỗn hợp						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2025		1.15	1.14		1.12	1.09
Cẩm nang công nghệ - Colombia 2025		1.13	1.12			1.08
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024		1.15	1.10			1.01
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	0.97		0.87			0.86
IEA WEO 2025 -Ấn Độ		0.70		0.7		0.7
IEA WEO 2025 – Trung Quốc		0.56		0.56		0.56
NREL ATB 2024*		1.37	1.30	1.23	1.18	1.08
*Kịch bản trung bình cho chu trình hỗn hợp khí tự nhiên (NG) cấu hình 2-on-1 (khung H-Frame)						

Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này chủ yếu được trích dẫn từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “Số liệu công nghệ về các nhà máy điện - Phát điện và cấp nhiệt tập trung, tích trữ năng lượng và phát và chuyển đổi chất mang năng lượng”.

[1] Soares, C. (2015). Cấu hình tua bin khí và các chu trình nhiệt . In C. Soares (Ed.), Gas tua bins (2nd ed., pp. 93-171). Butterworth-Heinemann. ISBN 9780124104617.

[2] Danish Gas Technology Centre. (2013). Gas tua bin configurations and heat cycles.

[3] Siemens Energy. (2023). Danh mục tua bin khí. Truy cập từ https://p3.aprimocdn.net/siemensenergy/f31eafe1-17e9-4ffd-961b-b0b300c968a1/GT-Portfolio-Brochure-2023-update_20231031_144ppi-pdf_Original%20file.pdf

[4] Siemens Energy. (2022). Tài liệu giới thiệu tua bin hơi. Truy cập từ https://p3.aprimocdn.net/siemensenergy/20f41cb5-7b3f-406a-80f5-b036011ba111/SE-Brochure-Utility-Steam-Tua bins-220112-pdf_Original%20file.pdf

[5] Strata. (2017). Dầu chân năng lượng: Sử dụng đất trong sản xuất điện tại Hoa Kỳ.

[6] Ramirez-Tovar, A., Moreno-Chuquen, R., & Moreno-Quintero, R. (2022). Sử dụng đất trong hệ thống điện Colombia: Các tác động tiềm ẩn và rủi ro của các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2), 127–134. <https://doi.org/10.32479/ijeep.11631>

[7] Lee, U., Han, J., & Elgowainy, A. (2016). Các hệ số tiêu thụ nước cho phát điện tại Hoa Kỳ. Energy Systems Division, Argonne National Laboratory.

[8] Cogeneration and On-site Power Production, Ltd. Penwell International.

- [9] Xu, L., Wang, W., Gao, T., Shi, X., Gao, J., & Liang, W. (2014). Nghiên cứu thực nghiệm về hiệu suất làm mát của cánh tua bin làm mát bằng hơi với năm kênh làm mát bên trong dạng tron. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 58, 180–187. <https://doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2014.03.008>
- [10] Thông số kỹ thuật do nhà sản xuất cung cấp. (2015). Web.
- [11] La Republica. (2023, October 29). Hoy inicia la operación del proyecto del ciclo de cierre combinado de la Termocandelaria. Retrieved from <https://www.larepublica.co/empresas/hoy-inicia-operacion-el-proyecto-del-ciclo-de-cierre-combinado-de-la-termocandelaria-3737463>
- [12] Siemens Energy. (2013). Các khái niệm CCGT Flex-Plant™, bài thuyết trình.
- [13] Huérfano Ríos, C. A. (2024). Flexibilización de unidades térmicas de generación con tecnología CCGT del parque térmico colombiano. Universidad de los Andes.
- [14] Donald, M. M. (2010). Cập nhật chi phí phát điện tại Vương quốc Anh.
- [15] Caracol Radio. (2023, October 29). Termocandelaria pone en marcha el proyecto de cierre de ciclo combinado.
- [16] ICF. (2022). Cải hoán các nhà máy tua bin khí để phối trộn hydro. Truy cập từ <https://www.icf.com/insights/energy/retrofitting-gas-turbine-hydrogen-blending>
- [17] Subramanian, N., & Madejski, P. (2023). Phân tích quá trình thu giữ CO₂ từ khí thải trong nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng công nghệ thu giữ sau đốt. *Energy*, 282, 128311. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128311>

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu của công nghệ này. Tất cả các chi phí được tính bằng USD, giá năm 2025.

Tua bin khí chu trình đơn – Hệ thống lớn											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	510	510	510	510	250	750	250	750		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	510	510	510	510	250	750	250	750		1
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	42	43	45	46	35	45	39	49		1
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	41	42	44	45	34	44	38	48		
Ngừng máy cưỡng bức	%	2	2	2	2	1,5	10	1,5	10		1
Ngừng máy theo kế hoạch	%	3	3	3	3	2,5	10	2,5	10		1
Ti lệ tự dừng	%	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	3	1,8	3		1
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	20	60	20	60		1
Thời gian xây dựng	năm	3	3	3	3	2,5	4	2,5	4		1
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	0,36	0,36	0,36	0,36	0,20	0,60	0,20	0,60		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	15	20	20	20	10	30	10	30		
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	33	30	25	15	25	50	10	40		1
Thời gian khởi động ấm	Giờ	0,35	0,2	0,2	0,2	0,1	0,5	0,1	0,4		
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	0,75	0,5	0,5	0,5	0,4	1	0,4	1		
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	4	4	4	4	-	-	-	-		
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	3	3	3	3	-	-	-	-		
Môi trường											
PM 2.5	mg/Nm³	15	15	15	15	-	-	-	-		1
SO₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	60	60	60	60	-	-	-	-		1
NOₓ	g/GJ_i	78	60	40	20	20	86	20	86		
CH₄	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	-		
N₂O	mg/Nm³	51	51	51	51	-	-	-	-		1
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MWe	1,02	1,01	0,99	0,97	0,77	1,38	0,73	1,21	A	2, 3, 4
- Ti lệ thiết bị	%	50	50	50	50	50	50	50	50		8
- Ti lệ lắp đặt và chi phí khác	%	50	50	50	50	50	50	50	50		8
- Chi phí thiết bị	MUSD/MWe	0,51	0,50	0,49	0,49	0,38	0,69	0,36	0,61	A	8
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MWe	0,51	0,50	0,49	0,49	0,38	0,69	0,36	0,61	A	8
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	30.004	29.705	29.116	28.539	22.503	40.506	21.405	35.674	A	2, 3, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	4,58	4,53	4,44	4,36	3,44	6,18	3,27	6	A	

Tua bin khí chu trình đơn – Hệ thống lớn											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí khởi động	USD/MW_e/ lần	31,1	31,1	31,1	31,1	23,3	41,9	23,3	38,8	A	5
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	0	-	-	-	-	B	9, 10, 11

Ghi chú:

A Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là -25% (thấp) và +35% (cao) cho năm 2025, và ±25% cho năm 2050.

B Do không cần nước làm mát, nên mức tiêu thụ nước là không đáng kể.

Tài liệu tham khảo

- 1 Thông tin từ các dự án tại Việt Nam..
- 2 IEA, “Dự báo chi phí phát điện”, 2020
- 3 IEA, “Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới”, 2025
- 4 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ phát điện và nhiệt”, 2025
- 5 Viện Nghiên cứu Kinh tế Đức (DIW Berlin), Về chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ trọng năng lượng tái tạo biến động ngày càng tăng, 2016
- 6 Mức phát thải tối đa theo quy định của Bộ trưởng Môi trường Indonesia, Quy định số 21/2008.
- 7 Ari Vuorinen, “Quy hoạch hệ thống điện tối ưu”, 2008.
- 8 Claire Soares, “Tuabin khí: Số tay ứng dụng trên không, trên đất liền và trên biển”, 2008.
- 9 Bộ Mô và Năng lượng Colombia (MME), Đơn vị Quy hoạch Năng lượng và Khai khoáng (UPME), Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (DEA) và Emergente Energía Sostenible, “Cẩm nang công nghệ phát điện và lưu trữ năng lượng của Colombia năm 2025”, 2025.
- 10 Nhà xuất bản Đại học Cambridge, “Mối liên hệ năng lượng – nước: Xu hướng sử dụng nước trong năng lượng bền vững và các cơ hội cho nghiên cứu và phát triển vật liệu”, 2012.
- 11 Liên minh các nhà khoa học quan tâm (Union of Concerned Scientists), “Cách thức hoạt động: Nước cho nhiệt điện khí”, 2013.

Tua bin khí chu trình hỗn hợp											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	750	750	750	750	200	800	200	800		1, 2
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1.500	1.500	1.500	1.500	200	1.600	200	1.600		1, 2
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	58	60	61	61	45	62	55	65		1, 2, 4, 5, 10
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	56	58	59	59	39	61	54	64		
Ngừng máy cưỡng bức	%	2	2	2	2	1,5	10	1,5	10		1
Ngừng máy theo kế hoạch	%	3	3	3	3	2,5	10	2,5	10		1
Tỉ lệ tự dừng	%	2,5	2,5	2,5	2,5	2	3	2	3		1
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	20	60	20	60		1
Thời gian xây dựng	năm	3,5	3,5	3,5	3,5	2,5	4	2,5	4		1
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	0,36	0,36	0,36	0,36	0,20	0,60	0,20	0,60		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	11,7	20	20	20	10	30	10	30		1
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	33	30	25	15	25	50	10	40		1
Thời gian khởi động ấm	Giờ	1	1	1	1	0,5	1,5	1	1,5		1
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	2,5	2,5	2,5	2,5	2	4	2	4		
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	4	4	4	4	-	-	-	-		
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	3	3	3	3	-	-	-	-		
Môi trường											
PM 2.5	mg/Nm³	15	15	15	15	-	-	-	-		1
SO₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	60	60	60	60	-	-	-	-		1
NOₓ	g/GJ_i	78	60	40	20	20	86	20	86		7, 8
CH₄	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	-		
N₂O	mg/Nm³	51	51	51	51	-	-	-	-		1
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	1,15	1,14	1,12	1,09	0,86	1,55	0,82	1,37	A	1, 2, 4, 10
- Tỉ lệ thiết bị	%	50	50	50	50	50	50	50	50		1, 9
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	50	50	50	50	50	50	50	50		1, 9
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	0,58	0,57	0,56	0,55	0,43	0,78	0,41	0,68	A	
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	0,58	0,57	0,56	0,55	0,43	0,78	0,41	0,68	A	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	42.326	41.904	41.074	40.260	31.744	57.140	30.195	50.324	A	1, 2, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	2,48	2,46	2,41	2,36	1,86	3,35	1,77	2,95	A	1
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	87	87	87	87	65	117	65	108	A	
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	750	750	750	750	-	-	-	-	B	11, 12, 13

Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là -25% (thấp) và +35% (cao) cho năm 2025, và $\pm 25\%$ cho năm 2050.
- B Giả định sử dụng tháp giải nhiệt. Ngoài ra có thể áp dụng làm mát bằng ao, làm mát tuần hoàn hở và làm mát khô. Trong đó, làm mát khô có mức tiêu thụ nước thấp nhất; các phương pháp còn lại nhìn chung không chênh lệch nhiều so với làm mát bằng tháp. Mức tiêu thụ nước có thể dao động trong khoảng 100–1.000 L/MWh.

Tài liệu tham khảo

- 1 Thông tin từ các dự án tại Việt Nam..
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Dữ liệu công nghệ cho ngành điện Indonesia – Cẩm nang công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng”, 2025
- 3 Ari Vuorinen, “Quy hoạch hệ thống điện tối ưu”, 2008
- 4 IEA, “Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới”, 2025
- 5 Siemens, “Tương lai linh hoạt cho chu trình hỗn hợp”, 2010
- 6 Viện Nghiên cứu Kinh tế Đức (DIW Berlin), “Về chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ trọng năng lượng tái tạo biến động ngày càng tăng”, 2016
- 7 Mức phát thải tối đa theo quy định của Bộ trưởng Môi trường Indonesia, Quy định số 21/2008.
- 8 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ phát điện và nhiệt”, 2025
- 9 Soares, “Tuabin khí: Sổ tay ứng dụng trên không, trên đất liền và trên biển”, 2008
- 10 IEA, “Dự báo chi phí phát điện”, 2020
- 11 Cơ quan Năng lượng Quốc tế, “Mối liên hệ nước – năng lượng”, 2016
- 12 NREL, “Rà soát các hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành của các công nghệ phát điện”, 2011
- 13 Bộ Mỏ và Năng lượng Colombia (MME), Đơn vị Quy hoạch Năng lượng và Khai khoáng (UPME), Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (DEA) và Emergente Energía Sostenible, “Cẩm nang công nghệ phát điện và lưu trữ năng lượng của Colombia năm 2025”, 2025

3.1. Đồng đốt hydrogen trong tua bin khí

Mô tả tóm tắt công nghệ

Hydrogen có thể được sử dụng làm nhiên liệu thay thế (trong quá trình đồng đốt) một phần hoặc thay thế hoàn toàn khí tự nhiên trong tua bin khí. Về cơ bản, những thách thức trong việc sử dụng nhiên liệu chứa hydrogen để phát điện với các công nghệ tua bin tiêu chuẩn xuất phát từ những khác biệt về đặc tính cháy của hydrogen so với methane. Ví dụ, nhiệt độ ngọn lửa (hoặc nhiệt độ phản ứng) của hydrogen cao hơn khoảng 5-10%, có khả năng dẫn đến phát thải NO_x nhiệt cao hơn - và gây ra những tổn hại như làm vật liệu và lớp phủ xuống cấp. Mật độ năng lượng trong một đơn vị thể tích (tức là nhiệt trị thấp hơn) của hydrogen thấp hơn đáng kể so với methane, do đó các đường ống cấp nhiên liệu và các bộ phận khác của hệ thống có thể cần phải điều chỉnh kích thước để đáp ứng được lượng nhiên liệu tăng lên để duy trì cùng một sản lượng điện.

Một khác biệt rõ rệt khác, và là một trong những vấn đề khó khăn nhất về mặt kỹ thuật, là tốc độ cháy của hydrogen nhanh hơn. Ví dụ, trong hệ thống đốt NO_x khô thấp - DLN (tua bin khí hiệu suất cao hiện đại ngày nay sử dụng buồng đốt DLN được thiết kế để đốt cháy khí tự nhiên với lượng khí thải NO_x và CO cực thấp), tốc độ dòng khí cần cao hơn 9 lần để ngăn ngọn lửa bùng phát lại - tức là sự lan truyền dòng lửa ngẫu nhiên ngược vào phần cứng đốt các nhiên liệu trước. Ở tỷ lệ 95% H₂, giới hạn trên (hiện tượng cháy ngược) của phạm vi hoạt động của tua bin bị giảm tương đối nhiều. Điều này thu hẹp phạm vi hoạt động ổn định, đặt ra một trong những thách thức lớn nhất cho việc thiết kế các hệ thống DLN có khả năng phối trộn sẵn hàm lượng hydrogen cao.

Mặt khác, giới hạn LBO - giới hạn dưới trong phạm vi hoạt động của tua bin - giảm dần khi hàm lượng H₂ tăng lên và việc sản sinh ra CO không phải là vấn đề đáng quan tâm. Các thuộc tính này cho phép nâng cao khả năng cắt giảm công suất (khả năng vận hành ở công suất đầu ra thấp hơn định mức) so với các tua bin đốt khí tự nhiên hiện tại. Việc cải thiện khả năng cắt giảm công suất là một lợi thế linh hoạt có thể hỗ trợ mạng lưới năng lượng tích hợp nhiều hơn. (Tài liệu tham khảo 4)

Bảng 13: Các tác động và giải pháp kỹ thuật tiềm năng về đồng đốt hydrogen trong tua bin khí

Tính chất	Tính chất của H ₂ (so với khí tự nhiên)	Tác động tiềm tàng	Giải pháp kỹ thuật tiềm năng
Sản xuất carbon monoxide (CO)	Giảm 100%	Không cần sản xuất CO vốn được coi là hạn chế trong vận hành	Không có
Mật độ năng lượng	Thể tích: < 1/3 Khối lượng: gấp 2,5 lần ^{7,8}	Cần thể tích lớn hơn cho một lượng nhiệt không đổi	Tăng tốc độ dòng
Tốc độ ngọn lửa	Cao hơn 9 lần ⁷	Tăng rủi ro ngọn lửa phá vỡ lại	Tăng tốc độ dòng Thiết kế phun nhiên liệu mới (phun nhiên liệu theo giai đoạn, máy trộn micromixer)
Nhiệt ngọn lửa	Cao hơn 5-10% ⁷	Tăng khối lượng NO _x nhiệt Tăng vật liệu, lớp phủ xuống cấp	Tăng tốc độ dòng Cần đường kiểm soát khí thải chủ động lớn hơn/công nghệ đốt mới Vật liệu mới, lớp phủ mới
Giới hạn LBO	Tăng 50% giới hạn LBO ⁷	Tăng khả năng quay vòng	Không có
Giới hạn bắt cháy dưới	Giảm 20%	An toàn – dễ bị cháy nếu rò rỉ Khó phát hiện hơn	Cần phương pháp phát hiện/thiết bị cảm ứng mới
Kích cỡ phân tử	Nhẹ hơn 8 lần	Dễ bị rò rỉ hơn	Nhiều mối hàn hơn, nhiều niêm phong hơn, cần mối nối chặt hơn

Do một số đặc tính chuyên biệt của khí hydrogen như dễ cháy, dễ rò rỉ, v.v., yêu cầu về bảo dưỡng và sửa chữa thiết bị khắt khe và cần thực hiện liên tục hơn so với sử dụng khí tự nhiên. Ví dụ: ngoài các dịch vụ bảo dưỡng và sửa chữa thiết bị định kỳ như nhà máy tua bin khí thông thường, cần thường xuyên kiểm tra

hệ thống cảm biến báo cháy, kiểm tra các mối hàn trong đường ống và thiết bị, v.v.

Các hệ thống đốt tạo ra lửa khuếch tán, nitor hoặc hơi nước pha loãng có thể xử lý 100% lượng hydrogen. Tuy nhiên, các hệ thống này có một số nhược điểm như hiệu suất giảm so với các hệ thống không pha loãng, mức độ NO_x cao hơn so với công nghệ đốt cháy trộn trước tinh gọn mức độ phức tạp của nhà máy điện cao hơn và do đó chi phí vốn và vận hành cao hơn. Các tua bin khí hiện đại, hiệu suất cao ngày nay sử dụng buồng đốt khô có hàm lượng NO_x khô thấp (DLN) được trộn sẵn, được thiết kế để đốt khí tự nhiên với lượng khí thải NO_x và CO cực thấp.

Để khắc phục hiện tượng cháy ngược, những thiết kế tiên tiến này tích hợp giải pháp phân tầng nhiên liệu và vòi đốt khí động học mới. Các thiết kế vòi đốt mới giúp tăng vận tốc theo trục của luồng nhiên liệu trộn trước/ luồng không khí vào vùng đốt nhằm giảm thiểu hiện tượng cháy ngược liên quan đến tốc độ cháy cao của hydrogen. Một phương pháp liên quan đến các biến thể của thiết bị vi trộn—được gọi là máy trộn đa ống của GE (Hình bên dưới) và bộ đốt nhiều cụm của Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS)—phương pháp này chỉ dựa vào dòng chảy theo chiều dọc giúp ổn định ngọn lửa, trong khi các thiết kế DLN truyền thống thường sử dụng một bộ phận luồng xoáy.



Hình 22: Thiết bị vi trộn GE/DOE (Tài liệu tham khảo 4)

Một phương pháp khác để sử dụng nhiên liệu có hàm lượng hydrogen cao là phân tầng nhiên liệu theo trục (AFS). Giải pháp này dựa vào nhiên liệu được phân phối và/hoặc bơm không khí, điều chỉnh các thiết kế DLN truyền thống vốn chỉ đưa không khí/ nhiên liệu vào đầu buồng đốt bằng cách bơm không khí/ nhiên liệu vào các vị trí hạ nguồn khác nhau. Quá trình đốt cháy xảy ra ở nhiều “vùng”, cho phép nhiệt độ đốt cục bộ thấp hơn (giảm thiểu sản sinh NO_x) và tỷ lệ đương lượng ban đầu thấp hơn, từ đó giảm tốc độ đốt cục bộ (giảm thiểu rủi ro cháy ngược).

Dải vận hành	Tốc độ tua bin (%)	Phụ tải tua bin khí (%)	
	Thấp ←		→ Cao
Nhiên liệu	Dầu	Khí tổng hợp	
Chế độ	Chế độ dầu	Chế độ một phần	Chế độ cuối cùng
	Vòi phun dầu	F1 + F2-1 + F2-2 + F3-1	F1 + F2-1 + F2-2 + F3-1 + F3-1
Vòi đốt đang hoạt động			

Hình 23: Các giai đoạn nhiên liệu quanh trục

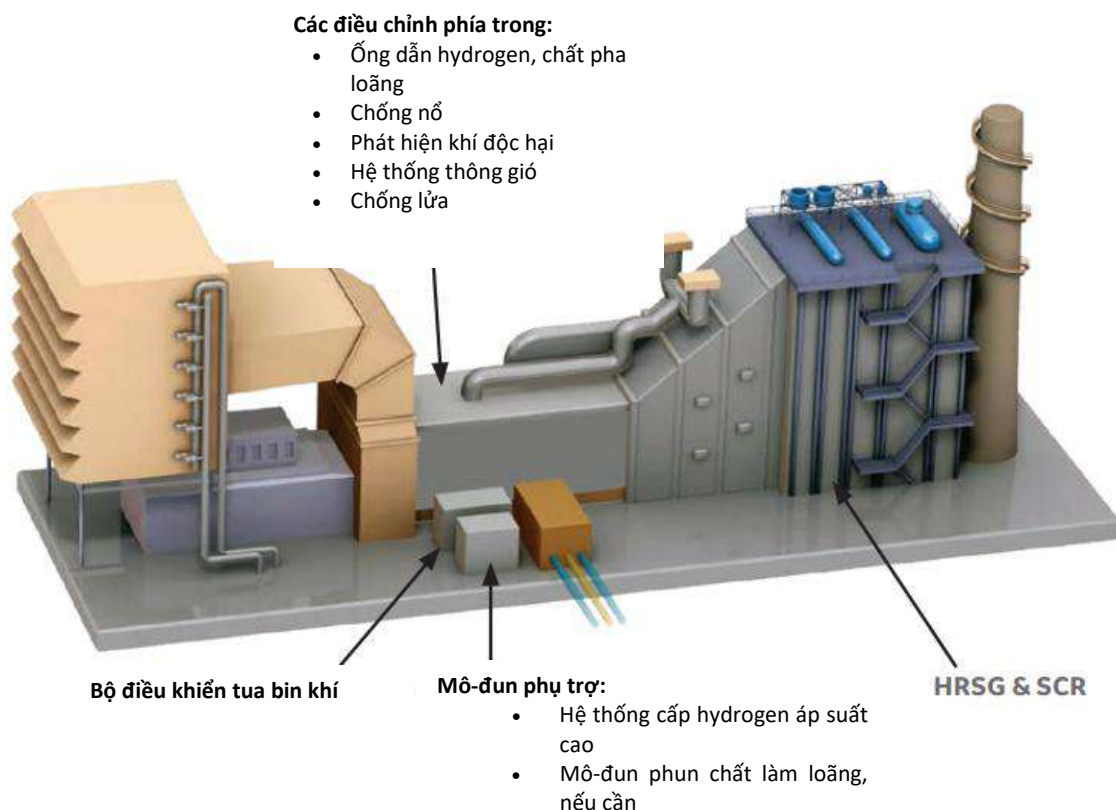
Ví dụ: Ansaldo Energia, hợp tác với PSM, đã phát triển một hệ thống đốt cải tiến dựa vào AFS dành cho nhiên liệu hydrogen có tên là FlameSheet™ tương thích với tua bin DLN của các nhà sản xuất lớn. Ansaldo cũng đã tích hợp công nghệ đốt tuần tự vào thiết kế tua bin GT26 và GT36. GE cũng đã kết hợp một buồng đốt với AFS, được gọi là DLN 2.6+, vào dòng tua bin HA 13 để tăng khả năng điều chỉnh công suất và giảm lượng khí thải (Tài liệu tham khảo 4).

Vận chuyển nhiên liệu: Khi sử dụng hydrogen làm nhiên liệu, cần cân nhắc về áp suất và nhiệt độ trong quá trình vận chuyển để tránh hiện tượng giòn đường ống và các thiết bị phụ trợ khác. Các đường ống và van tua bin khí hiện có phải được điều chỉnh khi tua bin khí sử dụng khí tự nhiên được dự báo sẽ thay thế sang nhiên liệu hydrogen. Các điều chỉnh này gồm thiết kế van mới với kết cấu bịt kín khác và vật liệu đường ống mới.

Một vấn đề khác cần được xem xét là quá trình làm sạch hydrogen trong hệ thống chưa đúng cách. Càng có nhiều thiết bị liên quan, khả năng hydrogen mắc kẹt bên trong các thiết bị càng cao, dẫn đến rủi ro cháy nổ khi bảo dưỡng hoặc sửa chữa. Trên cơ sở đó, thiết bị đo lường hydrogen thích hợp nên được sử dụng bất kỳ khi nào sử dụng hydrogen với tua bin khí. Ngoài ra, các hệ thống làm sạch sử dụng CO₂ hoặc nitơ nên được cân nhắc.

Mặc dù hiện tượng giòn hóa do hydrogen không xảy ra đối với các thiết bị làm bằng thép không gỉ ở 50 barg và 100°C, nhưng nếu nhiệt độ tăng lên khoảng trên 200°C thì có thể khiến H₂ di chuyển qua vật liệu. Trong thực tế, hiện tượng giòn hóa do hydrogen là một vấn đề đáng lo ngại ở nhiệt độ trên 200°C, mặc dù loại thép không gỉ 316L được coi là khá phù hợp để giảm thiểu hiện tượng này. Điều đáng chú ý là, hiện tượng giòn hóa do hydrogen không chỉ bởi nhiệt độ mà còn liên quan đến yếu tố ứng suất của vật liệu, ảnh hưởng đến sự thẩm thấu của hydrogen.

Hydrogen là chất dễ cháy nổ trong phạm vi nồng độ rất rộng trong không khí ở nhiệt độ khí quyển tiêu chuẩn (lần lượt là 4 - 75% thể tích và 15 - 59% thể tích), việc xử lý hydrogen trở thành một mối lo ngại lớn về tính an toàn so với methane hoặc xăng. Phân tán khí là một giải pháp quan trọng để giảm rủi ro. Khí hydrogen nhẹ hơn khí methane, nên nó có thể tạo ra sự tích tụ ở độ cao, đây là điều cần lưu ý khi sử dụng khí đốt tự nhiên. Các nhà máy lọc dầu đều sử dụng các thiết bị phát hiện khí chuyên dụng đối với hydrogen.



Hình 24: Ví dụ về tua bin khí hydrogen và các cấu phần của tua bin

Mỗi máy móc phải được đánh giá cho từng trường hợp cụ thể về mức tiêu thụ hydrogen, cân nhắc hệ thống điều tiết nhiên liệu, kiểm soát và hệ thống đốt. Theo hướng dẫn chung, có những giới hạn cần cân nhắc, đó là [Tài liệu tham khảo 1]:

- Hàm lượng hydrogen trộn với khí tự nhiên ở mức độ thấp, không yêu cầu bất kỳ thay đổi nào đối với vật liệu, thiết kế cũng như hệ thống kiểm soát và bảo vệ. Mức này nằm trong khoảng [0-10% thể tích], tùy thuộc vào hệ thống.
- Hydrogen trộn với khí tự nhiên ở mức trung bình, không cần thay đổi nhiều đối với vật liệu, thiết kế, hệ thống kiểm soát và bảo vệ. Mức này nằm trong khoảng [10-30% thể tích]
- Hàm lượng hydrogen ở mức cao hơn đòi hỏi phạm vi nâng cấp rộng hơn và, xét về mặt kinh tế, khả năng sử dụng nhiên liệu hydrogen nên được tối đa hóa, với giả định rằng hệ thống cung cấp nhiên liệu, mô-đun đốt, hệ thống kiểm soát và bảo vệ được nâng cấp [30-100% thể tích]. Gói các hạng mục cần nâng cấp gồm:
 - Thay thế mô-đun đốt của tua bin khí chính
 - Nâng cấp hệ thống đo và kiểm soát nhiên liệu
 - Nâng cấp hệ thống cung cấp nhiên liệu của nhà máy, bao gồm hệ thống làm vệ sinh, đo lường, theo dõi thành phần khí, hệ thống an toàn (bao gồm gói nâng cấp hệ thống cảm biến và thông gió) và hệ thống cung cấp nhiên liệu khởi động.

Để đảm bảo hiệu quả kinh tế, gói nâng cấp như vậy có thể sử dụng lại thiết kế của các bộ phận đường dẫn khí nóng hiện có.

Tỷ lệ thể tích và năng lượng tương ứng cho các tỷ lệ pha trộn khác nhau giữa khí hydrogen và khí tự nhiên được thể hiện trong bảng bên dưới. Trong báo cáo này, tỷ lệ đồng đốt hydrogen trong nhà máy tua bin khí được xác định theo tỷ lệ năng lượng. 20% tỷ lệ năng lượng của hydrogen với khí tự nhiên tương ứng với 45% tỷ lệ thể tích của hydrogen.

Bảng 14: Tỷ lệ thể tích và năng lượng tương ứng đối với các tỷ lệ pha trộn khác nhau giữa hydrogen và khí tự nhiên [Tài liệu tham khảo 2]

Tỷ lệ thể tích H ₂ (%)	Tỷ lệ năng lượng H ₂ (%)
30	11
50	23
77	50
100	100

Tác động đến hiệu suất và tính linh hoạt của nhà máy

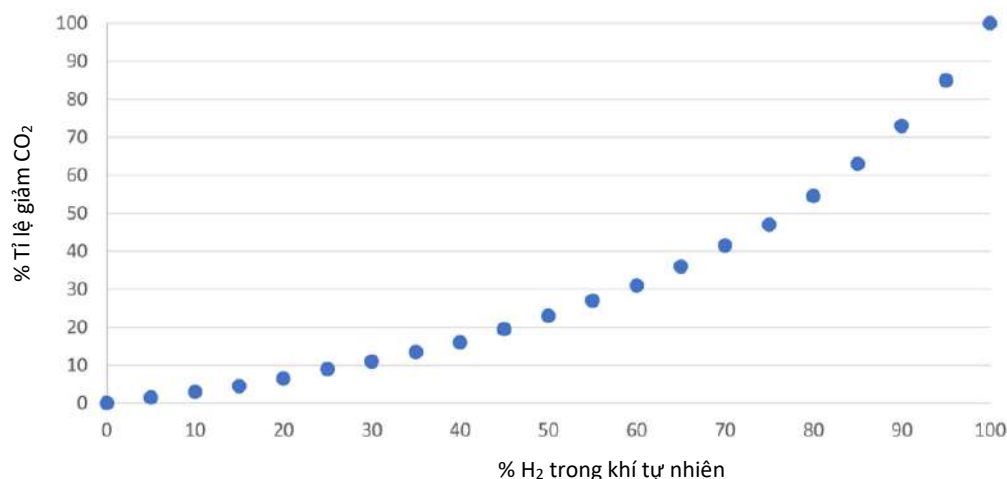
Các nghiên cứu được thực hiện cho đến nay đều chỉ ra rằng sản lượng điện và hiệu suất của tua bin khí nên được giữ nguyên đối với các tổ máy chạy bằng khí tự nhiên tùy thuộc vào việc thay thế hệ thống đốt và tỷ lệ đốt hydrogen cao [Tài liệu tham khảo 1,7].

Khả năng phản ứng tăng lên và tốc độ đốt cao hơn của hydrogen buộc phải phải áp dụng các thiết kế phun nhiên liệu và đốt cháy mới cho nhiên liệu hydrogen tỷ lệ cao. Một vấn đề có thể xảy ra là liệu một nhà máy có khả năng đốt hydrogen ở tỷ lệ cao có thể vận hành đốt khí tự nhiên ở tỷ lệ cao. Có khả năng là tại một thời điểm nào đó trong quá trình chuyển đổi từ khí tự nhiên sang hydrogen, nhà máy sẽ cần phải đánh đổi về lượng khí thải, sản lượng điện hoặc tốc độ tăng công suất điện. Do khả năng phản ứng của hydrogen cao hơn, nên khả năng điều chỉnh giảm công suất có thể được cải thiện khi vận hành với tỷ lệ hydrogen cao, vì lượng khí thải CO₂ sẽ giảm.

Đối với các dịch vụ hỗ trợ lưới điện mà dựa vào tốc độ tăng giảm công suất cao (ví dụ: đáp ứng tần số), có thể cần một số điều chỉnh ngắn hạn đối với hỗn hợp nhiên liệu và một hệ thống điều khiển phân phối nhiên liệu phức tạp hơn. Các giải pháp này có thể khác nhau giữa các loại động cơ, nên các quy định hiện hành cần phải có một loạt các giải pháp kỹ thuật.

Ảnh hưởng đến lượng khí thải

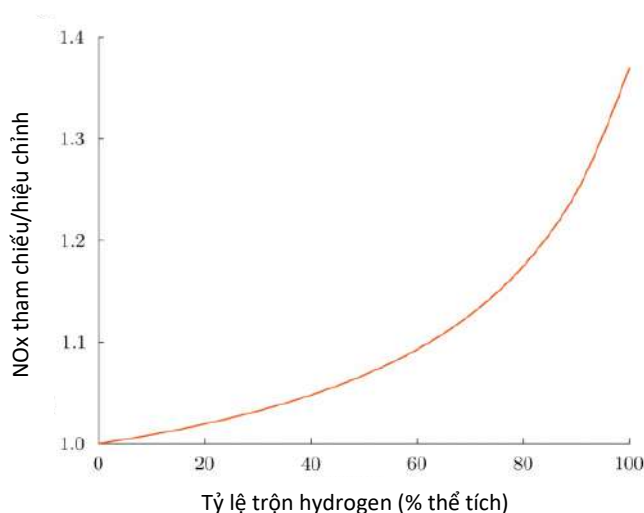
Ưu điểm chính của giải pháp đồng đốt hydrogen trong nhà máy điện tua bin khí là giảm lượng phát thải CO₂, hydrogen nên được sản xuất bằng năng lượng tái tạo (chẳng hạn như sử dụng điện gió/ điện mặt trời để điện phân nước), được gọi là hydrogen xanh. Hỗn hợp nhiên liệu có hàm lượng H₂ cao - thường được biểu thị bằng thể tích – có tác dụng giảm lượng khí thải CO₂ trên mỗi MWh, nhưng mối tương quan này là phi tuyến tính và được thể hiện trong hình bên dưới; mối tương quan này trở nên tuyến tính khi xem xét tỷ lệ H₂ dưới dạng năng lượng.



Hình 25: Lượng CO₂ giảm tương ứng với tỷ lệ trộn H₂ – khí tự nhiên tính theo thể tích [Tài liệu tham khảo 4]

Lượng khí thải SO₂ và các hạt bụi khác cũng sẽ giảm khi đồng đốt ammonia do lượng khí đốt tự nhiên giảm xuống và hydrogen không chứa lưu huỳnh và bụi.

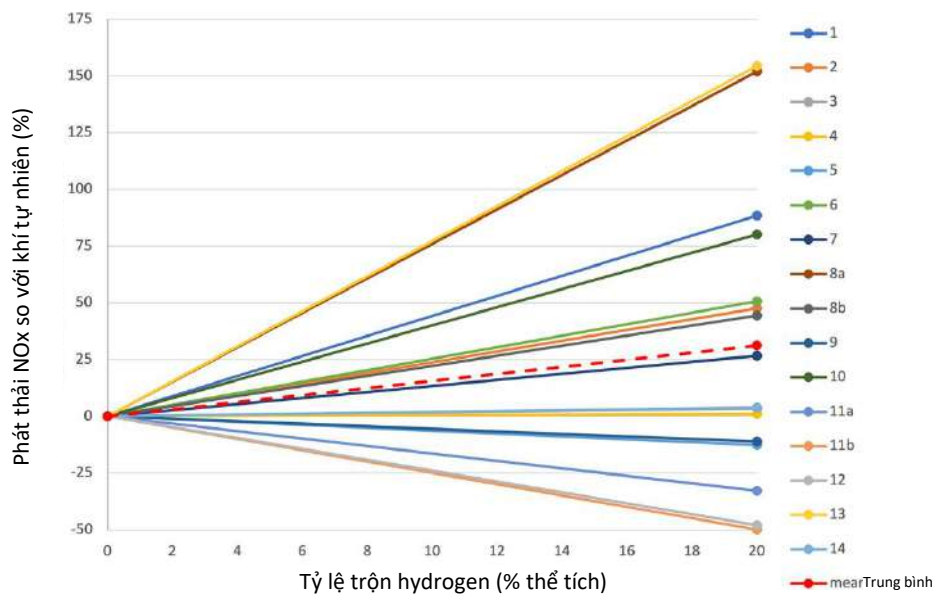
Do nhiệt độ đốt của hydrogen cao hơn 5-10% so với khí tự nhiên, nên quá trình đồng đốt hydrogen trong tua bin khí có xu hướng giải phóng khí thải NO_x nhiều hơn, và điều này được thể hiện trong hình dưới đây.



Hình 26: Mức tăng phát thải NO_x tương ứng các tỷ lệ đồng đốt H₂ theo [Tài liệu tham khảo 9]

Viện Năng lượng chiến lược thuộc Georgia Tech [Tài liệu tham khảo 9] đã thực hiện đánh giá phát thải NO_x tại các nhà máy tua bin khí ở tỷ lệ đồng đốt 0-100% thể tích, theo kết quả của nghiên cứu này khi đồng đốt H₂ ở tỷ lệ 20% sản lượng (~45% thể tích), lượng phát thải NO_x tăng lên là khoảng gần 10% và khi đốt

hoàn toàn khí H_2 thì lượng phát thải NO_x tăng lên 40%. GE trong các nghiên cứu thử nghiệm [Tài liệu tham khảo 10] cũng cho thấy khi đồng đốt 20% sản lượng (~45% thể tích) thì lượng phát thải NO_x tăng lên khoảng 30% với công nghệ DLN. Như vậy ở mức đồng đốt 20% H_2 sẽ lấy theo mức trung bình phát thải NO_x tăng lên 20% và ở mức đồng đốt 100% phát thải NO_x tăng lên 40%.



Hình 27: Mức tăng phát thải NO_x tương ứng các tỷ lệ đồng đốt H_2 theo [Tài liệu tham khảo 10]

Ví dụ về những dự án hiện có

Thuật ngữ “hydrogen-ready” thường đề cập đến các tua bin được thiết kế hoặc sửa đổi để hoạt động bằng hỗn hợp hydrogen và khí tự nhiên, với lộ trình hướng tới nồng độ hydrogen cao hơn theo thời gian. Hầu hết các ứng dụng thương mại hiện nay liên quan đến hỗn hợp hydrogen với tỷ lệ từ 5% đến 30% theo thể tích, tùy thuộc vào thiết kế tua bin, hệ thống đốt và điều kiện hoạt động. Các nhà sản xuất thiết bị gốc (OEM) nhấn mạnh rằng khả năng sẵn sàng cho hydrogen không phải là một thông số kỹ thuật duy nhất mà là sự kết hợp của các tính năng thiết kế. Như đã trình bày bên trên, chúng bao gồm các buồng đốt tiên tiến có khả năng quản lý tốc độ lan truyền ngọn lửa cao hơn của hydro, hệ thống điều khiển điều chỉnh sự pha trộn nhiên liệu - không khí trong thời gian thực và các vật liệu chịu được nhiệt độ cao và động lực đốt cháy.

Vào năm 2025, một số tua bin đang được tiếp thị là có khả năng hoạt động với hỗn hợp hydrogen cao hơn với những thay đổi phần cứng tối thiểu, trong khi những nền tảng khác yêu cầu nâng cấp theo từng giai đoạn khi nguồn cung hydrogen tăng lên. Công nghệ đốt hoàn toàn sang 100% hydrogen vẫn chủ yếu giới hạn ở các dự án trình diễn và lắp đặt thí điểm. Việc vận hành ngay từ đầu đòi hỏi nhà đầu tư phải tiếp cận được nguồn cung Hydrogen ổn định với khối lượng cực lớn.

Một số công nghệ thương mại do các nhà sản xuất thiết bị (OEM) cung cấp cho phép tua bin khí đạt được một số mức đốt hydrogen khả thi về mặt thương mại được trình bày trong bảng sau. Đáng chú ý, EU Tua bins, hiệp hội các nhà sản xuất tua bin châu Âu bao gồm ba OEM được liệt kê trong bảng cũng như các nhà cung cấp lớn khác, cam kết sản xuất tua bin khí có khả năng vận hành 100% H_2 khả thi về thương mại và sẽ được đưa ra thị trường vào năm 2030.

Bảng 15: Các công nghệ đốt hydrogen từ các OEM lớn nhất [4]

OEM	Loại	Hạng	H_2 (% thể tích)
MHI	Khuếch tán	1200~1400	Lên đến 100%
	Trộn trước	1600	Lên đến 30%
	Đa cụm	1650	Lên đến 100%

GE	DLE		Lên đến 5%
	SAC		30-85%
	SN	Hạng B, E	90-100%
	MNQC	Hạng E, F	90-100%
	DLN 1	Hạng B, E	Lên đến 33%
	DLN 2.6+	Hạng F, H	Lên đến 15%
	DLN2.6e	Hạng 9HA	Lên đến 50%
Siemens	DLE		2-15%
	WLE		15-100%
	DLE	Hạng E, F, H	30%
	Khuếch tán	Hạng E, F, H	Lên đến 100%
	DLE	Hạng E, F, H	Lên đến 30%

Một số dự án xây dựng mới nhà máy tua bin khí áp dụng công nghệ đốt khí tự nhiên – hydrogen đang được triển khai, bao gồm: nhà máy tại Hunter Valley, Úc (công suất 2×330 MW, tỷ lệ pha trộn hydrogen 15%, dự kiến vận hành vào năm 2025); dự án Intermountain, Hoa Kỳ (thay thế nhà máy nhiệt điện than 1.800 MW bằng nhà máy tua bin khí công suất 840 MW, có khả năng pha trộn 30% hydrogen vào năm 2025 và tiến tới 100% hydrogen vào năm 2045). Ngoài ra, dự án cải tạo tua bin khí công suất 172 MW với tỷ lệ pha trộn hydrogen 40% tại nhà máy nhiệt điện đồng phát Linden, Hoa Kỳ, đã được triển khai và đưa vào vận hành từ năm 2023 [5].

Ước tính số liệu

[Tài liệu tham khảo 2] đã đề xuất tăng chi phí vốn theo phần trăm chi phí cho các tua bin khí thông thường với các tỷ lệ trộn hydrogen khác nhau, để nâng cấp các tua bin khí hiện có hoặc đầu tư vào các tua bin khí mới dựa trên các thảo luận với đối tác công nghiệp.

Tỷ lệ hydrogen [% thể tích]	Tỷ lệ hydrogen [% năng lượng]	Nâng cấp hydrogen cho các tua bin khí hiện có [% dựa vào CAPEX]	Tua bin khí hydrogen mới [% dựa vào CAPEX]	Mô tả các hạng mục tăng chi phí
30%	~11%	1	101	Hệ thống nhiên liệu
50%	~20%	7	103	Hệ thống nhiên liệu và đầu đốt
77%	~50%	10	105	Hệ thống nhiên liệu và đầu đốt
100%	100%	25	115	Buồng đốt

Một số kết quả nghiên cứu cho thấy việc cải hoán (retrofit) các nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) để có thể sử dụng riêng lẻ hoặc phối trộn các loại nhiên liệu các-bon thấp làm tăng chi phí điện quy dẫn (LCOE) khoảng 6 – 12,7 €/MWh (~6,5 – 14 USD/MWh) [1].

Điều này cho thấy sự cần thiết của việc phát triển đồng bộ hạ tầng năng lượng. Các cơ quan quy hoạch năng lượng quốc gia và khu vực cần xác định các vị trí lưu trữ phù hợp và đầu tư vào hạ tầng nhằm bảo đảm việc lưu trữ và vận chuyển nhiên liệu với chi phí hiệu quả. Thiết kế chính sách cũng cần xem xét yếu tố khoảng cách đến nguồn cung và cơ sở lưu trữ nhiên liệu như một phần trong quá trình ra quyết định cải hoán nhà máy.

Nghiên cứu [1] cũng chỉ ra rằng chi phí biên phát điện khi sử dụng hydrogen, ammonia hoặc biomethane đều vượt quá 120 €/MWh (~130 USD/MWh) ngay cả trong những điều kiện thuận lợi nhất, và trong hầu hết các trường hợp thường vượt quá 150 €/MWh (~ 165 USD/MWh). Trong khi đó, khí tự nhiên vẫn là lựa chọn có chi phí thấp nhất trong bối cảnh mức giá các-bon hiện có thể dự báo. Tuy nhiên, biến động giá khí tự nhiên và rủi ro liên quan đến giá các-bon cho thấy các loại khí nhiên liệu phát thải thấp vẫn có thể đóng

vai trò nhất định trong tương lai khi tiến tới mục tiêu khử carbon sâu.

Một số kết quả nghiên cứu cho thấy, mặc dù phương án thiết kế dự phòng (H_2 -ready) có mức tăng chi phí đầu tư (CAPEX) ban đầu tương đối thấp, thường chỉ chiếm thêm khoảng 3% đến 10% giá trị mua sắm tua bin khí cho mức sẵn sàng thấp (6% H_2 về nhiệt lượng). Tuy nhiên, nếu nhà máy không được thiết kế tối ưu ngay từ đầu để đạt mức độ không cần sửa đổi phần cứng đáng kể, việc nâng cấp lên mức vận hành 100% Hydrogen trong tương lai có thể yêu cầu đầu tư thêm tới 20% tổng chi phí xây dựng nhà máy [2].

Rủi ro chi phí cộng dồn: Các chi phí cải tạo này có tính chất cộng dồn. Nếu lộ trình cải tạo không được tính toán kỹ, tổng chi phí (CAPEX ban đầu + chi phí cải tạo sau này) có thể cao hơn nhiều so với việc xây mới một nhà máy 100% H_2 . Thực tế, việc cải tạo một nhà máy điện khí thông thường (không có thiết kế H_2 -ready) sang vận hành 100% Hydrogen có thể tốn kém từ 25% đến 72% giá trị tài sản ban đầu, tùy thuộc vào loại tua bin và mức độ thay đổi hệ thống cung cấp nhiên liệu [2].

Ở mức đồng đốt hydrogen 20% xét theo năng lượng (tương đương 50% thể tích), chi phí đầu tư sẽ tăng khoảng 7% liên quan đến việc nâng cấp hệ thống nhiên liệu và vòi đốt.

Chi phí vận hành và bảo dưỡng: Do có sự nâng cấp về hệ thống cung cấp nhiên liệu, đo lường, theo dõi thành phần khí, hệ thống an toàn và vòi đốt khi áp dụng công nghệ đồng đốt hydrogen nên chi phí vận hành và bảo dưỡng có xu hướng tăng nhẹ, từ 3 – 5% tùy thuộc vào tỷ lệ đồng đốt hydrogen.

Một số quy chuẩn và tiêu chuẩn quốc tế:

- ASME B31.12 (Hydrogen Piping and Pipelines): Đây là tiêu chuẩn quan trọng nhất quy định về thiết kế, vật liệu, chế tạo, lắp đặt và kiểm tra các đường ống dẫn Hydrogen.
- NFPA 2 (Hydrogen Technologies Code): Áp dụng các yêu cầu toàn diện về phòng cháy chữa cháy và thiết kế cho các ứng dụng và thiết bị có chứa hydro, ở cả dạng khí và lỏng.
- ISO 21789: Tiêu chuẩn này đề cập đến các yêu cầu an toàn đối với các ứng dụng động cơ tua bin khí công nghiệp và động cơ dẫn động bằng khí sử dụng nhiên liệu lỏng hoặc khí.
- ISO/TR 15916: Tài liệu này cung cấp các hướng dẫn về việc sử dụng hydrogen ở dạng khí và lỏng, cũng như việc lưu trữ hydrogen ở một trong hai dạng này hoặc các dạng khác.

Bảng số liệu

Dữ liệu cho hầu hết các hạng mục được cung cấp có giá trị chênh lệch tuyệt đối so với tua bin khí truyền thống được cải tiến để đốt hydrogen.

CCGT – động đốt hydrogen tỷ lệ 20% (xét theo năng lượng)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	750	750	750	750	200	800	200	800		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1500	1500	1500	1500	200	1600	200	1600		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-0	-0	-0	-0	-0	-2	-0	-2	A	3, 9
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-0	-0	-0	-0	-0	-2	-0	-2	A	3, 9
Ngừng máy cường bức	%	+0	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Ti lệ tự dừng	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	-	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian xây dựng	năm	-	-	-	-	-	-	-	-		
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	1, 2, 3, 6
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	-3	-3	-3	-3	-1	-5	-1	-5	A	1, 2, 3, 6
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	1, 2, 3, 6
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	1, 2, 3, 6
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	-	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	-	-	-	-	-	-	-	-		
Môi trường											
PM 2.5 (so với đốt 100% khí)	%	-20	-20	-20	-20	-10	-20	-10	-20	A	1, 2, 6
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh) (so với đốt 100% khí)	%	-20	-20	-20	-20	-10	-20	-10	-20	A	1, 2, 6
NO _x (so với đốt 100% khí)	%	+20	+20	+20	+20	+10	+60	+10	+60	A	1, 2, 6, 9, 10, 11, 12
CH ₄	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
N ₂ O	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Thông số kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	0,07	0,07	0,07	0,07	0,04	0,12	0,04	0,12	A, B	1, 2, 4
- Ti lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Ti lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	+3	+3	+3	+3	+1	+5	+1	+5	A	1, 2, 4

CCGT – đồng đốt hydrogen tỷ lệ 20% (xét theo năng lượng)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	+3	+3	+3	+3	+1	+5	+1	+5	A	1, 2, 4
Chi phí khởi động	USD/MW e/lần	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	750	750	750	750	-	-	-	-	C	

Ghi chú:

- A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị này thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị giữ nguyên như tham số).
B Suất đầu tư danh nghĩa được giả định là không bao gồm chi phí đầu tư cho một chương trình gia hạn tuổi thọ tổng thể.
C Giả định sử dụng cùng một nhà máy như đối với nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT).

Tài liệu tham khảo

- 1 Anas Abuzayed, Michael G. Pollitt, Mario Liebensteiner, Simone Hochgreb, “Đánh giá tính khả thi của việc pha trộn nhiên liệu carbon thấp trong các nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) nhằm khử carbon sâu hệ thống điện”, 2026
- 2 VGBE, “Tài liệu thông tin về mức độ sẵn sàng sử dụng hydro (H₂) cho các nhà máy tua bin khí”, 2023
- 3 “Tua bin khí hydrogen,” ETN Global, 2020. <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>
- 4 S. Öberg, M. Odenberger và F. Johnsson, “Đánh giá khả năng cạnh tranh của tuabin khí sử dụng hydro trong các hệ thống năng lượng tương lai”, Tạp chí Quốc tế về Năng lượng Hydro, tập 47, số 1, trang 624–644, 2022.
- 5 Tập đoàn General Electric (GE), Chuyển đổi điện sang khí: Hydro cho phát điện, 2019.
- 6 EPRI, “Tua bin khí có khả năng sử dụng hydro cho mục tiêu giảm phát thải sâu,” 2019. https://h2fcg.org/sites/default/files/3002017544_Technology-Insights-Brief_Hydrogen_Capable-Gas-Turbines-for-Deep-Decarbonization.pdf.
- 7 “Hanwha trúng thầu dự án cải tạo tuabin khí đốt đồng đốt hydro tại Hoa Kỳ,” Hanwha, 2021. <http://www.koreaittimes.com/news/articleView.html?idxno=109812>.
- 8 Cơ quan Năng lượng Quốc tế, “Vai trò của nhiên liệu các-bon thấp trong quá trình chuyển dịch năng lượng sạch của ngành điện”, 2022
- 9 T. Wind, F. Guthe và K. Syed, “Đồng đốt hydrogen và khí tự nhiên trong các buồng đốt trộn trước nghèo và buồng đốt gia nhiệt lại (Alstom GT26)”, 2014
- 10 L. Wright và C. Lewis, “Phát thải NO_x từ việc pha trộn hydrogen và khí tự nhiên trong các lò hơi sưởi ấm không gian”, 2022
- 11 Viện Công nghệ Georgia (Georgia Tech)/Viện Năng lượng Chiến lược, “Phát thải NO_x từ các hỗn hợp nhiên liệu hydro–methane”, 2022
- 12 Tập đoàn General Electric (GE), “Hướng tới tương lai năng lượng sạch hơn với hydro”, 2022

CCGT – động đốt hydrogen tỷ lệ 100% (xét theo năng lượng)										
Thông số	Đơn vị	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật										
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	750	750	750	200	800	200	800		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1500	1500	1500	200	1600	200	1600		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-0	-0	-0	-0	-3	-0	-3	A	3, 9
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-0	-0	-0	-0	-3	-0	-3	A	3, 9
Ngừng máy cưỡng bức	%	+0	+0	+0	+0	+1	+0	+1	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	
Tỉ lệ tự dừng	%	-	-	-	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian xây dựng	năm	-	-	-	-	-	-	-		
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện										
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	1, 2, 3, 6
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	-5	-5	-5	-3	-10	-3	-10	A	1, 2, 3, 6
Thời gian khởi động ấm	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	1, 2, 3, 6
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	A	1, 2, 3, 6
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	-	-	-	-	-	-	-		
Môi trường										
PM 2.5 (so với đốt 100% khí)	%	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	A	1, 2, 6
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh) (so với đốt 100% khí)	%	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	A	1, 2, 6
NO _x (so với đốt 100% khí)	%	+40	+40	+40	+20	+100	+20	+100	A	1, 2, 6, 9, 10, 11, 12
CH ₄	%	-	-	-	-	-	-	-		
N ₂ O	%	-	-	-	-	-	-	-		
Thông số kinh tế (USD2025)										
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	0,24	0,24	0,24	0,18	0,30	0,18	0,30	A, B	1, 2, 4
- Tỉ lệ thiết bị	%	-	-	-	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	-	-	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	+5	+5	+5	+3	+10	+3	+10	A	1, 2, 4

CCGT – đồng đốt hydrogen tỷ lệ 100% (xét theo năng lượng)										
Thông số	Đơn vị	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	+5	+5	+5	+3	+10	+3	+10	A	1, 2, 4
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	750	750	750	-	-	-	-	C	

Ghi chú:

- A Giá trị phụ thuộc vào nhà máy ban đầu. Giá trị này thể hiện mức thay đổi ước tính so với giá trị ban đầu (đơn vị giữ nguyên như tham số).
B Suất đầu tư danh nghĩa được giả định là không bao gồm chi phí đầu tư cho một chương trình gia hạn tuổi thọ tổng thể.
C Giả định sử dụng cùng một nhà máy như đối với nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT).

Tài liệu tham khảo

- 1 Anas Abuzayed, Michael G. Pollitt, Mario Liebensteiner, Simone Hochgreb, “Đánh giá tính khả thi của việc pha trộn nhiên liệu carbon thấp trong các nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) nhằm khử carbon sâu hệ thống điện”, 2026
- 2 VGBE, “Tài liệu thông tin về mức độ sẵn sàng sử dụng hydro (H₂) cho các nhà máy tua bin khí”, 2023
- 3 “Tua bin khí hydrogen,” ETN Global, 2020. <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>
- 4 S. Öberg, M. Odenberger và F. Johnsson, “Đánh giá khả năng cạnh tranh của tuabin khí sử dụng hydro trong các hệ thống năng lượng tương lai”, Tạp chí Quốc tế về Năng lượng Hydro, tập 47, số 1, trang 624–644, 2022.
- 5 Tập đoàn General Electric (GE), Chuyển đổi điện sang khí: Hydro cho phát điện, 2019.
- 6 EPRI, “Tua bin khí có khả năng sử dụng hydro cho mục tiêu giảm phát thải sâu,” 2019. https://h2fc.org/sites/default/files/3002017544_Technology-Insights-Brief_Hydrogen_Capable-Gas-Turbines-for-Deep-Decarbonization.pdf.
- 7 “Hanwha trúng thầu dự án cải tạo tuabin khí đốt đồng đốt hydro tại Hoa Kỳ,” Hanwha, 2021. <http://www.koreaitimes.com/news/articleView.html?idxno=109812>.
- 8 Cơ quan Năng lượng Quốc tế, “Vai trò của nhiên liệu các-bon thấp trong quá trình chuyển dịch năng lượng sạch của ngành điện”, 2022
- 9 T. Wind, F. Guthe và K. Syed, “Đồng đốt hydrogen và khí tự nhiên trong các buồng đốt trộn trước nghèo và buồng đốt gia nhiệt lại (Alstom GT26)”, 2014
- 10 L. Wright và C. Lewis, “Phát thải NOx từ việc pha trộn hydrogen và khí tự nhiên trong các lò hơi sưởi ấm không gian”, 2022
- 11 Viện Công nghệ Georgia (Georgia Tech)/Viện Năng lượng Chiến lược, “Phát thải NOx từ các hỗn hợp nhiên liệu hydro–methane”, 2022
- 12 Tập đoàn General Electric (GE), “Hướng tới tương lai năng lượng sạch hơn với hydro”, 2022

4. THU GIỮ, SỬ DỤNG VÀ LƯU TRỮ CO₂ TRONG CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

Mô tả công nghệ

Một trong những nguyên nhân chính dẫn đến sự gia tăng nồng độ CO₂ trong khí quyển trong những thập kỷ qua là việc đốt nhiên liệu hóa thạch. Để tìm kiếm các nguồn năng lượng bền vững, công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ Carbon (CCUS) có thể cho phép sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong một tương lai hạn chế CO₂. Ngoài ra, CCUS có thể mang lại mức phát thải âm nếu áp dụng đối với sinh khối, điều này có thể giúp hạn chế sự tăng nhiệt độ về lâu dài theo các kịch bản của IEA và IPCC. Công nghệ CCUS có thể được chia thành các bước Thu giữ, Nén, Sử dụng, Vận chuyển và Lưu trữ được mô tả trong các phần sau.

Thu giữ CO₂

Lượng CO₂ từ các nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch chiếm khoảng 3-15% lượng khí thải. Quá trình thu giữ carbon có thể diễn ra trước khi đốt, sau khi đốt hoặc thông qua quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy (Tài liệu tham khảo 1).

- 1. Thu giữ sau quá trình đốt:** Trong bước thu giữ sau quá trình đốt, CO₂ được tách khỏi khí thải. Công nghệ sau đốt chiếm ưu thế là công nghệ hấp thụ hoặc lọc CO₂ trong các dung môi hóa học như dung dịch amin đang được bán trên thị trường cho các mục đích công nghiệp nhưng chưa được sử dụng cho các nhà máy điện. CO₂ được tách khỏi dung môi bằng cách tăng nhiệt độ (Tài liệu tham khảo 2).
- 2. Thu giữ trước quá trình đốt:** Trong bước thu giữ trước quá trình đốt, CO₂ được thu giữ trước khi đốt như trong quá trình khí hóa than hoặc quá trình khử carbon trong khí tự nhiên, tạo thành hydrogen và carbon dioxide. Hydrogen được sử dụng làm nhiên liệu và CO₂ được loại bỏ (Tài liệu tham khảo 1). Công nghệ tách phổ biến nhất là sử dụng dung môi để loại bỏ CO₂ khỏi khí tổng hợp và sau đó giải phóng CO₂ ở nhiệt độ cao hoặc áp suất thấp. Cách này đòi hỏi phải bổ sung công suất nhiệt điện lên tới 15% công suất điện thuần cho cả hai bước, thu giữ trước và sau quá trình đốt. Dung môi gốc amin được sử dụng phổ biến nhất (Tài liệu tham khảo 3).
- 3. Thu giữ trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy:** Trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy, nitơ trong không khí được loại bỏ bởi Bộ tách không khí (ASU), do đó nhiên liệu được đốt cháy trong môi trường khí oxy và CO₂ được tuần hoàn tái sử dụng. Một phương án thay thế cho ASU là oxy dư thừa từ hệ thống điện phân có thể được sử dụng để cấp cho quá trình đốt. Điều này dẫn đến khí thải chỉ chứa hơi nước và CO₂, hơi nước có thể ngưng tụ dễ dàng, tạo ra hơi có nồng độ CO₂ cao (Tài liệu tham khảo 4).

Trong cả ba phương pháp, sau khi được thu giữ, cần nén CO₂ và vận chuyển đến kho chứa.

Nén và hóa lỏng CO₂

Rào cản chính đối với việc sử dụng rộng rãi công nghệ loại bỏ CO₂ là chi phí tách và nén CO₂ cao. Yêu cầu năng lượng bổ sung cho quá trình này thường làm giảm 10% hiệu suất. Để vận chuyển CO₂ bằng đường ống, cần duy trì áp suất thích hợp từ 10 đến 20 MPa, ngược lại vận chuyển bằng tàu thì cần hóa lỏng CO₂.

Vận chuyển CO₂

Cần vận chuyển CO₂ thu được từ nhà máy điện đến bể chứa thích hợp, nơi CO₂ được bơm vào và lưu trữ lâu dài. Giải pháp này được cho là khả thi nếu sử dụng đường ống. Chi phí đường ống tỷ lệ thuận với khoảng cách, nhưng có thể tăng từ 50 đến 100% ở các khu vực đông dân cư so với đường ống đi qua các khu vực vùng sâu vùng xa như núi, khu bảo tồn thiên nhiên hoặc đường bộ. Đường ống ngoài khơi đắt hơn 40-70% so với đường ống tương tự trên đất liền. Ngoài ra, có thể sử dụng các tàu như tàu chở LPG, trong trường hợp chi phí ít phụ thuộc vào khoảng cách. Tuy nhiên, có những chi phí phát sinh khác bao gồm hệ thống hóa lỏng độc lập, có khả năng ở xa nhà máy điện. Do đó, với khoảng cách từ ngắn đến trung bình và khối lượng lớn, đường ống là giải pháp tiết kiệm chi phí nhất.

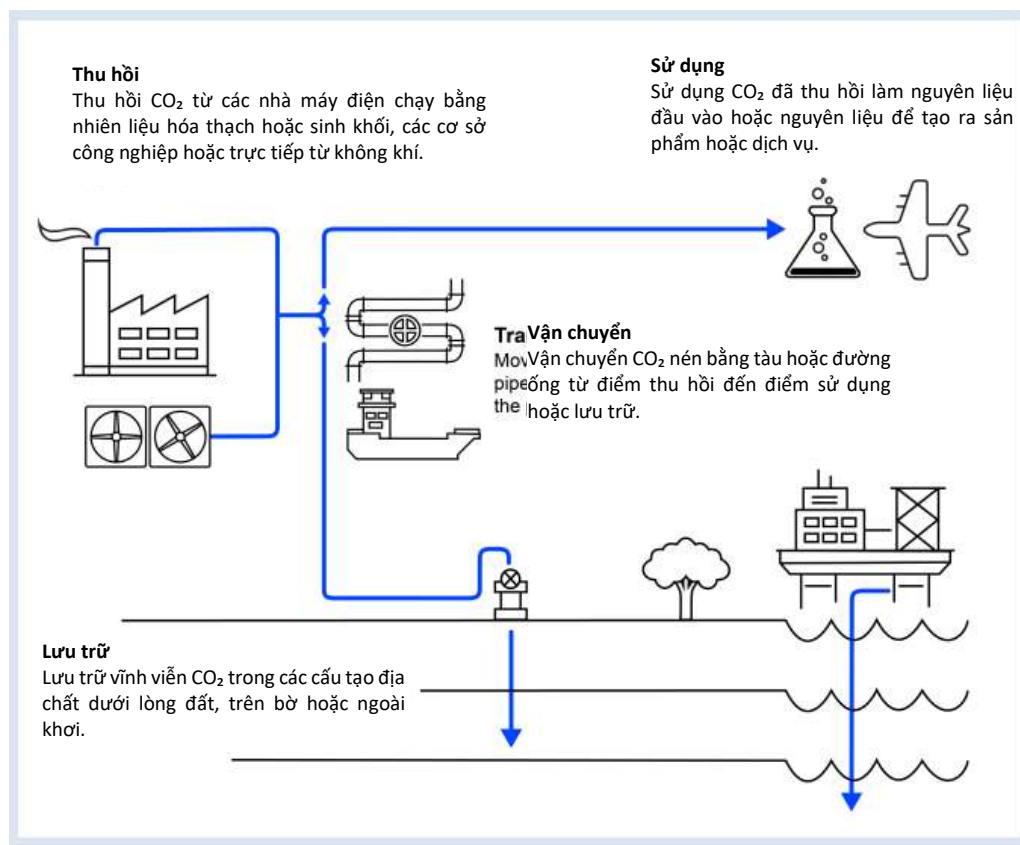
Sử dụng CO₂

Trong giai đoạn Sử dụng của chuỗi thu giữ, sử dụng và lưu trữ CO₂ (CCUS), CO₂ sau khi thu giữ được tái sử dụng làm nguyên liệu cho các quá trình công nghiệp khác nhau, góp phần hình thành nền kinh tế carbon tuần hoàn. Cụ thể, CO₂ có thể được chuyển đổi thành nhiên liệu tổng hợp (e-fuels, methanol, methane),

nguyên liệu hóa chất (như urê, polycarbonate) hoặc được khoáng hóa để sản xuất vật liệu xây dựng như bê tông và gạch. Ngoài ra, CO₂ còn được bơm vào các mỏ dầu khí đã suy giảm để tăng cường thu hồi dầu (EOR), trong đó một phần CO₂ được lưu trữ lâu dài trong các tầng địa chất (Tài liệu tham khảo 21), (Tài liệu tham khảo 22). Việc tái sử dụng này giúp giảm phát thải CO₂ ra khí quyển và tạo ra giá trị kinh tế, tuy nhiên cần đánh giá kỹ hiệu quả năng lượng và phát thải trong toàn vòng đời để bảo đảm lợi ích thực sự cho khí hậu. Vì vậy, dù Sử dụng là một phần quan trọng của CCUS, nhưng nhìn chung đây chỉ là biện pháp hỗ trợ cho lưu trữ CO₂, chứ không thể thay thế hoàn toàn lưu trữ CO₂ như trong các hệ thống CCS truyền thống.

Lưu trữ CO₂

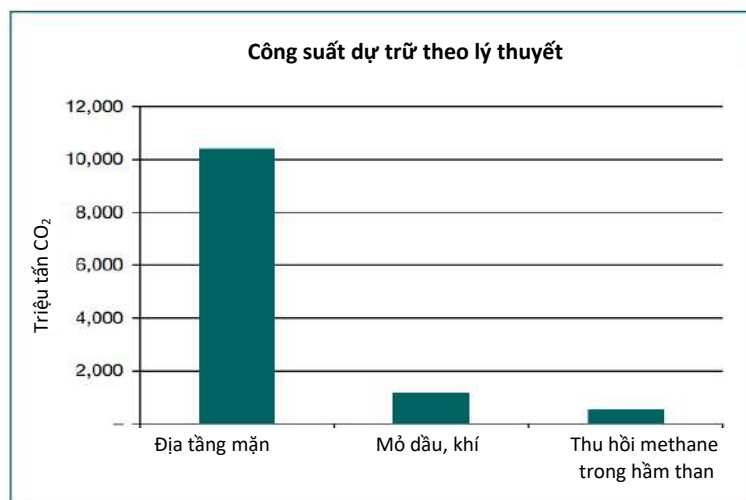
CO₂ được thu hồi có thể được bơm vào các lớp kiến tạo địa chất nằm sâu trong lòng đất để lưu trữ (chẳng hạn như các mỏ dầu khí cạn kiệt), các vỉa than sâu không thể khai thác và các mỏ muối, cả trên đất liền và ngoài khơi. Phương pháp thứ nhất gồm việc bơm CO₂ dưới dạng chất lỏng siêu tới hạn ở pha đậm đặc vào trữ lượng dầu, khí đang suy giảm để tăng áp suất, tạo điều kiện cho dầu dịch chuyển và chiết xuất thêm dầu (Tăng cường thu hồi dầu – EOR) (Tài liệu tham khảo 5). Phương pháp thứ hai là phương pháp lưu trữ CO₂ dài hạn phổ biến nhất vì các tầng chứa nước mặn có thể tích lớn và phổ biến (Tài liệu tham khảo 4). Các mỏ dầu khí là lựa chọn lưu trữ hàng đầu vì chúng có khả năng bù đắp chi phí lưu trữ khi tăng sản lượng dầu khí. Ngoài ra, không giống như các tầng nước mặn và vỉa than, cơ sở hạ tầng của mỏ dầu khí có thể được sử dụng để vận chuyển CO₂. Bên cạnh đó, giải pháp lưu trữ trong các vỉa than có những vấn đề liên quan đến tính xuyên thấm, có thể dẫn tới rủi ro về rò rỉ.



Hình 28: Sơ đồ minh họa CCUS (Tài liệu tham khảo 22).

Việt Nam là một trong số ít quốc gia ở Đông Nam Á có tiềm năng lưu trữ CO₂ đầy hứa hẹn. Nghiên cứu của ADB (Tài liệu tham khảo 20) cho rằng, trên lý thuyết, Việt Nam có khả năng lưu trữ 12 tỷ tấn CO₂, khả năng lưu trữ này được ước tính cho tất cả các phương án lưu trữ như tầng nước mặn, các mỏ dầu khí và tăng cường thu hồi khí methane trong vỉa than (ECBM), tuy nhiên, phần lớn tập trung vào tầng nước mặn. Về lý thuyết, khả năng lưu trữ tích lũy của các tầng nước mặn tại Việt Nam vượt quá 10 Gt CO₂. Điều này thể hiện khả năng lưu trữ của sáu trên tám lưu vực trầm tích tại Việt Nam: Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Mã Lai–Thổ Chu, và Tư Chính - Vũng Mây. Sông Hồng và Phú Khánh có khả năng

lưu trữ lớn nhất với khoảng 2,5 Gt CO₂. Tổng lượng lưu trữ CO₂ của than, trên lý thuyết, trong tám khu vực của Trũng Hà Nội ước tính là 458 Mt. Giá trị này thể hiện lượng than tích lũy từ 300 đến 1.500 mét. Tổng cộng có 34 mỏ dầu khí đang được khai thác hoặc sẽ khai thác trong tương lai gần ở khu vực ngoài khơi Việt Nam. Các mỏ dầu khí này thể hiện tiềm năng lưu trữ CO₂ quan trọng. Nếu chỉ cân nhắc các mỏ với khối lượng lưu trữ lớn hơn 10 Mt CO₂, thì bốn trên tám lưu vực trầm tích của Việt Nam có các mỏ có khả năng lưu trữ hiệu quả (Cửu Long, Malay–Thổ Chu, Nam Côn Sơn, Sông Hồng) với khối lượng 1,15 Gt CO₂, và khu vực lớn nhất có khả năng lưu trữ vượt quá 300 Mt CO₂. Tiềm năng lưu trữ này sẽ có thể được tận dụng khi các mỏ cạn kiệt hoặc khi xảy ra quá trình tăng cường thu hồi dầu CO₂ (EOR).



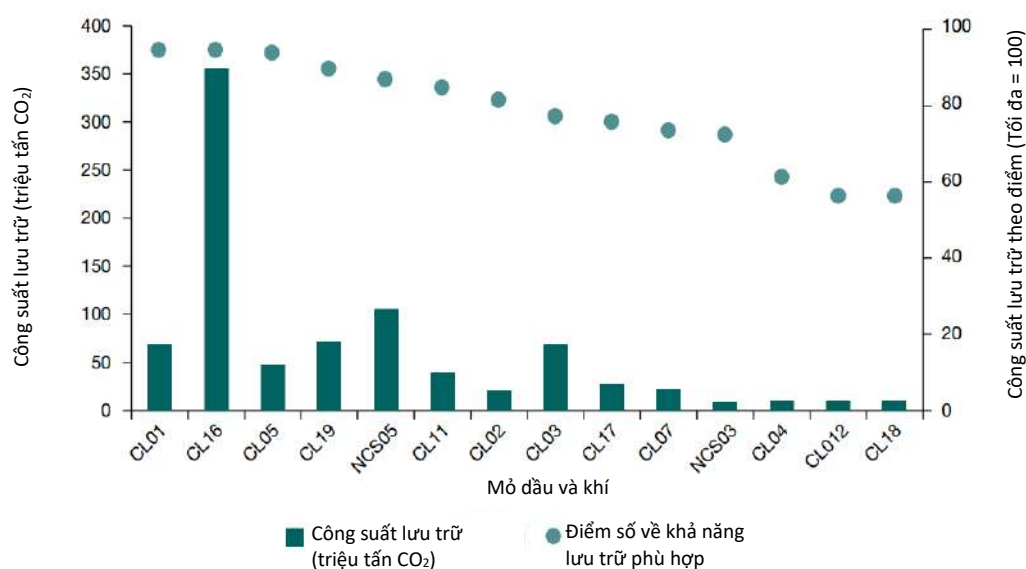
Hình 29: Khả năng lưu trữ CO₂ trên lý thuyết tại Việt Nam. Nguồn: [Tài liệu tham khảo 6, 20]

Nghiên cứu cũng xếp hạng các mỏ dầu khí tiềm năng dựa vào khả năng lưu trữ phù hợp. Phương pháp xếp hạng sử dụng cách tiếp cận hai giai đoạn về tiêu chí đủ điều kiện và ưu tiên, được minh họa trong bảng dưới đây.

Bảng 16: Các tiêu chí lựa chọn và ưu tiên được sử dụng trong phương pháp luận của nghiên cứu (Tài liệu tham khảo 20)

Tiêu chí lựa chọn	
Công suất	> 10 Mt CO ₂ , trừ trường hợp các mỏ vệ tinh
Tốc độ bơm	> 100 t CO ₂ /ngày/giếng
Khả năng bơm, công suất	Độ dày > 3 m
Tiêu chí ưu tiên	
Công suất	Lưu trữ CO ₂ (21)
Khả năng bơm	CO ₂ /ngày/giếng (10) Số giếng sản xuất/bơm
Độ sâu	Độ dày nứt (16) Số giếng bị bỏ hoang (4) Nhiễm bẩn các tài nguyên khác (4)
Kinh tế	Thu hồi vốn (tăng cường thu hồi dầu hoặc các thứ khác) (17) Có sẵn hạ tầng (4) Cơ hội theo dõi (4) Khả năng sẵn có (ngày khai thác hết) (5) Sự tự nguyện của bên vận hành (5)

14 mỏ dầu khí hàng đầu cung cấp khả năng lưu trữ 900 triệu tấn CO₂. Các mỏ CL01 và CL16 có điểm số cao nhất. Mỏ CL16 có khả năng lưu trữ lớn nhất với trữ lượng cao gấp ba lần (357 triệu tấn) so với bất kỳ mỏ nào khác.

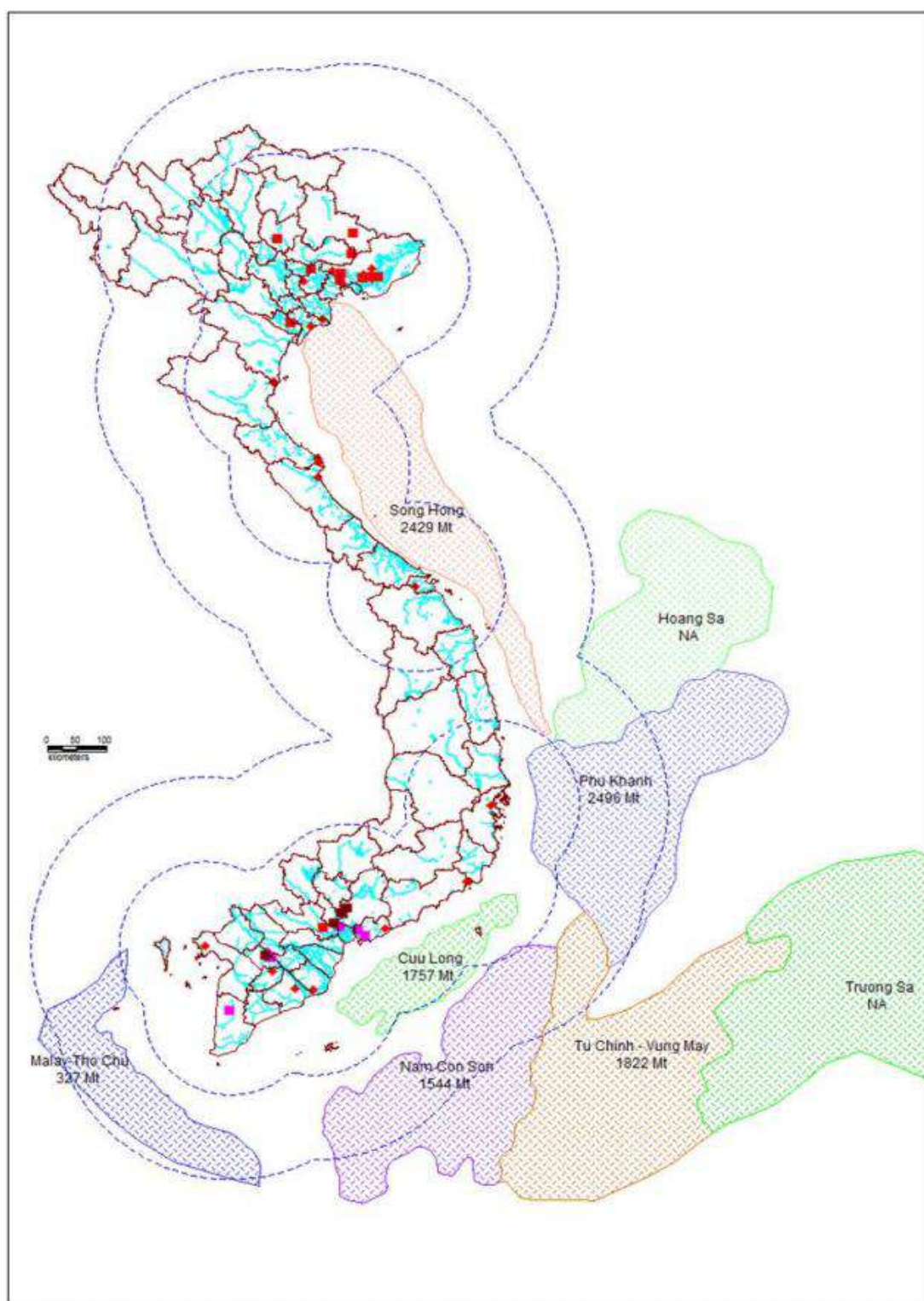


Hình 30: Bảng xếp hạng mỏ dầu khí dựa vào khả năng lưu trữ phù hợp (Tài liệu tham khảo 20)

Xếp hạng khả năng lưu trữ CO₂ của các mỏ dầu khí được trình bày chi tiết trong bảng dưới đây:

Bảng 17: Chi tiết xếp hạng của các mỏ dầu khí về mức độ phù hợp để lưu trữ CO₂ (Tài liệu tham khảo 20).

STT	Mỏ ngoài khơi	Năm đầu khai thác	Năm áp dụng giải pháp thu hồi dầu CO ₂ -EOR	Số giếng sản xuất	Công suất (Triệu tấn CO ₂)	Điểm số %	Xếp hạng
1	CL01	2003	2006	23	69,17	94	1
2	CL02	2008	2016	4	23,10	81	6
3	CL03	2011			67,05	77	7
4	CL04	2013			11,55	61	11
5	CL05	1998	2007	43	48,09	93	2
6	CL07	1998	2005	24	23,52	73	9
7	CL11	2008	2013	3	42,14	84	5
8	CL12	Không có			10,85	56	12
9	CL16	1986	1988	200	357,06	94	1
10	CL17	1994	1995	35	29,12	75	8
11	CL18	2009		0	10,92	56	12
12	ML01	2003		33	51,74	-	Không có
13	ML03	2003		36	10,64	-	Không có
14	ML05	2008		32	48,70	-	Không có
15	NCS03	1994	1996	7	10,01	72	10
16	NCS04	2012			46,57	-	Không có
17	NCS05	2002	2011	5	107,33	87	4
18	NCS06	2012		0	28	-	Không có
19	CL19	2006	2010	7	74,47	89	3
20	NCS07	2013			55,37	-	Không có
21	NCS08	2013			31,24	-	Không có



Hình 31: Tiềm năng lưu trữ CO₂ tại các tầng nước mặn (bán kính 150km và 300km xung quanh các nguồn phát thải). Quần đảo Hoàng Sa và Trường Sa của Việt Nam không được thể hiện trên bản đồ (Tài liệu tham khảo 6, 20)

Đo lường, giám sát và xác minh (MMV)

Đo lường, giám sát và xác minh (MMV) là quá trình đo đạc chính xác và theo dõi việc bơm vào và lưu trữ

carbon dioxide (CO₂) tại nơi lưu trữ. Quá trình này bao gồm quan trắc liên tục nguồn khí CO₂ tại các độ sâu khác nhau trong cột địa chất: ở bề mặt, sinh quyển dưới mặt đất, địa quyển dưới sinh quyển và bên trong bể lưu trữ khí. Kỹ thuật quan trắc tại mỗi độ sâu này được lựa chọn dựa trên các thông số được giám sát, tần suất yêu cầu và thời gian đo đạc quan trắc.

MMV đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo lưu trữ CO₂, đem lại sự an tâm cho cộng đồng và các nhà quản lý và thu thập tín chỉ CO₂. Điều này cũng giúp xác định và định lượng vị trí nguồn khí CO₂ và phát hiện bất kỳ sự rò rỉ nào, đánh giá sự di chuyển của CO₂ theo thời gian và đánh giá các rủi ro ngắn hạn và dài hạn gắn liền với việc lưu trữ CO₂.

Ngoài ra, cần có một hệ thống mạnh về quản lý dữ liệu để lưu trữ, phân tích và đảm bảo tình trạng có sẵn về dài hạn của dữ liệu MMV. Hệ thống này sẽ giúp có thể đánh giá liên tục hiệu quả của địa điểm lưu trữ và xác định các vấn đề có thể nảy sinh.

Đầu vào

- Trong bước thu giữ trước quá trình đốt: khí tổng hợp (chủ yếu là H₂, CO và CO₂).
- Trong bước thu giữ sau quá trình đốt: CO₂ trong khí thải từ quá trình đốt của nhà máy điện.
- Trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy: dòng CO₂ và H₂O, trong đó CO₂ có nồng độ tương đối cao.

Đầu ra

Sản phẩm đầu ra chính là CO₂ được lưu trữ và khí thải ít CO₂, nhưng nếu không được lưu trữ thì CO₂ có thể chuyển hóa thành các sản phẩm giá trị gia tăng cho ngành thực phẩm và đồ uống hoặc sản xuất các sản phẩm hóa chất (Tài liệu tham khảo 4).

Khả năng tăng giảm công suất

Khả năng điều tiết nhà máy điện không bị ảnh hưởng nếu bổ sung bước thu giữ CO₂ sau quá trình đốt. Tuy nhiên, hàm lượng CO₂ trong khí thải giảm khi non tải, dẫn tới chi phí thu giữ tăng trên mỗi tấn. Vì lý do này, nên vận hành các nhà máy CCUS ở tải nền.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm

- **Thu giữ sau quá trình đốt.** Có thể được áp dụng cho hầu hết các nhà máy nhiệt điện hoặc đốt than hiện tại.
- **Thu giữ trước quá trình đốt.** Khí đốt tổng hợp chứa CO₂ và ở áp suất riêng cao, với nhiều công nghệ tách có thể áp dụng, cho phép giảm chi phí nén. Điều này dẫn đến chi phí vận hành thấp hơn so với thu giữ sau đốt.
- **Thu giữ trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy.** Nồng độ CO₂ trong khí thải rất cao, do đó có thể tránh được bước phân tách phức tạp sau quá trình đốt; CO₂ thu được bằng cách loại bỏ nước thông qua quá trình ngưng tụ đơn giản. Các nhà máy điện cũng có thể được cải tạo để bổ sung quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy (Tài liệu tham khảo 7).

Nhược điểm

- **Thu giữ sau quá trình đốt.** CO₂ được pha loãng trong khí thải và ở áp suất môi trường xung quanh, điều này làm cho việc cô lập CO₂ khó hơn. Công nghệ này cần công suất nhiệt lớn để tái tạo chất thu giữ carbon.
- **Thu giữ trước quá trình đốt.** Giá thành của thiết bị cao và đòi hỏi các hệ thống phụ trợ như bộ tách không khí và bộ chuyển đổi. Thích hợp cho các nhà máy IGCC; Các nhà máy khí tự nhiên cần có *quá trình tái thiết lập nhiệt độ tự động* trước khi có thể sử dụng nhiên liệu.
- **Thu giữ trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy.** Quá trình sản xuất O₂ đông lạnh rất tốn kém. Việc tái chế CO₂ được làm lạnh là cần thiết để duy trì nhiệt độ bên trong vật liệu buồng đốt, điều này dẫn đến giảm hiệu suất và tăng thêm phụ tải phụ (Tài liệu tham khảo 7).

Nói chung, rò rỉ trong quá trình vận chuyển hoặc lưu trữ có thể dẫn đến các vấn đề nghiêm trọng như axit hóa đại dương và đất. Rủi ro này có thể xảy ra do đứt gãy vỏ trái đất (Tài liệu tham khảo 8). Chi phí công nghệ CCS và việc thiếu nền kinh tế CO₂ đã được xác định là những thách thức lớn ngăn cản việc áp dụng rộng rãi công nghệ này (Tài liệu tham khảo 9).

Tiêu thụ nước

Các quá trình thu giữ, sử dụng và lưu trữ CO₂ (CCUS) đòi hỏi lượng nước đáng kể, chủ yếu ở khâu thu giữ. Lượng nước sử dụng thay đổi tùy theo công nghệ thu giữ được áp dụng, trong đó thu giữ sau đốt (post-combustion) thường cần nhiều nước hơn so với thu giữ trước đốt (pre-combustion).

Trong thu giữ sau đốt, nước được sử dụng để tái sinh dung môi hấp thụ CO₂ từ khí thải, dẫn đến mức tiêu thụ nước lớn. Ngoài ra, nước còn có thể được dùng cho làm mát và các hệ thống phụ trợ khác.

Ngược lại, thu giữ trước đốt, chẳng hạn như trong chu trình khí hóa tích hợp chu trình hỗn hợp (IGCC), có thể cần ít nước hơn, do CO₂ được thu giữ trước khi đốt cháy. Tuy nhiên, nước vẫn được sử dụng trong quá trình khí hóa và cho mục đích làm mát.

Khâu lưu trữ CO₂ trong CCUS, bao gồm việc bơm CO₂ vào các cấu trúc địa chất, không yêu cầu lượng nước đáng kể. Dù vậy, vẫn có thể cần một lượng nước nhất định cho các hoạt động giám sát và xác minh, chẳng hạn như bơm chất đánh dấu để theo dõi sự dịch chuyển của CO₂.

Nhìn chung, tiêu thụ nước của CCUS chủ yếu phụ thuộc vào công nghệ thu giữ và thiết kế quy trình được áp dụng, trong đó thu giữ sau đốt thường có nhu cầu nước cao hơn so với thu giữ trước đốt.

Môi trường

CCUS có tác động tích cực nói chung đối với ô nhiễm không khí, tuy nhiên, công nghệ này tiêu thụ 15-20% sản lượng điện của một nhà máy điện, tùy thuộc vào công nghệ sử dụng. Con số này tương ứng với mức giảm hiệu suất là 7-8 điểm phần trăm. Điều này có nghĩa là lượng phát thải của một số chất ô nhiễm sẽ không chỉ tăng lên trong các nhà máy, mà còn tăng phát thải do khai thác và vận chuyển nhiên liệu bổ sung.

- **Điôxit lưu huỳnh (SO₂).** Phát thải SO₂ trong các nhà máy đốt than giảm khi CO₂ được thu giữ, các nhà máy có CCS thường được trang bị hệ thống khử lưu huỳnh khói lò (FGD) cải tiến. Các nhà máy IGCC có lượng phát thải SO₂ thấp không phụ thuộc vào CCS do có bộ phận loại bỏ khí axit.
- **Chất dạng hạt (PM) & oxit nitơ (NO_x).** Dự kiến sẽ tăng tỷ lệ thuận với sự gia tăng sử dụng năng lượng sơ cấp do giảm hiệu suất khi ứng dụng CCS (Tài liệu tham khảo 10). Oxit nitơ (NO_x) và bụi (PM) không thu được từ hệ thống amin, và do đó phát thải tăng theo đầu ra khi nhiên liệu sử dụng trên đầu ra tăng. Tuy nhiên, mức độ phát thải không thay đổi trên 1GJ nhiên liệu (Tài liệu tham khảo 10).
- **Ammonia (NH₃).** Đây là chất ô nhiễm duy nhất dự kiến sẽ tăng đáng kể do sự phân hủy của các dung môi gốc amin (Tài liệu tham khảo 8).

Nghiên cứu và phát triển

Mặc dù chính phủ có những nỗ lực nhằm thúc đẩy sử dụng năng lượng tái tạo và khí tự nhiên, tiêu thụ than của Việt Nam vẫn tăng lên kể từ năm 2012, điều này cho thấy sự phụ thuộc ngày càng lớn vào than (Tài liệu tham khảo 11), vốn là nguồn phát thải CO₂ chính (Tài liệu tham khảo 12).

Mặc dù ngành năng lượng Việt Nam hiện vẫn chủ yếu phụ thuộc vào nhiệt điện than, nhưng cho đến nay chưa có các nghiên cứu chuyên sâu hoặc có trọng tâm về công nghệ và tiềm năng CCUS tại Việt Nam. CCUS hiện chưa phải là ưu tiên ở khu vực Đông Nam Á; các nỗ lực của chính phủ chủ yếu tập trung vào phát triển năng lượng tái tạo và khí tự nhiên nhằm chuyển dịch sang nền kinh tế carbon thấp, thay vì nhấn mạnh vào CCUS.

Một lợi thế của việc triển khai CCUS là Việt Nam không cần thay đổi cấu trúc hiện hữu của hệ thống năng lượng. Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) cho rằng giảm phát thải thông qua CCUS có thể trở nên khả thi về mặt kinh tế tại Đông Nam Á khi giá carbon tăng lên trong giai đoạn đến năm 2050.

Tuy nhiên, vẫn cần nghiên cứu thêm về tiềm năng CCUS tại Việt Nam, không chỉ về khả năng lưu trữ mà

còn về các khía cạnh kỹ thuật và kinh tế. Do chi phí CCUS hiện nay còn cao, việc triển khai các dự án CCUS tại Việt Nam vẫn gặp nhiều thách thức. Vì vậy, trong điều kiện của Việt Nam, giảm chi phí, xây dựng khung pháp lý đầy đủ, và phát triển chính sách thị trường carbon phù hợp sẽ là những yếu tố then chốt để triển khai thành công các dự án CCUS.

Ví dụ về những dự án hiện có

Không có nhiều dự án CCUS ở Đông Nam Á và số lượng còn rất khiêm tốn ở Việt Nam. Chỉ có hai dự án đã được thực hiện:

Dự án Bạch Hổ

Là dự án CCS thương mại đầu tiên ở Châu Á, do đó có giá trị trình diễn cao. Dự án là kết quả hợp tác giữa Mitsubishi Heavy Industry, Marubeni và Vietsovpetro. Dự án thu CO₂ từ nhà máy điện khí tự nhiên chu trình hỗn hợp và bơm vào mỏ Bạch Hổ nhằm mục đích tăng cường thu hồi dầu. CO₂ được vận chuyển qua 144 km đường ống dưới biển và được lưu trữ ở độ sâu 4 km. Lượng carbon thu giữ là 4,6 triệu tấn/năm (Tài liệu tham khảo 13).

Dự án Rạng Đông

Một dự án thí điểm thu hồi và cất giữ CO₂ kết hợp tăng khả năng thu hồi dầu (CO₂-EOR) quy mô nhỏ được thực hiện từ năm 2011-2014 và kết quả đã chứng minh tính khả thi về kỹ thuật của dự án. Tuy nhiên, việc tăng khả năng thu hồi dầu sử dụng biện pháp bơm ép khí hydrocarbon (HGC-EOR) tiết kiệm chi phí hơn do vị trí ngoài khơi không thuận tiện và một dự án HGC-EOR đã được vận hành thương mại từ năm 2014 (Tài liệu tham khảo 14).

Thu giữ carbon tại Petra Nova

Nhà máy điện nằm ở Texas này có hệ thống thu giữ CO₂ sau đốt lớn nhất thế giới. Nhà máy này đã hoạt động từ năm 2017, khi nó được trang bị thêm một cơ sở thu giữ CO₂ công suất 1,4 triệu tấn CO₂/năm (Tài liệu tham khảo 15). CO₂ được đưa đến một mỏ dầu cách xa nhà máy. Vào mùa hè năm 2020, dự án điện thu giữ carbon Petra Nova đã bị gián đoạn do giá dầu giảm thấp sau đại dịch Covid-19.

Dự án thu giữ và sử dụng carbon Tuticorin

Dự án này là một hệ thống thu giữ và sử dụng carbon ở Chennai, Ấn Độ, bắt đầu hoạt động vào năm 2016 cho một nhà máy điện với 5 tổ máy nhiệt điện than, mỗi tổ máy có công suất 210 MW (Tài liệu tham khảo 16). Hệ thống này có thể thu giữ được 60.000 tấn CO₂/năm từ khí thải, được sử dụng để làm thuốc muối (baking soda) và tro. Công nghệ này đang được vận hành mà không cần trợ giá do sử dụng một loại hóa chất loại bỏ CO₂ mới, hiệu quả hơn một chút so với amin (Tài liệu tham khảo 17).

Dự án trình diễn thu giữ carbon của Nhà máy điện Shidongkou 2 ở Thượng Hải

Đây là dự án trình diễn nhà máy nhiệt điện than 600 MW để thu giữ carbon sau đốt ở Trung Quốc. Dự án bắt đầu xây dựng từ năm 2009 và đi vào vận hành vào năm 2011, với chi phí 24 triệu USD. Công nghệ thu giữ carbon được sử dụng là thu giữ sau đốt bằng cách sử dụng hỗn hợp amin. Sau khi thu giữ, CO₂ được bán để sử dụng cho mục đích thương mại (Tài liệu tham khảo 18).

Đập Boundary Tổ máy # 3

Đây là trạm đốt than nằm ở Canada. Trạm này sản xuất 115 MW điện và hệ thống thu giữ carbon (CCS) sau đốt được lắp đặt vào năm 2014. Tỷ lệ thu giữ lên đến 90% và nhà máy thu giữ khoảng 1 triệu tấn mỗi năm bằng công nghệ amin. Dự án có chi phí 1,24 tỷ USD, trong đó một nửa dành cho việc lắp đặt hệ thống thu giữ carbon và nửa còn lại dành cho việc hiện đại hóa nhà máy. CO₂ được bán cho mục đích thu hồi dầu tăng cường (EOR) (Tài liệu tham khảo 19).

Dự án CCUS tại Nhà máy Nhiệt điện than Taizhou (tỉnh Giang Tô, Trung Quốc)

Dự án CCUS tại Nhà máy Nhiệt điện than Taizhou (tỉnh Giang Tô, Trung Quốc), do Tập đoàn Đầu tư Năng lượng Trung Quốc triển khai, đã chính thức vận hành thương mại từ tháng 6/2023. Hệ thống có khả năng thu giữ khoảng 500.000 tấn CO₂/năm từ khí thải của Tổ máy số 4, với hiệu suất thu hồi trên 90%. CO₂ sau khi được nén và tinh chế đạt độ tinh khiết khoảng 99% sẽ được cung cấp cho các doanh nghiệp sản xuất đá khô, khí công nghiệp và thực phẩm đông lạnh. Đây hiện là dự án CCUS lớn nhất châu Á trong lĩnh vực

nhà máy nhiệt điện than, đánh dấu một cột mốc quan trọng trong việc ứng dụng công nghệ giảm phát thải carbon tại Trung Quốc (Tài liệu tham khảo 23).

Dự án Greensand (Đan Mạch)

Dự án Greensand tại Đan Mạch là cơ sở lưu trữ CO₂ đầu tiên trên thế giới tiếp nhận phát thải CO₂ từ nước ngoài, chính thức vận hành từ ngày 8/3, với CO₂ được lưu trữ ở độ sâu khoảng 1,8 km dưới đáy Biển Bắc. CO₂ được hóa lỏng tại Bỉ, vận chuyển bằng tàu trong các container chuyên dụng đến mỏ Nini West, sau đó bơm vào các tầng địa chất lưu trữ; sau giai đoạn thí điểm, dự án dự kiến mở rộng sang mỏ Siri. Dự án do Ineos (Vương quốc Anh) và Wintershall Dea (Đức) triển khai, đặt mục tiêu lưu trữ 8 triệu tấn CO₂/năm vào năm 2030, góp phần thực hiện mục tiêu trung hòa carbon vào năm 2045 của Đan Mạch (Tài liệu tham khảo 24).

Ước tính số liệu

Các con số về chi phí được đưa ra như một chi phí bổ sung đối với cùng một công nghệ không có thu giữ carbon (CCS). Dữ liệu được thể hiện cho việc bổ sung công nghệ sau đốt. Dữ liệu về hiệu suất và năng lượng được thể hiện cho thấy sự khác nhau so với công nghệ không có CCS vì công nghệ CCS không thể đứng độc lập. Dữ liệu ước tính cho năm 2020 dựa trên một số nguồn số liệu quốc tế và Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch vì kinh nghiệm của Việt Nam về triển khai CCS còn hạn chế. [Tài liệu tham khảo 6, 20] cho thấy rằng một nhà máy điện than siêu tới hạn có công suất ròng 546 MW với CCS thu được khoảng 4 triệu tấn CO₂ mỗi năm, với chi phí vốn gia tăng cho CCS là 2.902 USD/kW và chi phí vận hành gia tăng hàng năm là 117 triệu USD (cho tất cả phần thu giữ, nén, vận chuyển và lưu trữ). Đối với nhà máy chu trình hỗn hợp khí đốt tự nhiên với CCS, với công suất thực 482 MW, thu được khoảng 1,4 triệu tấn CO₂ mỗi năm, sẽ có chi phí vốn gia tăng cho CCS là 1.493 USD/kW và chi phí vận hành hàng năm gia tăng là 20 triệu USD.

Trong Cẩm nang công nghệ 2026, dữ liệu ước tính cho năm 2020 đã được điều chỉnh theo lạm phát từ năm giá gốc về mức USD năm 2025.

Các dự báo tuân theo cách tiếp cận đường cong học tập so với tỷ lệ học tập được sử dụng cho các nhà máy nhiệt điện than và khí. Xem Phụ lục 1 mô tả về các đường cong học tập.

Tài liệu tham khảo

- [1] DEA, “Dữ liệu công nghệ: Nhiệt trong quy trình công nghiệp và thu giữ carbon”, 2020.
- [2] Phòng thí nghiệm Công nghệ Năng lượng Quốc gia, “Thu giữ CO₂ sau quá trình đốt”, <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-capture/post-combustion>, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
- [3] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ - Phòng thí nghiệm Công nghệ Năng lượng Quốc gia, “Thu giữ CO₂ trước quá trình đốt”, <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-capture/pre-combustion>, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
- [4] M.N. Anwar, “Thu giữ và lưu trữ CO₂: Lộ trình hướng tới môi trường bền vững”, 2018.
- [5] Cơ quan Khảo sát địa chất Anh, “Cách thức lưu trữ CO₂”, <https://www.bgs.ac.uk/discoveringGeology/climateChange/CCS/howCanCo2BeStored.html>, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
- [6] Bộ Công Thương, ADB, GCCSI, Xác định tiềm năng thu giữ và lưu trữ carbon tại khu vực Đông Nam Á, Báo cáo Quốc gia Việt Nam, 2012.
- [7] José D. Figueroa, “Những tiến bộ trong công nghệ thu giữ CO₂ — Chương trình thu giữ carbon của Bộ Năng lượng Hoa Kỳ”, 2008.
- [8] Cơ quan Môi trường Châu Âu, “Hoạt động thu giữ và lưu trữ carbon cũng có thể tác động đến ô nhiễm không khí”, <https://www.eea.europa.eu/highlights/carbon-capture-and-storage-could>, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
- [9] Viện CCS toàn cầu, “Giá trị đối với nền kinh tế của việc thu giữ và lưu trữ carbon”, 2018.
- [10] Koornneef J. và cộng sự, “Thu giữ CO₂ và Chất lượng không khí”, 2011.
- [11] CEIC, “Tổng tiêu thụ năng lượng của Việt Nam: Than” <https://www.ceicdata.com/en/vietnam/energy-production-and-consumption-annual/total-energy-consumption-coal>, 2023.
- [12] EREA & DEA, “Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019”, 2019.
- [13] ZeroCO₂, “Dự án CCS Bạch Hổ”, <http://www.zeroco2.no/projects/white-tiger-ccs-project>, Truy cập ngày 16 tháng 10 năm 2020.
- [14] Y.Kawahara, A. Hatakeyama, “Dự án thí điểm CO₂-EOR ngoài khơi tại Việt Nam”, JX oil.
- [15] Nhà máy điện Tuticorin, “Trạm nhiệt điện Tuticorin”, <https://www.tangedco.gov.in/linkpdf/ttpps.pdf>, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
- [16] The Guardian, “Bước đột phá trong thu giữ carbon của công ty Ấn Độ”, <https://www.theguardian.com/environment/2017/jan/03/indian-firm-carbon-capture-breakthrough-carbonclean>, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
- [17] Chương trình công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon MIT, “Thông tin về dự án Shidongkou”, <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/shidongkou.html>, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
- [18] Cornot-Gandolphe S., “Thu giữ, lưu trữ và sử dụng carbon nhằm bảo vệ nguồn than”, 2019.
- [19] Preston C. và cộng sự, “Cập nhật dự án tích hợp CCS tại Trạm điện đập SaskPower”, 2018.
- [20] ADB. Triển vọng thu giữ và lưu trữ carbon tại khu vực Đông Nam Á. Ngân hàng Phát triển Châu Á. <http://www.adb.org/publications/prospects-carbon-capture-and-storage-southeast-asia>. 2012
- [21] BCG, “Sách trắng: Thu giữ và sử dụng carbon như một đồn bẫy khử carbon”, 2024.
- [22] IEA, “CCUS trong chuyển dịch năng lượng”, 2020.
- [23] https://subsites.chinadaily.com.cn/Qiushi/2023-06/14/c_894557
- [24] <https://depp3.vn/tin-tuc/t134/dan-mach-khai-truong-du-an-luu-tru-co2-duoi-day-bien.html>

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu của công nghệ này. Tất cả các chi phí được tính bằng USD, giá năm 2025.

Nhiệt điện than siêu tới hạn với CCS – Cải tiến sau đốt										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chấn chấn (2025)		Mức độ không chấn chấn (2050)		Gh i ch ú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Công suất phát của một tổ máy	MWe	-60	-60	-60					A	1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MWe	-60	-60	-60					A	1
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-7	-7	-7						1
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-8	-8	-8						1
Ngừng máy cưỡng bức	%	+7	+7	+7						
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm									
Vòng đời kỹ thuật	năm									
Thời gian xây dựng	năm									
Giảm phát thải CO ₂	%	-89	-90	-90			-90	-99	B	1
Yêu cầu không gian	1000 m ² /MWe									
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% mỗi phút	4	4	4					C	7
Phụ tải tối thiểu	% đầy tải	30	30	30					D	7
Thời gian khởi động ấm	giờ	4	4	4					E	8
Thời gian khởi động lạnh	giờ	12	12	12					E	8
Môi trường										
PM 2.5	mg/Nm ³	81	81	81						3,7
SO ₂	độ khử lưu huỳnh, %	97	97	97						3,7
NO _x	g/GJ nhiên liệu	152	150	38						3,7
CH ₄	g/GJ nhiên liệu									
N ₂ O	g/GJ nhiên liệu									
Số liệu kinh tế										
Đầu tư danh nghĩa	triệu USD/MWe	+3,61	+3,32	+2,63	+2,07	+4,05	+1,51	+3,25	F	2,5,9,10,11,12
- trong đó thiết bị	%	30	30	30	25	50	25	50		1
- trong đó lắp đặt	%	70	70	70	50	75	50	75		1
Vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MWe/năm	+54157	+52414	+50920	+16807	+64739	+16807	+64739	F	1,7,9
Vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	+4,01	+3,90	+3,77	+3,24	+10,61	+3,04	+9,98	F	1,5,9
Số liệu riêng của công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	3200	3200	3200	-	-	-	-	G	13, 14

Ghi chú:

A Chênh lệch trong sản lượng điện năng thể hiện phần công suất cần bổ sung do sử dụng các thiết bị phụ trợ (với CCS, chiếm khoảng 15% sản lượng điện thuần).

B Số liệu này thể hiện hiệu quả của quá trình thu giữ carbon. Công nghệ mới có thể giúp khử CO₂ hiệu quả hơn trong tương lai. CO₂ hiện có thể được thu giữ ở tỷ lệ cao hơn nhưng chi phí biến đổi tăng tỷ lệ thu giữ vượt quá giá trị báo cáo ở mức tương đối cao..

C Về nguyên tắc, khả năng thay đổi công suất không bị ảnh hưởng bởi việc có hay không có CCS.

D Phụ tải tối thiểu không bị ảnh hưởng bởi CCS. Tuy nhiên, máy nén CO₂ yêu cầu mức phụ tải cao hơn để vận hành ổn định.

- E Quá trình tái sinh trong thiết bị thu giữ sau đốt có thời gian khởi động tương đương với thời gian khởi động của nhà máy điện.
- F Quá trình nén, vận chuyển và lưu trữ không được bao gồm trong các số liệu/hình minh họa này.
- G Giả định sử dụng tháp làm mát.

Tài liệu tham khảo:

- 1 Global CCS Institute, Chi phí toàn cầu của thu giữ và lưu trữ carbon, 2017.
- 2 Zero Emissions Platform – Chi phí của thu giữ, vận chuyển và lưu trữ CO₂
- 3 Koornneef J., 2011, Thu giữ khí CO₂ và chất lượng không khí
- 4 IEAGHG, Tính linh hoạt vận hành của các nhà máy điện có CCS
- 5 EIA, 2016, Ước tính chi phí đầu tư cho các nhà máy phát điện quy mô lớn
- 6 Đại học Utrecht và Trung tâm Nghiên cứu Năng lượng Hà Lan (Energy Research Center of the Netherlands – ECN), Yêu cầu về tính linh hoạt đối với các nhà máy điện có CCS trong hệ thống năng lượng tương lai với tỷ trọng lớn các nguồn năng lượng tái tạo gián đoạn.
- 7 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, Cẩm nang công nghệ – Phát điện và nhiệt phân phối (generation of electricity and district heating), 2024.
- 8 IEAGHG, Tính linh hoạt vận hành của các nhà máy điện có CCS
- 9 NREL ATB 2020
- 10 IEA, Triển vọng Công nghệ Năng lượng – Báo cáo đặc biệt về Thu giữ, Sử dụng và Lưu trữ Carbon (Carbon Capture, Utilisation and Storage), 2020.
- 11 ADB. Triển vọng cho thu giữ và lưu trữ carbon ở Đông Nam Á, Ngân hàng Phát triển Châu Á, <http://www.adb.org/publications/prospects-carbon-capture-and-storage-southeast-asia>. 2012
- 12 MOIT, ADB, GCCSI, Xác định tiềm năng thu giữ và lưu trữ carbon ở Đông Nam Á, Báo cáo quốc gia Việt Nam, 2012
- 13 Cơ quan Năng lượng Quốc tế (International Energy Agency – IEA), 2016 – Mối liên hệ giữa nước và năng lượng
- 14 Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (NREL), 2011 – Tổng quan về các hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành của các công nghệ phát điện

Chu trình hỗn hợp khí tự nhiên với CCS – Cải tiến sau đốt										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật		Thấp Cao Thấp Cao								
Công suất phát của một tổ máy	MWe	-40	-40	-40					A	1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MWe	-40	-40	-40					A	1
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	-7	-7	-7						1
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	-8	-8	-8						1
Ngừng máy cưỡng bức	%	+5	+5	+5						
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm									
Vòng đời kỹ thuật	năm	-								
Thời gian xây dựng	năm									
Giảm phát thải CO ₂	(%)	-87	-90	-90			-90	-99	B	1
Yêu cầu không gian	1000 m ² /MWe									
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% mỗi phút	20	20	20					C	6
Phụ tải tối thiểu	(% đầy tải	45	45	45					D	6
Thời gian khởi động ấm	giờ	2,0	2,0	2,0					E	4
Thời gian khởi động lạnh	giờ	4,0	4,0	4,0					E	4
Môi trường										
PM 2.5	mg/Nm ³	30	30	30						3,6
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	99	99	99						3,6
NO _x	g/GJ nhiên liệu	78	60	20						3,6
CH ₄	g/GJ nhiên liệu	-	-	-						
N ₂ O	g/GJ nhiên liệu	-	-	-						
Số liệu kinh tế										
Đầu tư danh nghĩa	triệu USD/MWe	+1,86	+1,57	+1,21	+1,10	+3,33	+0,78	+2,53	F	1,7,8,9,10
- trong đó thiết bị	%	40	40	40	30	60	30	60		1
- trong đó lắp đặt	%	60	60	60	40	70	40	70		1
Vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MWe/năm	+11703	11205	10956	9088	18177	8590	18177	F	1,7,8
Vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	+1,55	+1,50	+1,46	+0,78	+5,18	+0,78	+5,18	F	1,7,8
Số liệu riêng của công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	1500	1500	1500	-	-	-	-	G	11, 12

Ghi chú

- Chênh lệch trong sản lượng điện năng thể hiện phần công suất cần bổ sung do sử dụng các thiết bị phụ trợ (với CCS, khoảng 10-15% sản lượng điện thuần)
- Số liệu này thể hiện hiệu quả của quá trình thu giữ carbon. Công nghệ mới có thể giúp khử CO₂ hiệu quả hơn trong tương lai. CO₂ hiện có thể được thu giữ ở tỷ lệ cao hơn nhưng chi phí biên để tăng tỷ lệ thu giữ vượt quá giá trị báo cáo ở mức tương đối cao.
- Về nguyên tắc, tăng giảm công suất không bị ảnh hưởng bởi sự hiện diện/không có hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon.
- Mức tải tối thiểu không bị ảnh hưởng bởi hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon. Tuy nhiên máy nén CO₂ cần phụ tải cao hơn để vận hành thông suốt.
- Quá trình tái phát điện tại tổ máy sau khi đốt có thời gian khởi động tương đương so với nhà máy điện.
- Chi phí nén, vận chuyển và lưu trữ không bao gồm trong các số liệu này.
- Giá định sử dụng thấp giải nhiệt.

Tài liệu tham khảo

- Viện Thu giữ và Lưu trữ Carbon Toàn cầu, Chi phí thu giữ và lưu trữ carbon toàn cầu, 2017.
- Hệ thống phát thải bằng 0, Chi phí thu giữ, vận chuyển và lưu trữ CO₂.
- Koonceff J, Thu giữ CO₂ và chất lượng không khí, 2011.
- IEAGHG, Sự linh hoạt trong vận hành nhà máy điện với hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon.

5. Trường đại học Utrecht & Trung tâm Nghiên cứu Năng lượng của Hà Lan, Yêu cầu về mức độ linh hoạt của nhà máy điện với hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon trong hệ thống năng lượng tương lai với tỷ trọng NLTT cao.
6. Cục Năng lượng Đan Mạch, “Dữ liệu công nghệ - phát điện và cấp nhiệt tập trung”, 2024.
7. NREL ATB, 2020.
8. IEA, Triển vọng công nghệ năng lượng – Báo cáo đặc biệt về thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon, 2020.
9. ADB. Triển vọng về thu giữ và lưu trữ carbon tại khu vực Đông Nam Á. Ngân hàng Phát triển Châu Á, <http://www.adb.org/publications/prospects-carbon-capture-and-storage-southeast-asia>. 2012.
10. Bộ Công Thương, ADB, GCCSI, Xác định tiềm năng thu giữ và lưu trữ carbon tại khu vực Đông Nam Á, Báo cáo quốc gia Việt Nam, 2012.
11. Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (NREL), 2011 – Tổng quan về các hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành của các công nghệ phát điện.
12. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (International Energy Agency – IEA), 2016 – Mối liên hệ giữa nước và năng lượng

5. NHIỆT ĐIỆN ĐỒNG PHÁT CÔNG NGHIỆP

Giới thiệu đồng phát công nghiệp

Đồng phát là sử dụng một nhà máy sản xuất điện để đồng thời phát điện và nhiệt hữu ích. Trong đồng phát công nghiệp, thông thường nhiệt thải ra từ các quy trình xử lý công nghiệp khác nhau được sử dụng để cấp nhiệt cho lò hơi, từ đó làm chạy tua bin nối với máy phát để phát điện. Mô hình này có thể được sử dụng trong nhiều cơ sở công nghiệp như các nhà máy hóa chất, nhà máy sản xuất thép và xi măng, nhà máy giấy và bột giấy, v.v. Tất cả các nhà máy này đều có các quy trình xử lý ở nhiệt độ cao trong dây chuyền sản xuất, mặc dù một số quy trình phù hợp hơn các quy trình khác khi sử dụng nhiệt thải. Nhiệt thải không phải lúc nào cũng được tận dụng và do đó có thể là một giải pháp làm tăng hiệu suất sử dụng năng lượng cho quy trình công nghiệp nếu được khai thác cho đồng phát, và cũng là một cơ hội để cải thiện khả năng sinh lời cho hoạt động sản xuất của nhà máy, nếu chi phí nhiên liệu chiếm phần đáng kể trong các chi phí của nhà máy.

Đồng phát cũng có thể được sử dụng cho các mục đích cấp nhiệt cho hộ gia đình và thường được biết đến dưới hình thức các nhà máy nhiệt điện kết hợp (CHP) cung cấp cả điện và nhiệt cho các hộ tiêu thụ thông thường. Đồng phát công nghiệp khác với CHP không phải ở nguyên tắc chung của quá trình phát điện/nhiệt mà ở việc sử dụng nhiệt cho chính quá trình xử lý công nghiệp. Mặc dù thu hồi nhiệt không nhất thiết được gọi là đồng phát, giải pháp này cũng có một số điểm tương đồng và được sử dụng trong bối cảnh công nghiệp, đặc biệt là trong các quy trình có nhiệt độ thấp hơn, ở đó nhiệt được sử dụng để sấy khô, ví dụ như trong ngành dệt may hoặc các ngành công nghiệp khác, và nhiệt độ thường quá thấp để có thể sử dụng hiệu quả cho phát điện. Trong các trường hợp này, thu hồi nhiệt có thể giúp giảm chi phí sản xuất và tăng hiệu suất tổng thể của quy trình.

Các đặc điểm của một ngành công nghiệp cụ thể và các quy trình xử lý trong ngành đó, và đặc điểm của nhà máy hoặc xưởng sản xuất sử dụng giải pháp đồng phát đóng vai trò vô cùng quan trọng để xác định xem giải pháp cần được triển khai như thế nào, hiệu suất phát điện có thể đạt được và lợi ích của giải pháp này. Chương này không thể mô tả tất cả các ngành công nghiệp khác nhau và các ứng dụng của đồng phát, do đó chỉ tập trung vào hai cách tiếp cận chung về đồng phát và thảo luận ứng dụng của hai cách tiếp cận này trong hai ngành công nghiệp cụ thể. Tuy nhiên, các nguyên lý của hai cách tiếp cận về đồng phát này cũng phù hợp với các ngành công nghiệp tương tự khác. Ước tính chi phí và hiệu suất sẽ được cung cấp trong các bảng số liệu, nhưng cần nhấn mạnh rằng các dữ liệu này có thể có sự thay đổi đáng kể tùy theo bối cảnh cụ thể của một nhà máy hoặc xưởng sản xuất bất kỳ mà giải pháp đồng phát được triển khai.

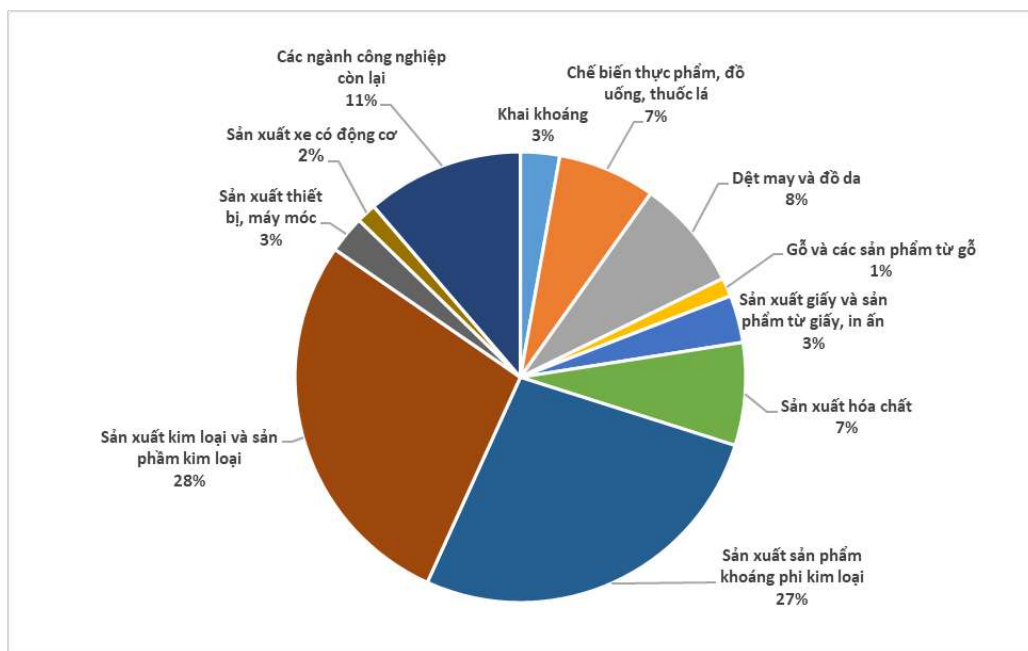
Hai cách tiếp cận chung bao gồm: cách tiếp cận trong đó quy trình xử lý công nghiệp tạo ra phụ phẩm hữu cơ có thể đốt cháy để giải phóng năng lượng và cách tiếp cận trong đó nhiệt “thải” hoặc nhiệt dư thừa trong quá trình xử lý có thể tận dụng hoặc dùng để sản xuất điện. Trong cả hai trường hợp, nhiệt sẽ được chuyển vào lò hơi tại đó nước chuyển thành hơi làm chạy tua bin để phát điện. Tùy theo quy trình công nghiệp và nhiệt độ áp dụng, nhiệt dư thừa từ quy trình này có thể được sử dụng cho gia nhiệt ở các bước tiếp theo trong dây chuyền sản xuất, trong một số trường hợp dùng để cấp nhiệt tập trung hoặc đơn giản là được làm nguội đi.

Việc đốt phụ phẩm hữu cơ của quá trình sản xuất để cấp nhiệt cho lò hơi nối với một tua bin, về nguyên tắc, rất giống với nhà máy nhiệt điện kết hợp đốt sinh khối. Nhiên liệu được cấp cho lò nung, được đốt và nhiệt năng được chuyển cho lò hơi để sản xuất hơi. Hơi nước sau đó đi qua một tua bin và điện năng được phát. Quá trình này nhìn chung được vận hành giống nhau không phụ thuộc vào loại vật liệu được đốt, mặc dù các đặc tính hóa học của vật liệu hữu cơ được đốt và tàn dư sau đốt có thể có sự khác biệt lớn từ quy trình này sang quy trình khác và lò hơi và lò nung cần được xây dựng để đảm bảo đáp ứng yêu cầu này.

Cách tiếp cận khác được đề cập trong Chương này đó là cách tiếp cận với nguồn nhiệt gián tiếp và không xuất phát từ lò hơi, nhưng từ chính quy trình xử lý công nghiệp. Ví dụ như nguồn nhiệt này có thể từ clinke trong dây chuyền sản xuất xi măng hoặc từ các lò nấu chảy kim loại trong ngành công nghiệp thép, trong đó nhiệt độ cao được sử dụng trong quy trình xử lý và nhiệt dư có thể tận dụng để cấp nhiệt cho lò hơi để sản xuất hơi và hơi có thể chạy qua tua bin. Do đó nguyên lý phát điện là giống nhau trong cả hai trường hợp, tuy nhiên các đặc điểm thực tế triển khai, chi phí và hiệu suất của các quá trình có thể có sự khác biệt lớn, phụ thuộc vào các yếu tố cụ thể.

Ngành công nghiệp tại Việt Nam

Lĩnh vực công nghiệp tại Việt Nam có sự đa dạng và bao gồm một số ngành khác nhau. Tổng tiêu thụ năng lượng trong lĩnh vực công nghiệp năm 2024 là khoảng 20.600 ktoe, trong đó tiêu thụ than khoảng 14.700 ktoe (chiếm 71%), tiêu thụ dầu và sản phẩm từ dầu khoảng 5.900 ktoe (chiếm 29%). Hai ngành sản xuất kim loại và sản phẩm kim loại và sản xuất sản phẩm khoáng phi kim loại chiếm tỷ trọng cao, tương đương khoảng 55% tổng mức tiêu thụ năng lượng, phản ánh rõ đặc tính sử dụng nhiều năng lượng của các quy trình nung, luyện kim và sản xuất vật liệu xây dựng. Ngược lại, nhóm ngành công nghiệp nhẹ và tiêu dùng, bao gồm dệt may, hóa chất và chế biến thực phẩm, duy trì mức tiêu thụ tương đối thấp, dao động ổn định trong khoảng 7–8% cho mỗi lĩnh vực. Các ngành chế tạo có hàm lượng kỹ thuật cao như sản xuất thiết bị, máy móc, sản xuất xe có động cơ lại thuộc nhóm tiêu thụ thấp nhất (chỉ khoảng 2–3%), cho thấy cường độ sử dụng năng lượng thấp hơn đáng kể so với các ngành sản xuất nguyên liệu cơ bản.



Hình 32: Cơ cấu tiêu thụ năng lượng tính theo ngành công nghiệp tại Việt Nam năm 2024
[Tài liệu tham khảo 8]

Có thể thấy trong hình trên đây, Việt Nam có một ngành công nghiệp lớn và đa dạng. Nhiều ngành công nghiệp sử dụng nhiệt xử lý ở nhiệt độ cao trong quy trình sản xuất. Tuy nhiên, không phải tất cả các ngành sử dụng nhiệt độ cao đều phù hợp để triển khai giải pháp đồng phát, nếu nhiệt năng bị tiêu hao nhanh thì sẽ khó có thể tận dụng để cấp nhiệt cho lò hơi.

Một ví dụ tiêu biểu về ngành công nghiệp có tiềm năng sử dụng phụ phẩm hữu cơ trong đồng phát đó là ngành công nghiệp mía đường tại Việt Nam, ngành này hiện đã áp dụng giải pháp đồng phát trong hầu hết các nhà máy mía đường. Phần lớn các nhà máy này sản xuất nhiệt và điện cho tự dùng, tuy nhiên có một vài nhà máy sản xuất điện bán cho lưới điện quốc gia. Các nhà máy mía đường sử dụng vỏ mía vớt đi, bã mía làm nhiên liệu cho các lò hơi đốt sinh khối trong đó hơi sinh ra làm chạy tua bin nối với máy phát. Điều này có nghĩa là hầu hết các nhà máy mía đường chỉ sản xuất điện trong mùa mía đường, có nghĩa là vẫn còn tiềm năng khai thác nhiều hơn các hệ thống đồng phát tại các nhà máy mía đường bằng cách sử dụng các dạng sinh khối khác có sẵn, ví dụ như vỏ trấu.

Tương tự, các ngành công nghiệp sản xuất giấy, bột giấy và in ấn cũng có khả năng sử dụng lò hơi sinh khối phát điện và nhiệt kết hợp, do hoạt động sản xuất giấy tạo ra một phụ phẩm giàu năng lượng giống như rơm rạ, thường được gọi là “rơm đen” có thể đốt trong lò hơi sinh khối và sử dụng để phát điện và nhiệt.

Mặc dù ngành mía đường và ngành giấy rất khác nhau, giải pháp đồng phát trong các ngành này có thể áp dụng với hệ thống lò hơi sinh khối phát điện và nhiệt kết hợp tương tự nhau. Hệ thống này có thể được sử dụng trong các quy trình xử lý công nghiệp có nhiệt độ gia nhiệt tương đối cao và sử dụng các vật liệu hữu

ơ. Do đó, đây là một trong các công nghệ đồng phát sẽ được mô tả trong mục này của Cẩm nang Công nghệ.

Ngành xi măng là một trong những ngành tiêu thụ năng lượng nhiều hơn tại Việt Nam, ngay cả khi các cải tiến công nghệ đã được áp dụng trong sản xuất xi măng trong những năm gần đây [Tài liệu tham khảo 11], lượng nhiệt bị lãng phí trong quy trình sản xuất xi măng là rất lớn và có thể sử dụng cho giải pháp đồng phát nhằm nâng cao hiệu suất của quy trình. Nhu cầu điện của Việt Nam được dự báo sẽ tiếp tục tăng với tỷ lệ cao, do đó việc giảm nhu cầu điện bằng cách tận dụng nhiệt thừa để sản xuất điện sẽ đem lại lợi ích không chỉ cho các nhà sản xuất công nghiệp nặng mà còn cho hệ thống điện của quốc gia. Theo tính toán từ một bài báo của Hiệp hội Xi măng Việt Nam, một tấn khí thải có thể sản xuất được từ 3 đến 4 kWh điện năng. Các nhà máy xi măng thường sử dụng hai dạng năng lượng chính: nhiệt năng từ than, chủ yếu được sử dụng cho các lò clinker và lò nung trong quy trình sản xuất xi măng thực tế, và điện năng được sử dụng để cấp điện cho máy móc và thiết bị, các hệ thống phụ trợ (như bơm khí, bơm nước, v.v.), chiếu sáng, văn phòng và hoạt động tương tự. Với than và điện là các nguồn năng lượng chính cho sản xuất xi măng, sử dụng nhiệt thừa có thể giúp giảm chi phí và phát thải khí nhà kính.

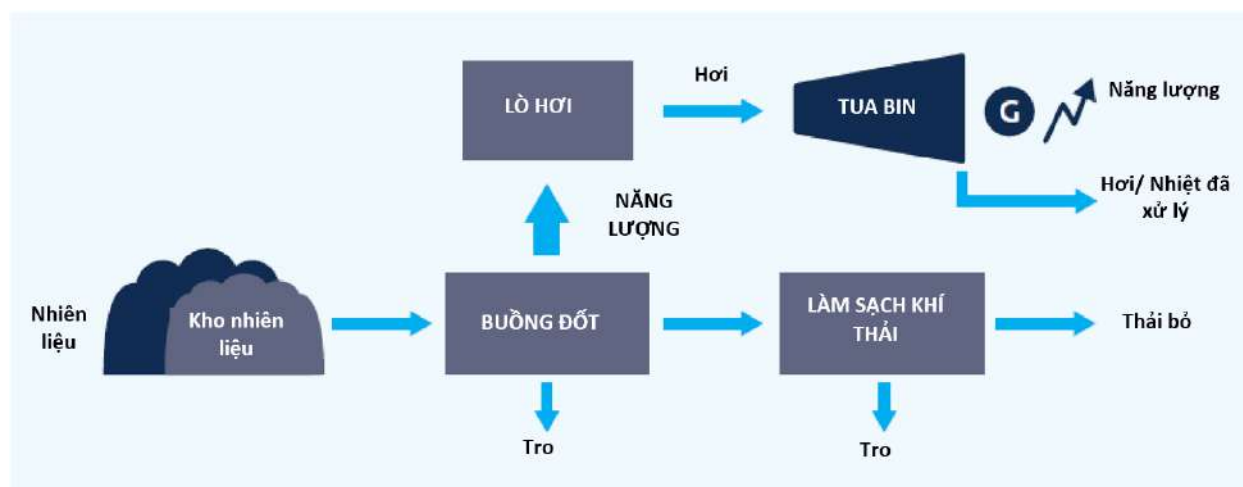
Các ngành công nghiệp nặng với các quy trình xử lý nhiệt độ cao như sản xuất thép và xi măng là các ứng cử viên cho các hình thức đồng phát khác, trong đó nhiệt thải từ các quy trình xử lý nhiệt độ cao được cấp cho lò hơi nối với tua bin. Có một số ví dụ về phương pháp này đã được áp dụng trong ngành xi măng tại Việt Nam, là ngành công nghiệp lớn nhất theo mức tiêu thụ năng lượng và việc sử dụng phương pháp đồng phát này trong ngành xi măng sẽ là một cách tiếp cận khác được nghiên cứu trong Chương này.

Mô tả công nghệ

Như đề cập ở trên, hai công nghệ nhiệt điện kết hợp (CHP) có thể sử dụng cho đồng phát công nghiệp sẽ được thảo luận trong phần này. Hai công nghệ này là hệ thống lò hơi CHP đốt sinh khối và các hệ thống CHP được cấp nhiệt từ nguồn nhiệt trong quy trình xử lý công nghiệp. Trọng tâm sẽ là các nguyên tắc vận hành của các công nghệ này và các cấu trúc liên quan, do các công nghệ này có thể áp dụng phù hợp với nhiều quy trình xử lý khác nhau và xây dựng với các thông số kỹ thuật rất khác nhau tùy theo nhu cầu cụ thể của từng quy trình công nghiệp cho trước.

Lò hơi CHP đốt sinh khối:

Lò hơi CHP đốt sinh khối có nhiều loại khác nhau để có thể xử lý các loại nhiên liệu khác nhau với các thành phần hóa học khác nhau và đặc điểm nung khác nhau. Khái niệm chung về lò hơi CHP đốt sinh khối là sinh khối được cấp cho buồng đốt nối với một lò hơi. Mặc dù khái niệm nhà máy CHP đốt sinh khối rất giống với nhà máy đốt dầu hoặc đốt khí truyền thống, việc vận hành nhà máy điện đốt sinh khối về một số khía cạnh phức tạp hơn và có thể đòi hỏi số giờ làm việc nhiều hơn của công nhân vận hành nhà máy. Điều này một phần là do nhiệt trị tương đối thấp và mật độ thể tích của sinh khối so với nhiên liệu hóa thạch, đòi hỏi cần nhiều không gian lưu trữ hơn và nhiều thời gian hơn để xử lý và cấp cho lò hơi. Hệ thống máy móc cũng sẽ đòi hỏi bảo dưỡng nhiều hơn nhằm đảm bảo hiệu quả hoạt động ở mức cao của thiết bị.



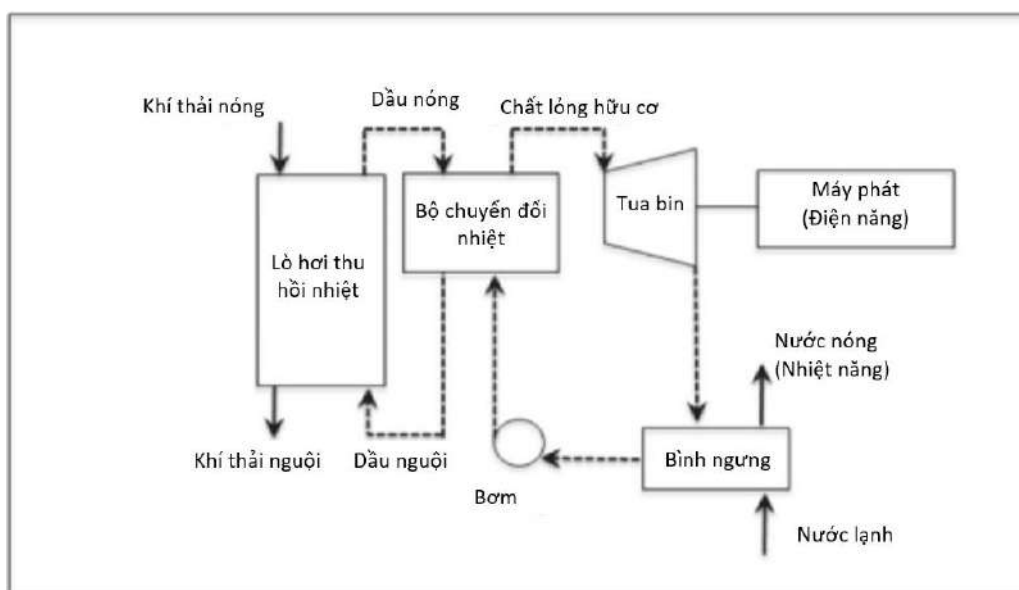
Hình 33: Sơ đồ nhà máy đồng phát đốt sinh khối [Tài liệu tham khảo 9].

Hình trên phác họa cấu trúc của một nhà máy CHP đốt sinh khối. Hình vẽ cho thấy quá trình cấp nhiên liệu sinh khối vào lò đốt bên dưới lò hơi. Điều này đòi hỏi phải có một khu vực kho chứa và xử lý nhiên liệu và băng chuyền hoặc trang thiết bị tương tự để cấp nhiên liệu sinh khối vào lò đốt. Lò đốt được nối với lò hơi, tại đây nước được gia nhiệt, sau đó nối với tua bin hơi để gia nhiệt hơi và hơi chạy qua một tua bin nối với máy phát [Tài liệu tham khảo 9].

Một trong các thách thức với nhà máy CHP đốt sinh khối đó là vấn đề tro và xỉ trong lò đốt. Nhiên liệu với hàm lượng kiềm cao, như rơm, có thể tạo ra xỉ ở đáy và thành lò, từ đó có thể ăn mòn lò đốt và lò hơi và làm giảm hiệu suất [Tài liệu tham khảo 9].

CHP sử dụng nhiệt từ quy trình xử lý công nghiệp:

Trong các nhà máy xi măng và các quy trình xử lý công nghiệp ở nhiệt độ cao khác không tạo ra các phụ phẩm hữu cơ có thể đốt như trong trường hợp của lò hơi CHP đốt sinh khối, một phương án thay thế đó là sử dụng nhiệt xử lý làm nguồn nhiệt để đun nước trong lò hơi. Để thực hiện được điều này, nhiệt, thường bị tiêu tan trong quy trình xử lý, cần được tập trung lại và khai thác. Việc này tốt nhất cần được thực hiện khi đạt gần đến mức nhiệt độ cao nhất trong quy trình xử lý, nhằm tối đa hóa tiềm năng gia nhiệt của năng lượng trong quy trình. Một cách để thực hiện được điều này là kết nối một lò hơi thu hồi nhiệt với một vòng hơi kín được làm nóng đặt gần với khu vực đốt than cho sản xuất xi măng hoặc sử dụng khí nóng được thải ra từ quy trình, như được minh họa trong Hình 34 bên dưới. Sơ đồ này thể hiện sự vận hành của hệ thống đồng phát theo chu trình Rankine hữu cơ tại một nhà máy xi măng Portland, do khả năng chuyển nhiệt thành điện ở nhiệt độ tương đối thấp trong quy trình. Khí nóng thải ra có thể đạt nhiệt độ 330 °C, là mức tương đối thấp so với nhiệt độ đạt được trong nhà máy CHP đốt sinh khối. Mạch vận hành với mức nhiệt độ tối thiểu 250°C của khí thải.



Hình 34: Sơ đồ hệ thống đồng phát tại một nhà máy xi măng Portland (Paredes-Sánchez, 2015).

Trong chu trình đồng phát được thể hiện ở trên, khí nóng thải ra từ quá trình đốt than được truyền từ một lò hơi thu hồi nhiệt sang một phương tiện chứa dầu. Cũng có thể dùng hơi cho quá trình truyền nhiệt này, nhưng thông thường sẽ đòi hỏi nhiệt độ cao hơn để thực hiện và có thể đạt được hiệu suất cao hơn so với dầu. Sau đó dầu nóng sẽ làm nóng nước thông qua bộ chuyển đổi nhiệt, từ đó chuyển thành hơi chạy qua tua bin nối với máy phát để phát điện.

Đầu vào

Sinh khối có thể có nhiều loại khác nhau với các đặc tính khác nhau về thành phần hóa học, nhiệt trị, quy trình đốt và rác thải. Nhiên liệu có thể là các loại vật liệu như bã mía, vỏ trấu, phế thải của các ngành công nghiệp gỗ, vỏ bào, rơm, bột giấy hoặc tương tự.

Đầu vào cho các hệ thống đồng phát CHP sử dụng nhiệt từ quy trình xử lý là khí thải nhiệt độ cao hoặc hơi

quá nhiệt hoặc hơi nén từ các lò nung đốt than sử dụng trong các nhà máy xi măng hoặc nhà máy thép.

Đầu ra

Các lò hơi CHP đốt sinh khối sản xuất cả điện và nhiệt dưới dạng hơi, nước nóng ($> 110\text{ }^{\circ}\text{C}$) hoặc nước ấm ($< 110\text{ }^{\circ}\text{C}$) có thể sử dụng để gia nhiệt.

Trong ví dụ về nhà máy xi măng Portland, 19,2% năng lượng trong khí thải được gia nhiệt trước có thể thu hồi và sử dụng để sản xuất điện, cho phép nhà máy sản xuất điện năng với 5,5 GWh/năm và sản xuất nhiệt năng với 23,7 GWh/năm (Paredes-Sánchez, 2015).

Tổng nhiệt năng có sẵn (Q_T) từ lưu lượng khí thải được gia nhiệt trước (m_2) có thể được tính như sau:

$$Q_T = m_2 \cdot (h_{\text{khí thải nóng}}(330^{\circ}\text{C}) - h_{\text{khí thải nguội}}(250^{\circ}\text{C}))$$

$$Q_T = 57,11 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot (610,4 - 527,0) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 4.763 \text{ kW}$$

Hiệu suất tổng thể (η) bằng 85% được ước tính cho việc thu hồi nhiệt trong quá trình đồng phát theo chu trình Rankine hữu cơ (ORC).

$$Q_{\text{ORC}} = \eta \cdot Q_T = 4.049 \text{ kW}$$

Do 18% năng lượng được thu hồi có thể chuyển đổi thành điện năng, có thể đạt được công suất điện đầu ra là 729 kW. Với 7.500 giờ vận hành/năm tại nhà máy, sản lượng điện đạt được sẽ là 5,5 GWh/năm cho nhà máy xi măng với sản lượng xi măng là 1,7 nghìn tấn/ngày.

Công suất điển hình

Lò hơi càng lớn, công suất phát điện càng cao hơn, và tổng sản lượng điện cũng cao hơn. Sản lượng điện và nhiệt điển hình cho hệ thống CHP đốt sinh khối được mô tả dưới đây:

Bảng 18: Công suất điển hình của các hệ thống lò hơi CHP đốt sinh khối [Tài liệu tham khảo 3].

Công suất điển hình	Nhiệt đầu vào	Sản lượng điện đầu ra
CHP quy mô lớn	$>100 \text{ MW}_{\text{th}}$	$\sim >25 \text{ MW}_e$
CHP quy mô trung bình	$25 - 100 \text{ MW}_{\text{th}}$	$6 - 25 \text{ MW}_e$
CHP quy mô nhỏ	$1 - 25 \text{ MW}_{\text{th}}$	$0,1 - 6 \text{ MW}_e$

Đồng phát trong nhà máy xi măng về nguyên tắc có quy mô công suất tương tự như các nhà máy CHP đốt sinh khối, như được mô tả trong bảng trên. Quy mô công suất phụ thuộc trực tiếp vào quy mô sản lượng xi măng, tuy nhiên do nhiệt sử dụng trong quá trình xử lý được lấy trực tiếp từ hoạt động sản xuất xi măng và hiệu suất có xu hướng thấp hơn so với nhà máy CHP đốt sinh khối, do nhiệt độ vận hành ở mức tương đối thấp, thường không cao quá $3\text{--}400\text{ }^{\circ}\text{C}$ [Tài liệu tham khảo 12].

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

Sử dụng đồng phát trong các ngành công nghiệp khác nhau có thể giúp tăng đáng kể tổng hiệu suất năng lượng của quá trình xử lý công nghiệp bằng cách tận dụng năng lượng nhiệt của quá trình xử lý, mà lượng nhiệt này sẽ bị nguội đi nếu không được sử dụng. Trong các nhà máy xi măng, khoảng 35% năng lượng đầu vào thường bị thất thoát qua các dòng nhiệt thải [Tài liệu tham khảo 13].

Nhược điểm:

Do hiệu suất của nhiều quy trình đồng phát ở mức tương đối thấp, không phải lúc nào giải pháp này cũng là một dự án đầu tư có lợi nhất trong các cơ sở công nghiệp.

Tiêu thụ nước

Các hệ thống đồng phát công nghiệp, còn gọi là hệ thống phát điện – nhiệt kết hợp (Combined Heat and Power – CHP), thường cần nước cho mục đích làm mát và các hệ thống phụ trợ khác. Lượng nước sử dụng thay đổi tùy theo thiết kế và cấu hình cụ thể của từng hệ thống.

Nhìn chung, các hệ thống đồng phát sử dụng nước để làm mát khí thải và ngưng tụ hơi nước, điều này có thể dẫn đến mức tiêu thụ nước đáng kể. Tuy nhiên, một số hệ thống có thể áp dụng các phương án làm mát thay thế, như làm mát bằng không khí hoặc làm mát khô, qua đó giảm nhu cầu sử dụng nước.

Ngoài ra, nước còn được sử dụng trong một số hệ thống phụ trợ khác, chẳng hạn như xử lý nước cấp cho lò hơi và chườm/định lượng hóa chất. Tuy nhiên, các mục đích này thường chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ so với nhu cầu nước cho làm mát.

Tổng thể, tiêu thụ nước của các hệ thống đồng phát công nghiệp chủ yếu phụ thuộc vào thiết kế hệ thống làm mát và mục đích ứng dụng cụ thể. Các hệ thống sử dụng bình ngưng làm mát bằng nước hoặc các phương thức làm mát tiêu tốn nhiều nước thường có mức tiêu thụ nước cao hơn so với các hệ thống sử dụng phương án làm mát thay thế.

Môi trường

Theo tính toán trong ví dụ của nhà máy xi măng Portland, năng lượng được thu hồi thông qua đồng phát tương đương với 3.000 tấn than/năm, với mức chi phí 100 USD/tấn sẽ tương ứng với khoảng 0,31 triệu USD/năm. Mức phát thải khí nhà kính quy đổi sang CO₂ của nguồn nhiệt năng này với giả định than là nhiên liệu đầu vào ở mức khoảng 8.000 tấn/năm [Tài liệu tham khảo 15].

Việc làm

Nhu cầu nhân lực để vận hành một nhà máy đốt sinh khối có sự chênh lệch đáng kể theo quy mô vận hành nhà máy. Một nhà máy quy mô nhỏ trong khoảng 1 đến 5 MWe thường có thể vận hành và duy trì hoạt động với số lượng nhân công từ 3-5 người, trong khi đó các nhà máy quy mô lớn từ 20 đến 40 MWe có thể cần đến 20-40 người để đủ duy trì vận hành nhà máy. Số lượng nhân công làm nhiệm vụ vận hành và bảo dưỡng tại chỗ phụ thuộc vào quy mô của nhà máy, loại nhiên liệu được sử dụng, thiết kế của nhà máy, mức độ tự động hóa và chiến lược vận hành và bảo dưỡng được áp dụng [Tài liệu tham khảo 9].

Mặc dù hệ thống CHP sử dụng nhiệt từ quy trình xử lý công nghiệp tương đồng với hệ thống CHP đốt sinh khối về cơ cấu thiết lập chung của hệ thống, việc duy trì và vận hành hệ thống này lại cần ít nhân công hơn, và tránh được các vấn đề về kho chứa và cấp nhiên liệu sinh khối. Do đó, dự kiến chỉ cần một số lượng ít nhân công để vận hành và duy trì hệ thống CHP sử dụng nhiệt từ quy trình xử lý công nghiệp so với hệ thống CHP đốt sinh khối.

Nghiên cứu và phát triển

Các công nghệ đồng phát rất phổ biến và bao gồm một số thành phần khá đơn giản phổ biến ở các ứng dụng tương tự khác. Các thành phần này bao gồm thiết bị trao đổi nhiệt, lò hơi, hệ thống thu hồi nhiệt, tua bin và bình ngưng. Các bộ phận máy móc của hệ thống đều đã phát triển chín muồi và việc sử dụng các máy móc này trong đồng phát công nghiệp đã được ứng dụng trong nhiều ngành công nghiệp ở nhiều quốc gia khác nhau. Mặc dù cần xem xét các yếu tố cụ thể khi sử dụng công nghệ này trong một nhà máy xi măng bất kỳ hoặc một bối cảnh công nghiệp tương tự, ứng dụng chung và hệ thống này đều đã được phát triển và nắm rõ và không có khả năng sẽ có thêm các đột phá mới trong việc sử dụng và ứng dụng các công nghệ này (phát triển công nghệ giai đoạn 4).

Ví dụ về những dự án hiện có

Lò hơi đồng phát (CHP) đốt sinh khối:

Nhà máy An Khê đặt tại Nhà máy đường An Khê tại xã Thành An, thị xã An Khê, tỉnh Gia Lai nhằm tận dụng phụ phẩm bã mía trong quá trình sản xuất đường. Ngoài ra, nhà máy còn tận dụng các nguồn nhiên liệu sinh khối khác ở Tây Nguyên như vỏ, bã cà phê, trấu, mùn cưa, bo bo.

Nhà máy An Khê có quy mô 2 tổ máy (40 + 55) MW, vận hành chính thức từ tháng 01/2018. Nhà máy sử

dụng công nghệ lò hơi stoker (dùng máy nạp nhiên liệu) và tua bin hơi nước ngưng tụ (tổ máy 55 MW có van trích hơi cấp cho quá trình khử khí). Thông số lò hơi: áp suất hơi quá nhiệt 100 bar và nhiệt độ hơi quá nhiệt 540°C. Nhiên liệu cho nhà máy khoảng 600.000 tấn sinh khối/năm, trong đó bã mía chiếm khoảng 90% và nhiên liệu khác chiếm khoảng 10%. Sản lượng điện cung cấp cho hệ thống điện năm 2018 là 172 triệu kWh và năm 2019 là 147 triệu kWh. Tổng diện tích đất của dự án khoảng 5 ha. Nhà máy sử dụng hệ thống khử bụi tĩnh điện (ESP) để giảm phát thải bụi.

Tổng mức đầu tư của nhà máy sinh khối An Khê là 102,8 triệu USD (quy đổi sang giá USD năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuê và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương ứng với mức đầu tư danh nghĩa là 1,08 triệu USD/MWe. Tổng vốn (bao gồm các chi phí nêu trên) là 103 triệu USD, tương ứng 1,09 triệu USD/MW. Chi phí vận hành và bảo trì cố định và biến đổi của nhà máy lần lượt là 29.000 USD/MW/năm và 2,9 USD/MWh.

Nhà máy Đường Lam Sơn có địa chỉ tại huyện Thọ Xuân, tỉnh Thanh Hóa, hoạt động từ năm 1999 với diện tích trồng mía hơn 10.000 ha với hơn 1.000 cán bộ công nhân viên. Nó có một nhà máy đồng phát (CHP) tận dụng bã mía để phát điện và có ba lò hơi: Lò hơi 1 & 2: Q: 2x65 = 130 T/h, P: 32 Bar, T°C: 380; Lò hơi 3: Q2: 80T/h, P = 67 bar, T°C: 505. Ba tua bin và máy phát: G1 & G2: 2x3 = 6 MW, G3 = 12,5 MW. Tổng công suất của các nhà máy CHP Lam Sơn là 18,5 MW với sản lượng điện hàng năm khoảng 50 triệu kWh, trong đó 2/3 phát lên lưới.

CHP sử dụng nhiệt xử lý:

Nhà máy CHP gia nhiệt Sông Lam là một bộ phận của Nhà máy Xi măng Sông Lam, bao gồm 2 tổ máy phát điện, mỗi tổ máy có công suất 7MW và 4 lò hơi với tổng công suất hơi là 80 m³ hơi/giờ. Hoạt động của 4 lò hơi là sử dụng quạt hút và quạt không khí thừa để hút không khí nóng dư thừa trong quá trình sản xuất clinker qua các ống của lò hơi để làm nóng nước, biến nước trong lò hơi từ nước thành hơi quá nhiệt.

Hơi quá nhiệt có áp suất khoảng 1,3 MPa và nhiệt độ khoảng 340⁰ C được dẫn ngược lại để làm quay tua bin hơi, tua bin sẽ kéo máy phát điện và tạo ra điện năng. Lượng khí nóng mang theo bụi khi đi vào lò hơi, các hạt bụi sẽ bị thay đổi bằng áp suất và va chạm vào các ống sinh hơi làm mất động năng và rơi xuống phễu thu, bụi từ phễu thu sẽ quay trở lại quy trình sản xuất. Như vậy, khí thải và không khí thừa sau khi qua hệ thống phát điện bằng khí dư sẽ được lọc sạch bụi và được làm mát trước khi thải ra môi trường. Mỗi năm hệ thống này sản xuất khoảng 100 triệu kWh, cung cấp tới 40% điện năng tiêu thụ cho nhà máy xi măng.

Ước tính số liệu

Chi phí đầu tư các dự án đồng phát sẽ phụ thuộc chủ yếu vào quy mô và việc dễ dàng kết hợp hệ thống này với hệ thống máy móc hiện có. Việc ứng dụng giải pháp đồng phát vào các nhà máy công nghiệp ngay từ đầu sẽ có chi phí rẻ hơn nhiều so với việc bổ sung hệ thống này về sau.

Ước tính chi phí bổ sung công suất đồng phát cho nhà máy xi măng hiện đang hoạt động là 2,5 triệu USD/MW [Tài liệu tham khảo 7].

Tài liệu tham khảo

- [1] Bioenergiesysteme GmbH, Tham khảo từ <https://www.bios-bioenergy.at/de/strom-aus-biomasse/orc-prozess.html>, 2020
- [2] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, Các quá trình sản xuất hydrogen. Washington: Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2020.
- [3] Energinet, Dữ liệu công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung, 2020.
- [4] EREA & DEA, Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019, 2019.
- [5] Mạng thông tin chuyên ngành xi măng Việt Nam. (2020, ngày 08 tháng 12). Ximang.vn. Tham khảo từ Ximang.vn: <https://ximang.vn/kinh-nghiem-van-hanh/co-hoi-tan-dung-nhiet-thai-de-phat-dien-trong-cac-nha-may-xi-mang-tai-viet-nam-13027.htm>
- [6] IEA. Tương lai cho khí hydrogen. Paris: Cơ quan Năng lượng quốc tế, 2020.
- [7] Viện Năng suất công nghiệp, Thu hồi nhiệt thải cho ngành xi măng: Phân tích thị trường và nhà cung cấp, 2014.
- [8] Cục Điện lực – Bộ Công Thương, Báo cáo thông tin năng lượng Việt Nam năm 2024.
- [9] Công ty Tài chính quốc tế, Chuyển đổi sinh khối thành năng lượng - Hướng dẫn cho các nhà phát triển dự án và các nhà đầu tư, 2017.
- [10] IRENA, Hydrogen từ nguồn điện NLTT. Triển vọng công nghệ cho chuyển dịch năng lượng. Abu Dhabi: Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, 2018.
- [11] IRENA, Hydrogen - Một triển vọng NLTT. Abu Dhabi: Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, 2019.
- [12] Irungu, S. N., & Muchiri, P., Phát điện từ khí thải của lò nung xi măng: nghiên cứu điển hình về một nhà máy tại Kenya. Tạp chí Khoa học và Kỹ thuật Năng lượng, 90-99, 2017.
- [13] Khurana, S., Banerjee, J., & Gaitonde, U, Cân bằng năng lượng và đồng phát trong nhà máy xi măng. Tạp chí Kỹ thuật nhiệt ứng dụng, 2479-2489, 2006.

[14] Bộ Năng lượng và Khai khoáng, Nguyên liệu sinh khối và đồng phát trong ngành công nghiệp mía đường của Jamaica, 2011.

[15] Paredes-Sánchez, J. P, Sử dụng nhiệt thải từ quá trình đồng phát theo Chu trình Rankin hữu cơ tại nhà máy xi măng Portland. DYNA, 15-20, 2015.

Bảng số liệu

Đồng phát đốt sinh khối										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật		ThấpCaoThấpCao								
Công suất phát của một tổ máy	MWe	25	25	25	4	200	4	200		1;5;12
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MWe	25	25	25	1	50	1	50		1;5
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	27	27	27	20	30	20	30		1;3;7
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	26	26	26	20	30	20	30	D	1;3;7
Tổng hiệu suất thực trên nhân	%	85	85	85	80	90	80	90		11
Tổng hiệu suất thực trung bình năm	%	84	84	84	80	90	80	90		11
Ngừng máy cưỡng bức	%	7	7	7	5	9	5	9	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm	26	26	26	24	28	24	28	C	1
Vòng đời kỹ thuật	năm	25	25	25	19	31	19	31	A	8;7
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	3	2	3	A	7
Yêu cầu không gian	1000 m²/MWe	35	35	35	26	44	26	44	A	1;9
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện										
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% mỗi phút	10	10	10						3
Phụ tải tối thiểu	% đầy tải	30	30	30						3
Thời gian khởi động ấm	giờ	0,5	0,5	0,5						3
Thời gian khởi động lạnh	giờ	10	10	10						3
Môi trường										
PM 2.5 ()	g/Nm³	12,5	12,5	12,5						3
SO₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	0,0	0,0	0,0						3
NOₓ	g/GJ nhiên liệu	125	125	125						3
Số liệu tài chính										
Đầu tư danh nghĩa	triệu USD/MWe	2,2	2,0	1,8	1,7	3,1	1,3	2,2	B	4-8;10
- trong đó thiết bị	%	65	65	65	50	85	50	85		1;2
- trong đó lắp đặt	%	35	35	35	15	50	15	50		1;2
Vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MWe /năm	61,627	56,647	49,301	46,220	83,196	36,976	61,627	A	4;5;8;10
Vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	3,9	3,6	3,2	3,0	5,4	2,4	3,9	A	5;10
Chi phí khởi động	USD/MWe /lần khởi động									
Số liệu riêng của công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-	-	-	-	-		

Ghi chú:
A Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là -25% (thấp) và +35% (cao) cho năm 2025, và ±25% cho năm 2050.

- B Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận..
- C Mùa sản xuất đường kéo dài khoảng nửa năm.
- D Hiệu suất điện giảm 5 điểm phần trăm so với vận hành tập trung, phản ánh việc khai thác hơi ở nhiệt độ cao hơn để cấp nhiệt xử lý.

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 năng”, 2024.
2. Trung tâm Năng lượng ASEAN, “Chi phí điện năng bình quân quy dẫn của một số công nghệ năng lượng tái tạo được chọn tại các quốc gia thành viên của ASEAN”, 2016.
3. Cục Năng lượng Đan Mạch và COWI, “Cẩm nang Công nghệ chuyển đổi sinh khối thành năng lượng”, 2017.
4. IRENA, “Chi phí phát điện NLTT năm 2014”, 2015.
5. IFC và BMF, “Chuyển đổi sinh khối thành năng lượng – Hướng dẫn cho các nhà phát triển dự án và các nhà đầu tư”, 2017.
6. OJKJ, “Sổ tay Năng lượng sạch cho các tổ chức cung cấp dịch vụ tài chính”, Cục Dịch vụ tài chính Indonesia, 2014.
7. IEA-ETSAP và IRENA, “Sinh khối cho nhiệt và điện, Tóm tắt công nghệ”, 2015.
8. PKPPIM, “Analisis biaya dan manfaat pembiayaan investasi limbah menjadi energy melalui kredit program”, Trung tâm Biến đổi khí hậu và Chính sách đa phương, Bộ Tài chính Indonesia, 2014.
9. Cục Điện lực trung ương Ấn Độ, “Bảo cáo về yêu cầu sử dụng đất cho các trạm nhiệt điện”, 2007.
10. Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.
11. Siemens, “Tiềm năng sức mạnh của mía đường”, 2018.

Đồng phát nhiệt – điện trong nhà máy xi măng										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Dữ liệu năng lượng/kỹ thuật		Thấp Cao Thấp Cao								
Công suất phát của một tổ máy	MWe	8	8	8	2	20	2	20		1,2,3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MWe									
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	18	18	18	15	25	15	25		3
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%									
Ngừng máy cưỡng bức	%									
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm									
Vòng đời kỹ thuật	năm									
Thời gian xây dựng	năm									
Yêu cầu không gian	1000 m ² / MWe									
Sổ liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện										
Hệ số công suất, lý thuyết	%									
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%									
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% mỗi phút									
Phụ tải tối thiểu	% đầy tải									
Thời gian khởi động ấm	giờ									
Thời gian khởi động lạnh	giờ									
Môi trường										
PM 2.5	g/Nm ³									
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%									
NO _x	g/GJ nhiên liệu									
Sổ liệu tài chính										
Đầu tư danh nghĩa	triệu USD/MWe	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11		4
- trong đó thiết bị	%	85	85	85	85	85	85	85	A	
- trong đó lắp đặt	%	15	15	15	15	15	15	15	A	
Vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MWe/năm									
Vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	15,56	15,56	15,56	6,22	24,90	6,22	24,90		2
Chi phí khởi động	USD/MWe/lần khởi động									
Sổ liệu riêng của công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-	-	-	-	-		

Ghi chú

A Số liệu tính toán ước tính.

Tài liệu tham khảo

1. Khurana, S., Banerjee, J., & Gaitonde, U, Cân bằng năng lượng và đồng phát trong nhà máy xi măng. Tạp chí Kỹ thuật nhiệt ứng dụng, 2479-2489, 2006.
2. Irungu, S. N., & Muchiri, P. , Phát điện từ khí thải của lò nung xi măng: nghiên cứu điển hình về một nhà máy tại Kenya. Tạp chí Khoa học và Kỹ thuật Năng lượng, 90-99, 2017.
3. Paredes-Sánchez, J. P, Sử dụng nhiệt thải từ quá trình đồng phát theo Chu trình Rankin hữu cơ tại nhà máy xi măng Portland. DYNA, 15-20. 2015.
4. Viện Năng suất công nghiệp, Thu hồi nhiệt thải cho ngành xi măng: Phân tích thị trường và nhà cung cấp, 2014.

6. THỦY ĐIỆN

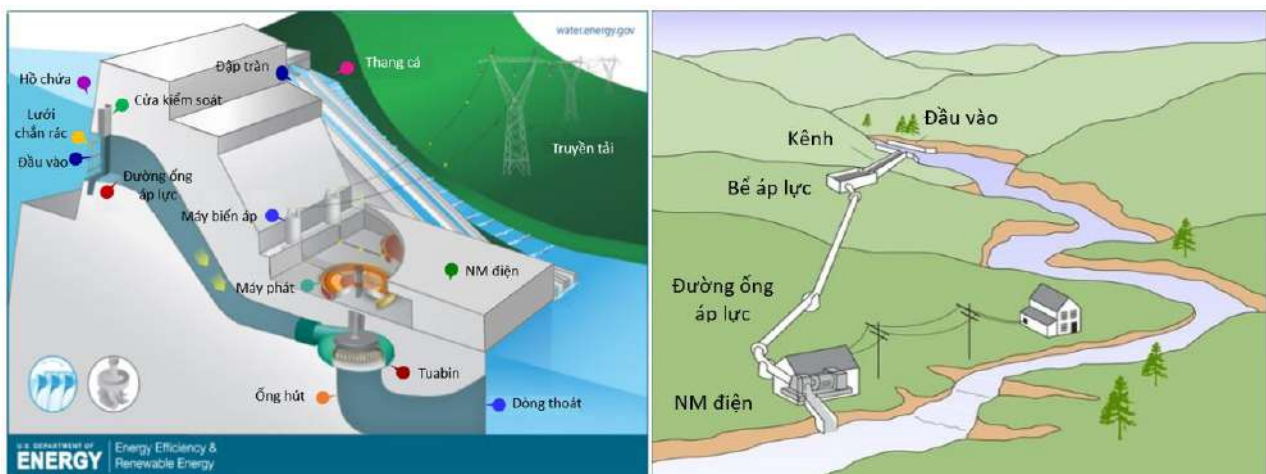
Mô tả công nghệ

Thủy điện là phương pháp sản xuất điện năng bằng cách sử dụng dòng chảy của nước (sông, hồ, đập) để quay tua bin, từ đó biến đổi thành cơ năng và tiếp tục thành điện năng. Quá trình vận hành và nguyên lý hoạt động của nhà máy thủy điện gồm 4 giai đoạn chính:

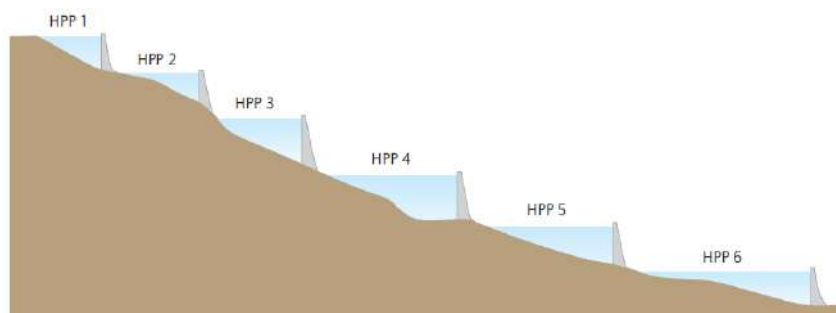
- **Dẫn nước:** Quá trình vận hành nhà máy thủy điện bắt đầu khi dòng nước với áp lực lớn chảy qua các ống thép lớn, được gọi là đường ống áp lực. Những ống này được thiết kế đặc biệt để chịu được áp lực cao và dẫn nước từ hồ chứa đến bên trong nhà máy. Khi nước chảy qua ống dẫn, nó tạo ra các cột nước khổng lồ với áp lực lớn, sẵn sàng để chuyển đổi năng lượng.
- **Quay tua bin:** Khi nước chảy mạnh vào trong nhà máy, nó sẽ tác động lên tua bin của máy phát điện. Lực nước khiến tua bin quay, chuyển đổi năng lượng cơ học thành điện năng. Tua bin hoạt động như một cỗ máy trung tâm, đóng vai trò quyết định trong việc sản xuất điện. Quá trình này diễn ra liên tục và đảm bảo rằng năng lượng từ nước được khai thác một cách hiệu quả.
- **Tạo dòng điện cao áp:** Điện năng được tạo ra từ quá trình quay của tua bin sẽ được đưa qua máy biến áp. Tại đây, điện xoay chiều (AC) được chuyển đổi thành dòng điện có điện áp cao hơn. Việc nâng cao điện áp là cần thiết để giảm thiểu tổn thất điện năng trong quá trình truyền tải, giúp đảm bảo rằng lượng điện cung cấp đến nơi tiêu thụ vẫn đủ mạnh mẽ.
- **Truyền tải điện:** Dòng điện cao áp được kết nối vào lưới điện, đưa năng lượng đến các khu vực tiêu thụ.
- **Xả nước:** Sau khi làm quay tua bin, nước được trả lại dòng sông để tiếp tục chu trình tự nhiên.

Có ba loại nhà máy thủy điện:

- **Thủy điện dòng chảy.** Là nhà máy lấy nước từ sông qua kênh hoặc đường ống áp lực để làm quay tua bin. Một dự án thủy điện dòng chảy điển hình có công trình giữ nước ở mức rất thấp hoặc không giữ nước. Thường có công suất nhỏ.
- **Thủy điện hồ chứa.** Sử dụng đập để tích nước trong hồ chứa. Điện được sản xuất khi xả nước trong hồ chứa cho chảy qua tua bin, từ đó làm quay máy phát điện. Thường có công suất lớn.
- **Thủy điện tích năng.** Cấp điện cho phụ tải đỉnh, khai thác nước để sản xuất điện, trong đó nước được tuần hoàn giữa hồ trên và hồ dưới bằng bơm sử dụng điện dư thừa từ hệ thống điện khi nhu cầu phụ tải thấp.



Hình 35: Nhà máy thủy điện hồ chứa và nhà máy thủy điện dòng chảy (Tài liệu tham khảo 14)



Hình 36: Hệ thống thủy điện bậc thang (Tài liệu tham khảo 1)

Các nhà máy thủy điện hồ chứa và thủy điện dòng chảy có thể kết hợp với nhau trong các hệ thống bậc thang của sông, nhà máy thủy điện tích năng có thể sử dụng nước tích trữ từ một hoặc nhiều nhà máy thủy điện hồ chứa. Trong hệ thống bậc thang, sản lượng điện từ nhà máy thủy điện dòng chảy có thể được điều tiết bởi nhà máy thủy điện hồ chứa trên thượng nguồn. Một hồ chứa lớn ở lưu vực thượng nguồn nhìn chung có thể điều tiết lưu lượng cho một vài nhà máy thủy điện dòng chảy hoặc thủy điện có hồ chứa nhỏ hơn ở dưới hạ lưu. Điều này có thể làm tăng sản lượng điện phát hàng năm của các nhà máy dưới hạ lưu, và làm tăng giá trị của chức năng tích nước của hồ trên. Tuy nhiên, điều này cũng gây ra tình trạng các nhà máy ở hạ lưu phụ thuộc vào vận hành của các nhà máy ở thượng lưu.

Tại Việt Nam, các nhà máy thủy điện phải vận hành tuân thủ các quy định trong quy trình vận hành liên hồ, đơn hồ. Phối hợp vận hành liên hồ chứa thủy điện đóng vai trò then chốt trong việc cắt giảm đỉnh lũ, hạn chế ngập lụt hạ du, đồng thời tích nước hợp lý để cấp nước, đầy mẫn trong mùa khô. Việc này giúp tối ưu hóa dung tích phòng lũ, đảm bảo an toàn đập, vận hành đồng bộ theo quy trình để ứng phó với biến đổi khí hậu.

Các hệ thống thủy điện có thể có dải quy mô công suất rộng. Phân loại dựa vào công suất của các nhà máy thủy điện được trình bày trong bảng sau.

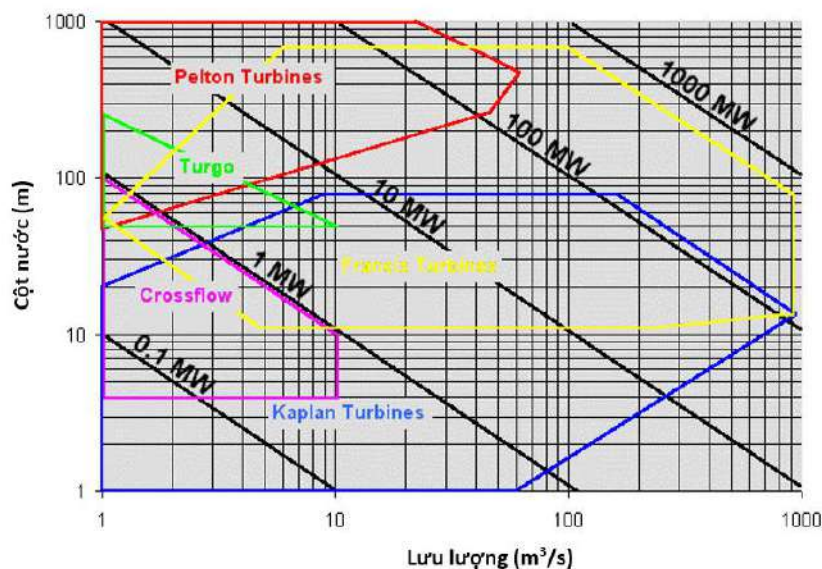
Bảng 19: Phân loại công suất thủy điện

Loại	Công suất
Thủy điện lớn	>30 MW
Thủy điện nhỏ	1 MW – 30 MW
Thủy điện cực nhỏ và siêu nhỏ	< 1 MW

Các nhà máy thủy điện lớn thường có công suất vài trăm hoặc thậm chí vài nghìn MW và sử dụng năng lượng khi xả nước từ hồ chứa để sản xuất điện năng bằng các loại tua bin có sẵn (như Pelton, Francis, Kaplan) tùy theo các đặc điểm của dòng sông và công suất đặt của nhà máy. Các nhà máy thủy điện nhỏ, cực nhỏ và siêu nhỏ hầu hết là loại thủy điện dòng chảy. Các loại thủy điện này sử dụng tua bin trục ngang, Pelton, hoặc Kaplan. Việc chọn lựa loại tua bin phụ thuộc vào cột nước và lưu lượng của dòng sông. Cột nước là sự chênh lệch mực nước giữa mực nước đầu vào và mực nước xả của thủy điện.

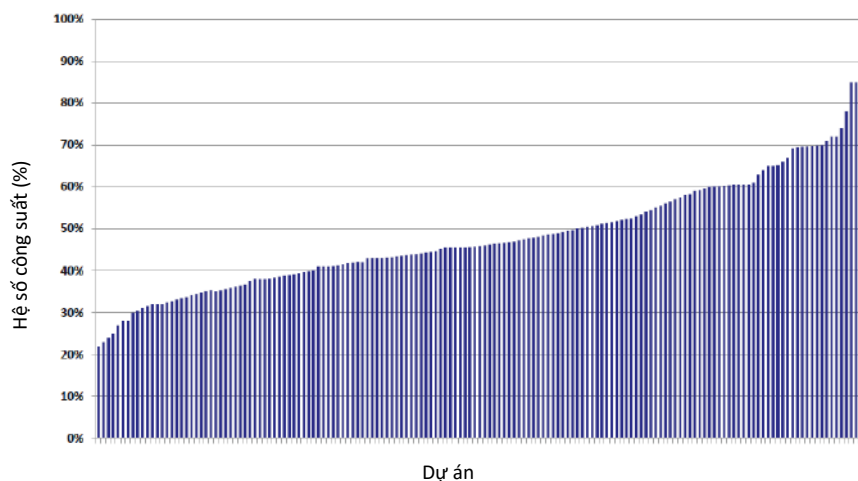
Đối với địa điểm có cột nước cao và lưu lượng nhỏ, thường sử dụng tua bin Pelton, trong đó nước chảy qua các vòi phun đập vào các cánh gáo hình thìa được bố trí trên chu vi bánh xe công tác. Phương án hiệu suất thấp hơn là tua bin trục ngang. Đây là các tua bin xung kích, chỉ hoạt động nhờ động năng của dòng chảy. Tua bin Francis là loại thông dụng nhất, vì có thể sử dụng cho dải cột nước rộng (20 m đến 700 m), lưu lượng từ nhỏ đến rất lớn, dải công suất rộng và hiệu suất thủy lực rất tốt.

Đối với các cột nước thấp và lưu lượng lớn, tua bin Kaplan, là tua bin nước loại cánh chân vịt có các cánh điều chỉnh được, được sử dụng phổ biến. Tua bin Kaplan và Francis, giống như các loại tua bin cánh chân vịt khác, sử dụng động năng và chênh lệch áp lực của dòng nước giữa đầu vào và đầu ra của tua bin.



Hình 37: Đồ thị ứng dụng tua bin thủy điện (Tài liệu tham khảo 2)

Hệ số công suất mà các dự án thủy điện đạt được cần được đánh giá khác so với các dự án năng lượng tái tạo. Hệ số này phụ thuộc vào tình trạng nước sẵn có và mục đích của nhà máy là cung cấp cho phụ tải đỉnh và/hoặc phụ tải đáy. Số liệu của 142 dự án cơ chế phát triển sạch (CDM) trên thế giới cho thấy hệ số công suất nằm trong khoảng từ 23% đến 95%. Hệ số công suất trung bình là 50% đối với các dự án này.



Hình 38: Hệ số công suất của 142 dự án thủy điện trên thế giới (Tài liệu tham khảo 4)

Đầu vào

Nước từ hồ chứa hoặc trực tiếp từ dòng chảy có cột nước (chiều cao) và lưu lượng nhất định.

Đầu ra

Điện năng.

Công suất điển hình

Các hệ thống thủy điện có dải công suất rộng, chủ yếu phụ thuộc vào địa điểm và cần được đánh giá cho từng trường hợp. Hiện nay có thể xem xét mức công suất tổng của tổ máy lên đến 900 MW (Tài liệu tham khảo 15).

Hiện nay, nhà máy thủy điện lớn nhất Việt Nam là Thủy điện Sơn La, với tổng công suất lắp đặt 2.400 MW, gồm 6 tổ máy, mỗi tổ máy 400 MW.

Khả năng tăng giảm công suất

Thủy điện giúp duy trì tần số lưới điện bằng cách điều chỉnh liên tục công suất tác dụng và đáp ứng nhanh chóng những dao động liên tục về yêu cầu công suất. Thủy điện có tốc độ tăng giảm công suất nhanh và thường có dải tăng giảm rất rộng, nên có khả năng điều chỉnh rất hiệu quả theo những biến động lớn của phụ tải hoặc nguồn cung cấp năng lượng tái tạo có tính gián đoạn như các nhà máy điện gió và điện mặt trời.

Tại Việt Nam, thủy điện duy trì là nguồn điện có công suất phát ổn định. Với đặc tính tăng/giảm công suất nhanh, đây là nguồn điện phù hợp quan trọng của biểu đồ phụ tải. Thủy điện có khả năng cung cấp dịch vụ điều tần sơ cấp, điều tần thứ cấp và khởi động đen; đóng vai trò ổn định tần số và điện áp hệ thống khi tỷ trọng NLTT biến đổi (điện gió, điện mặt trời) cao.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Thủy điện là nguồn năng lượng sạch vì hoạt động vận hành của thủy điện không gây ô nhiễm môi trường hoặc phát thải.
- Thủy điện là nguồn năng lượng nội địa.
- Thủy điện là nguồn điện năng lượng tái tạo.
- Thủy điện có hồ chứa nhìn chung có thể sẵn sàng huy động khi cần; người vận hành có thể điều chỉnh lưu lượng nước qua tua bin để sản xuất lượng điện năng theo nhu cầu.
- Các nhà máy thủy điện có tuổi đời hoạt động dài, có thể kéo dài thêm tuổi thọ và cải tiến tiếp. Một số nhà máy đang hoạt động tại một vài quốc gia đã vận hành 100 năm và lâu hơn. Do đó thủy điện là dạng điện năng lâu dài và có giá điện ở mức hợp lý.
- Những lợi ích khác có thể bao gồm cung cấp nước, thủy lợi và kiểm soát lũ.

Nhược điểm:

- Đàn cá có thể bị ảnh hưởng nếu cá không thể di chuyển về phía thượng nguồn qua đập nước để đến điểm đẻ trứng hoặc nếu chúng không thể di chuyển về phía hạ lưu ra biển.
- Thủy điện có thể ảnh hưởng đến chất lượng nước và dòng chảy. Các nhà máy thủy điện có thể gây ra mức oxy hòa tan thấp trong nước, gây hại cho môi trường sống bên bờ sông.
- Các nhà máy thủy điện có thể bị ảnh hưởng do hạn hán. Khi không có nước, các nhà máy thủy điện không thể sản xuất điện.
- Các nhà máy thủy điện có thể bị ảnh hưởng do bồi lắng. Bồi lắng ảnh hưởng đến an toàn của đập và giảm sản lượng điện, khả năng tích nước, công suất xả nước và giảm lũ. Chất bồi lắng làm tăng tải trọng lên đập và các cửa xả và gây hư hỏng thiết bị cơ khí. Ngoài ra, thủy điện có thể ngăn phù sa trầm tích của dòng sông chảy xuống hạ du, làm giảm lượng trầm tích có tác dụng tốt đối với cây nông nghiệp.
- Các công trình thủy điện mới ảnh hưởng đến môi trường địa phương và có thể phải cạnh tranh với các mục đích sử dụng đất khác có thể tạo ra giá trị lớn hơn là phát điện. Con người, động vật và thực vật có thể mất môi trường sống tự nhiên của mình. Những di tích lịch sử và văn hóa địa phương có thể bị tác động.
- Mặc dù thủy điện là nguồn năng lượng tái tạo có khả năng điều chỉnh linh hoạt nhưng độ linh hoạt của thủy điện vẫn bị hạn chế do nhu cầu nước cho thủy lợi và những ràng buộc khác.

Tiêu thụ nước

Đối với các nhà máy thủy điện, nước không bị tiêu thụ theo cách tương tự như tại các nhà máy nhiệt điện. Nước là đầu vào chính của phát điện thủy điện, và lượng nước sử dụng phụ thuộc vào từng dự án cụ thể. Tuy nhiên, thủy điện không tiêu hao nước trong quá trình phát điện, nước được điều tiết trả lại hạ du, tổn thất chủ yếu do bay hơi và thấm. Hồ chứa làm thay đổi chế độ dòng chảy theo thời gian.

Tại một số khu vực có các công trình thủy điện kèm hồ chứa, cùng một thể tích nước có thể được sử dụng cho nhiều mục đích, trước hết là phát điện, sau đó là đáp ứng nhu cầu sử dụng nước tại địa phương. Cách thức sử dụng nước này giúp tối ưu hóa quản lý tài nguyên và giảm tổng dấu chân nước của sản xuất năng lượng, trở thành một chiến lược hiệu quả cao ở những khu vực mà bảo tồn nước là vấn đề then chốt.

Môi trường

Những vấn đề môi trường được xác định trong phát triển thủy điện bao gồm:

- Vấn đề an toàn: Thủy điện ngày nay rất an toàn. Sự cố vỡ đập gây chết người rất hiếm khi xảy ra trong vòng 30 năm trở lại đây. Nguy cơ cho cộng đồng dân cư đã giảm đi rất nhiều thông qua việc lái dòng và giảm thiểu tình trạng lũ cực đoan.
- Sử dụng nước và ảnh hưởng chất lượng nước: Ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện lên chất lượng nước ở từng địa điểm là khác nhau và phụ thuộc vào loại nhà máy thủy điện, cách nhà máy vận hành và chất lượng nước trước khi tới nhà máy. Mức ôxy hòa tan (DO) là thông số quan trọng đối với chất lượng nước hồ chứa. Hồ rộng, sâu có thể giảm mức DO trong nước ở đáy hồ, là nơi lưu vực sông hình thành những chất lắng đọng hữu cơ với khối lượng ít hoặc nhiều.
- Ảnh hưởng đến các loài di cư và đa dạng sinh học: Các đập cũ với các công trình thủy điện thường được xây dựng theo hướng không xem xét đúng mức tác động đối với loài cá di cư. Nhiều nhà máy thủy điện cũ đã được cải tạo để cho cá có thể di chuyển lên thượng lưu hoặc xuống hạ lưu.
- Thực hiện các dự án thủy điện ở những khu vực có ít hoặc không có hoạt động của con người: Ở những khu vực có ít hoặc không có hoạt động của con người thì mục đích hàng đầu là giảm tác động lên môi trường. Một cách tiếp cận là giới hạn phạm vi ảnh hưởng chỉ ở khu vực nhà máy, với sự can thiệp tối thiểu vào đất rừng ở khu vực đập và hồ chứa, ví dụ như tránh phát triển làng mạc hoặc thành phố sau giai đoạn xây dựng.
- Bồi lấp hồ và rác thải: Vấn đề này có thể làm thay đổi địa mạo tổng thể của sông và ảnh hưởng đến hồ, đập/nhà máy thủy điện và môi trường ở hạ lưu. Dung tích chứa nước của hồ có thể bị giảm, phụ thuộc vào khối lượng chất bồi lắng được dòng sông mang đến.
- Vòng đời phát thải khí nhà kính: Vòng đời phát thải CO₂ của thủy điện bắt đầu từ giai đoạn xây dựng, vận hành và bảo dưỡng, đến khi tháo dỡ nhà máy. Khả năng phát thải từ sử dụng đất liên quan đến thay đổi tích tụ carbon và các tác động của quản lý sử dụng đất là rất nhỏ.
- Phá rừng, tăng hậu quả do lũ.

Tại Việt Nam, một số nhà máy thủy điện có hồ chứa được xác định nhiệm vụ là thủy điện đa mục tiêu, vừa có vai trò cấp điện vừa có vai trò điều tiết lũ. Hồ chứa thủy điện ngoài nhiệm vụ là phát điện đảm bảo an ninh cung cấp điện cho hệ thống điện quốc gia còn phải đảm bảo hài hòa các lợi ích về kinh tế - môi trường - xã hội khác như đảm bảo dòng chảy tối thiểu, phối hợp với các hồ chứa thủy lợi cấp nước cho nhu cầu sử dụng nước sinh hoạt, nông nghiệp và sản xuất của nhân dân vùng hạ du trong mùa kiệt, đảm bảo an toàn công trình và góp phần giảm lũ cho hạ du trong thời kỳ mùa lũ.

Việc làm

Nhìn chung, một dự án thủy điện mới quy mô lớn (110 MW) sẽ tạo ra khoảng 2.000 – 3.000 việc làm cho địa phương trong giai đoạn xây dựng. Các công việc dự kiến là kỹ thuật viên, thợ hàn, thợ mộc, thợ khuôn vác, kế toán dự án, kỹ sư điện, kỹ sư cơ khí, đầu bếp, dọn vệ sinh, thợ nề, bảo vệ và nhiều công việc khác. Trong đó khoảng 150 - 200 người sẽ tiếp tục làm việc tại nhà máy. (Tài liệu tham khảo 18).

Nghiên cứu và phát triển

Thủy điện là một công nghệ rất chín muồi và phổ biến (loại 4). Mặc dù thủy điện là công nghệ phát điện sử dụng năng lượng hiệu quả nhất, có tỷ lệ hoàn vốn dựa trên điện năng và hiệu suất chuyển đổi cao nhưng vẫn còn nhiều mặt có thể cải tiến tuy nhỏ nhưng cần thiết trong phát triển công nghệ.

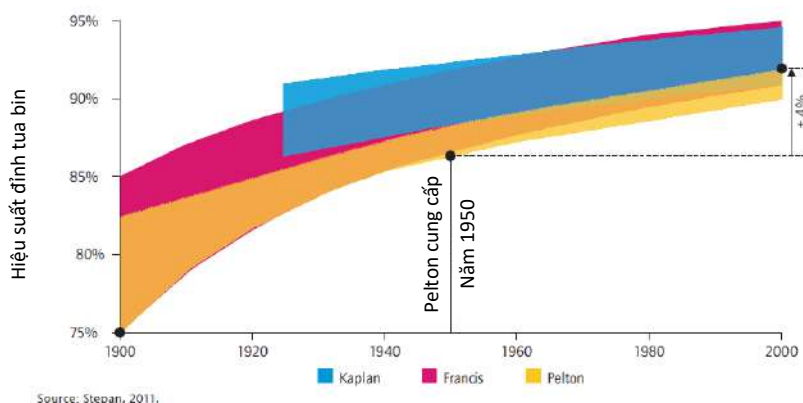
- Cải tiến tua bin

Hiệu suất thủy lực của các tua bin thủy điện đã tăng dần theo các năm: các tua bin hiện đại đạt hiệu suất 90% đến 95%. Đây là trường hợp đối với cả các tua bin mới và thay thế các tua bin hiện có (phụ thuộc vào những giới hạn vật lý).

Một số cải tiến nhằm giảm trực tiếp các tác động môi trường của thủy điện thông qua phát triển:

- Tua bin thân thiện với cá
- Tua bin thông khí
- Tua bin không có dầu

- **Tua bin thủy động:** Tua bin thủy động được sử dụng trong kênh, ống và sông. Tua bin đặt trong dòng suối đôi khi cũng được gọi là tua bin thủy động, chủ yếu dựa vào chuyển đổi năng lượng từ dòng nước chảy tự do, thay vì năng lượng từ cột áp thủy lực do đập hoặc công trình kiểm soát dòng chảy tạo ra. Hầu hết các thiết bị nằm dưới nước này có tua bin trục nằm ngang, với các cánh cố định hoặc điều chỉnh được.



Hình 39: Cải thiện hiệu suất thủy lực theo thời gian (Tài liệu tham khảo 7)

- **Tua bin bóng đèn (tròn):** Ngày nay, những cột nước rất thấp cũng có thể sử dụng để phát điện với tính khả thi về kinh tế. Tua bin bóng đèn là giải pháp hiệu quả đối với cột nước thấp từ 30 m trở xuống. Thuật ngữ "bóng đèn" mô tả hình dáng của một hộp kín nước ở phía thượng nguồn chứa máy phát điện đặt trên một trục nằm ngang. Máy phát điện quay do một cánh quạt có bước cánh điều chỉnh được (hoặc tua bin Kaplan) đặt bên phía hạ lưu của tua bin bóng đèn.
- **Cải tiến trong công tác xây dựng:** Chi phí xây dựng liên quan đến xây dựng công trình thủy điện mới có thể lên đến 70% tổng chi phí của công trình, do đó các cải tiến về phương pháp, công nghệ và vật liệu đối với quy hoạch, thiết kế và xây dựng công trình có tiềm năng lớn (Tài liệu tham khảo 13). Đập bê tông đầm lăn (RCC) được xây dựng sử dụng nhiều bê tông khô hơn so với các đập bê tông trọng lực truyền thống, cho phép xây dựng trong thời gian ngắn hơn và chi phí thấp hơn.
- **Nâng cấp hoặc cải tạo các nhà máy cũ** để cải thiện hiệu suất và thông số môi trường.
- **Bổ sung các tổ máy thủy điện** cho các đập hiện có hoặc các dòng nước.

Ví dụ về những dự án hiện có

Tài liệu tham khảo 19 chỉ rõ tiềm năng kinh tế của thủy điện nhỏ (<30 MW) ở Việt Nam là 15.000 MW. Đến nay công suất đặt của thủy điện nhỏ đã đạt hơn 5.000 MW [Tài liệu tham khảo 21].

Nhà máy thủy điện lớn (>30 MW): Lai Châu (Tài liệu tham khảo 20)

Lai Châu là nhà máy thủy điện thượng nguồn đầu tiên trên bậc thang thủy điện sông Đà của Việt Nam. Nhà máy nằm ở tỉnh Lai Châu, với công suất đặt là 1.200 MW, gồm 3 tổ máy 3x400 MW. Nhà máy khởi công xây dựng vào tháng 01/2011 và khánh thành vào tháng 12/2016, sớm hơn kế hoạch 1 năm.

Lai Châu là nhà máy thủy điện có hồ chứa, với diện tích lưu vực là 26.000 km², dung tích hồ là 1,21 tỷ m³ và dung tích hiệu dụng là 800 triệu m³. Mức nước dâng bình thường là 295 m và mức nước chết là 265 m, lưu lượng nước lớn nhất chảy qua tua bin là 1664,2 m³/s. Nhà máy thủy điện Lai Châu sử dụng tua bin Francis có hiệu suất điện thuần là 96%. Tốc độ điều chỉnh công suất là 66,8% /phút và thời gian khởi động là 2 giây.

Tổng mức đầu tư của nhà máy thủy điện Lai Châu (kể cả đập) là 1,105 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2019 trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng) với suất đầu tư danh nghĩa là 0,93 triệu USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí nêu trên) là 1,74 tỷ USD, tương ứng với 1,45 triệu USD/MW.

Nhà máy thủy điện nhỏ (<30 MW): Sông Bung 6

Nhà máy thủy điện (NMTĐ) Sông Bung 6 nằm ở tỉnh Quảng Nam có hai tổ máy với tổng công suất là 29 MW và là loại thủy điện dòng chảy. Nhà máy khởi công xây dựng vào tháng 8/2010 và bắt đầu vận hành từ tháng 01/2013. Đây là nhà máy có cột nước thấp sử dụng tua bin bóng đèn với cột nước tính toán là 13,4 m (cột nước lớn nhất là 15,5 m), lưu lượng đầu vào lớn nhất là 240 m³/s. Dung tích hồ chứa là 3,29 triệu m³ với mực nước dâng bình thường là 31,8 m. Hiệu suất điện thuần của nhà máy là 96%. Tổng vốn đầu tư là 38 triệu USD (USD năm 2019) tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 1,33 triệu USD/MW_e.

Mở rộng nhà máy hiện có: NMTĐ Hòa Bình mở rộng (Tài liệu tham khảo 21), (Tài liệu tham khảo 22)

Dự án mở rộng Nhà máy Thủy điện Hòa Bình gồm 2 tổ máy với tổng công suất 480 MW. Cửa lấy nước đặt tại xã Thái Thịnh, đường hầm dẫn nước và nhà máy mở rộng đặt tại phường Phương Lâm, thành phố Hòa Bình, tỉnh Hòa Bình. Dự án được triển khai trên cùng khu vực với Nhà máy Thủy điện Hòa Bình hiện hữu – một công trình quan trọng của hệ thống điện quốc gia – vì vậy mọi hoạt động xây dựng đều được tính toán kỹ lưỡng và giám sát chặt chẽ nhằm bảo đảm an toàn tuyệt đối cho các công trình hiện hữu, đồng thời giảm thiểu rung chấn và tác động môi trường đến khu vực xung quanh.

Tổ máy số 1 của dự án đã hòa lưới điện quốc gia vào ngày 19/8/2025. Tổ máy số 2 của dự án đã hòa lưới điện quốc gia vào tháng 11/2025.

Theo thiết kế, khi đi vào vận hành, Dự án mở rộng Nhà máy Thủy điện Hòa Bình sẽ cung cấp khoảng 500 triệu kWh điện mỗi năm, qua đó tăng cường năng lực phát điện cho khu vực miền Bắc. Dự án cũng tận dụng tối đa lượng nước xả thừa trong mùa lũ từ nhà máy hiện hữu để phát điện, góp phần giảm tải vận hành cho các tổ máy hiện có.

Nhà máy có 2 tua bin Francis, có trục thẳng đứng nối với máy phát điện đồng bộ ba pha. Nhà máy điện mở rộng không làm thay đổi diện tích lưu vực và dung tích hồ chứa hiện có. Mực nước dâng bình thường và mực nước chết lần lượt tương ứng vẫn ở mức 117m và 80m, nhưng mực nước vận hành thấp nhất tăng từ 80m lên 87m. Lưu lượng nước thiết kế của nhà máy mở rộng là 600 m³/s, làm tăng tổng lưu lượng của nhà máy sau khi mở rộng lên đến 3000 m³/s.

Tổng mức đầu tư của nhà máy thủy điện Hòa Bình mở rộng là 303 triệu USD (quy đổi về USD năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng) với suất đầu tư danh nghĩa là 0,63 triệu USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí trên) là 374 triệu USD, tương ứng với 0,78 triệu USD/MW.

Ví dụ của Na Uy

Nhiều dự án thủy điện hiện nay trên thế giới không phải là những nhà máy mới mà là dự án nâng cấp những nhà máy hiện có. Những dự án này có thể bao gồm diện tích lưu vực mới (tăng sản lượng điện hàng năm) hoặc tăng quy mô hồ chứa và thêm công suất tua bin. Công suất càng cao (với lưu lượng nước vào hồ như nhau) có thể làm cho nhà máy đáp ứng tốt hơn cho phụ tải đỉnh, điều này là cần thiết để cân bằng với điện gió và điện mặt trời. Một dự án mở rộng và hiện đại hóa như vậy là nhà máy thủy điện Nedre Rossaga ở Na Uy, được hoàn thành vào năm 2016. Ngoài việc hiện đại hóa những tua bin hiện có, một trạm điện mới với một tổ máy tua bin bổ sung đã được lắp đặt, nâng tổng công suất đặt từ 250 MW lên 350 MW.

Ước tính số liệu

Chi phí đầu tư ban đầu của các nhà máy thủy điện phụ thuộc rất lớn vào vị trí xây dựng. Mặc dù thủy điện cũng hưởng lợi từ hiệu quả kinh tế theo quy mô như hầu hết các công nghệ phát điện, nhưng các vị trí tốt và dễ tiếp cận nhất cho thủy điện quy mô lớn có thể đã được khai thác; trong một số trường hợp, thủy điện dòng chảy (quy mô nhỏ) được xây dựng với chi phí thấp hơn. Đối với thủy điện lớn, dữ liệu còn hạn chế và độ lệch chuẩn so với chi phí trung bình cũng không rõ ràng. Dữ liệu dự án từ IRENA cho thấy rằng – về trung bình – chi phí đầu tư ban đầu của các nhà máy thủy điện có xu hướng khá ổn định qua các năm. Trên thực tế, công nghệ này đã rất trưởng thành, và những tiến bộ công nghệ hạn chế có thể bị bù trừ bởi chi phí phát triển cao hơn (ví dụ: các yêu cầu đánh giá môi trường nghiêm ngặt hơn). Ngoài ra, chi phí đầu tư của một số dự án hiện có như Lai Châu (thủy điện lớn) và Sông Bung (thủy điện nhỏ) tại Việt Nam thấp hơn đáng kể so với dữ liệu quốc tế. Đồng thời, tỷ lệ đường cong học tập (learning rate) cũng được xem xét khi xác định các giá trị cuối cùng cho năm 2030 và 2050. Các giá trị cuối cùng được trình bày ở đây dựa trên cách tiếp cận thận trọng, cân bằng giữa dữ liệu quốc tế và dữ liệu trong nước. Khuyến nghị cần xem xét các điều kiện địa phương khi ước tính chi phí đầu tư cho các nhà máy thủy điện trong quy hoạch năng lượng.

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Thủy điện lớn (Hồ chứa)						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		2,00	2,00		1,99	1,98
Cẩm nang công nghệ - Colombia 2025		2,57	2,57			2,54
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024		2,32	2,23			2,07
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	1,90		1,90			1,90
IRENA 2024*	2,25	2,33				
IEA WEO 2025 – Ấn Độ**		2		2		2
IEA WEO 2025 – Trung Quốc**		1,6		1,6		1,6
* Trung bình gia quyền toàn cầu của tổng chi phí đầu tư lắp đặt các nhà máy thủy điện lớn						
** Chi phí đầu tư của các nhà máy thủy điện quy mô lớn theo kịch bản chính sách hiện hành						

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Thủy điện nhỏ						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		1,80	1,80		1,79	1,79
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024		2,64	2,54			2,36
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	1,65		1,65			1,65
IRENA 2024*	2,97	1,82				
IEA WEO 2025 – Ấn Độ**		3,05		3,05		3,05
IEA WEO 2025 – Trung Quốc**		2,00		2,00		2,00
* Trung bình gia quyền toàn cầu của tổng chi phí đầu tư lắp đặt các nhà máy thủy điện nhỏ						
** Chi phí đầu tư của các nhà máy thủy điện quy mô lớn theo kịch bản chính sách hiện hành						

Tài liệu tham khảo

- [1] IEA, *Lộ trình công nghệ thủy điện*, Cơ quan Năng lượng quốc tế, Paris, Pháp, 2012.
- [2] Hiệp hội thủy điện quốc gia (NHA) và Quỹ nghiên cứu thủy điện (HRF), “Công nghệ thủy điện nhỏ: Báo cáo tóm tắt”, Cuộc họp thượng đỉnh do Phòng thí nghiệm quốc gia Oak Ridge tổ chức, Washington, D.C, 2010.
- [3] MEMR, *Sổ tay thông kê năng lượng và kinh tế của Indonesia 2016*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia, 2016.
- [4] Branche, E., “Thủy điện: nguồn điện có hiệu quả cao nhất trong quá trình CDM, phản ánh chất lượng cao của thủy điện so với các nguồn năng lượng tái tạo khác”, EDF, Paris, 2011.
- [5] Eurelectric, *Thủy điện: Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi*, Báo cáo của Eurelectric, tháng 6, 2015.
- [6] Vuorinen, A., *Quy hoạch hệ thống điện tối ưu*, Ekoenergo Oy, Phần Lan, 2008.
- [7] Stepan, M., “Cách tiếp cận 3 pha”, trình bày tại *Hội thảo về cải tạo thủy điện*, Ngân hàng Thế giới, ngày 12-13 tháng 10, Washington D.C, 2011.
- [8] IHA, “Báo cáo thủy điện 2017 của IHA”, Hiệp hội Thủy điện quốc tế, London, 2017.
- [9] IPCC, “Các nguồn năng lượng tái tạo và giảm thiểu biến đổi khí hậu”, Báo cáo đặc biệt của Nhóm công tác III của IPCC: Tóm tắt thực hiện. Tập chí Trường Đại học Cambridge, Cambridge, Vương quốc Anh và New York, NY, Hoa Kỳ, 2011.
- [10] IRENA, “Thủy điện”, *Các công nghệ năng lượng tái tạo: Các phân tích chi phí*, Tập 1: Ngành điện, Số 3/5, IRENA, Đức, 2012.
- [11] IEA-ETSAP và IRENA, “Thủy điện: Tóm tắt công nghệ”, 2015.
- [12] Tài chính Năng lượng mới Bloomberg (BNEF), *Q2 2012 Cập nhật chi phí quy dẫn của điện năng*, ngày 04 tháng 4, 2012.
- [13] ICOLD (Ủy ban quốc tế về đập lớn), “Tiết kiệm chi phí trong các đập”, *Bulletin Rough 144*, www.icold-cigb.org, 2011,
- [14] Bộ Năng lượng, Hoa Kỳ, www.energy.gov/eere/water/types-hydropower-plants, Truy cập ngày 20/7/2017
- [15] General Electric, www.gerenewableenergy.com, Truy cập ngày 20/7/2017.
- [16] Thủy điện thông minh, www.smart-hydro.de, Truy cập ngày 20/7/2017.
- [17] Itaipu Binacional, www.itaipu.gov.br/en/energy/energy, Truy cập ngày 20/7/2017.
- [18] TEMP.CO, <https://m.tempo.co/>, Truy cập ngày 13/9/2017.
- [19] Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Viện Năng lượng, Dự thảo “Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050”, 2023.
- [20] PECC1, “Nhà máy thủy điện Lai Châu – Báo cáo thiết kế kỹ thuật”, 2011.
- [21] Tập đoàn Điện lực Việt Nam, “Báo cáo tóm tắt hoạt động năm 2022”, 2022.
- [22] <https://vnexpress.net/to-may-1-du-an-thuy-dien-hoa-binh-mo-rong-co-the-hoa-luoi-trong-thang-8-4910753>

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025.

Nhà máy thủy điện – Hệ thống nhỏ											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW _e	10	10	10	10	1	30	1	30		
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW _e	20	20	20	20	1	30	1	30		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	95	95	95	95	85	97	85	97		5
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	95	95	95	95	85	97	85	97		5
Ngừng máy cưỡng bức	%	4	4	4	4	2	10	2	10		5
Ngừng máy theo kế hoạch	%	10,6	10,6	10,6	10,6	5,8	19,2	5,8	19,2		7
Tỉ lệ tự dừng	%	0,7	0,7	0,7	0,7	0,4	1,3	0,4	1,3		
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	40	90	40	90		5
Thời gian xây dựng	năm	3	4	4	4	2	6	2	6		5
Yêu cầu không gian	1000 _m ² /MW _e	32	32	32	32	11	69	11	69		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	59	59	59	59	57	70	57	70		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	50	50	50	50	40	65	40	65		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	50	50	50	50	30	100	30	100		6
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	0	0	0	0	0	0	0	0		6
Thời gian khởi động ấm	Giờ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		6
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		6
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	1,0	0,3	1,0		
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	1,0	0,3	1,0		
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW _e	1,80	1,80	1,79	1,79	0,80	4,40	0,79	4,36	A	
- Tỉ lệ thiết bị	%	40	40	40	40	40	40	40	40		1
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	60	60	60	60	60	60	60	60	B	1
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW _e	0,72	0,72	0,72	0,71	-	-	-	-	A	
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW _e	1,08	1,08	1,07	1,07	-	-	-	-	A	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW _e /năm	39.600	39.503	39.365	39.280	16.000	110.000	15.871	109.110	A, C	

Nhà máy thủy điện – Hệ thống nhỏ											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD /MW h	0,5	0,5	0,5	0,5	0,38	0,63	0,37	0,62	D	
Chi phí khởi động	USD /MW -e/ lần										
Số liệu riêng của công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/M Wh	~1000	~1000	~1000	~1000	-	-	-	-	E	2, 3, 4

Ghi chú:

- A Chi phí phụ thuộc vào vị trí dự án. Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, giả định tỷ lệ học tập 1% dựa trên các giả định của IEA trong Mô hình Năng lượng và Khí hậu Toàn cầu, bao gồm các dự báo công suất trong Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới (World Energy Outlook) 2025 của IEA, với kịch bản Chính sách hiện hành (Stated Policies) làm giá trị trung tâm.
- B Đối với các nhà máy thủy điện, các hạng mục xây dựng công trình dân dụng và đào đắp đất thường chiếm tỷ trọng đáng kể trong tổng chi phí và được tính trong phần chi phí lắp đặt, theo cách tiếp cận phương pháp luận tổng thể của Danh mục Công nghệ.
- C Chi phí vận hành và bảo dưỡng tương đương 2,2% CAPEX mỗi năm theo IEA, với khoảng bất định từ 2% đến 2,5% đối với các nhà máy quy mô lớn theo IRENA.
- D Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) ước tính khoảng +/- 25%.
- E Mức tiêu thụ nước có thể thay đổi rất lớn. Giá trị này dựa trên tổn thất do bay hơi, vốn phụ thuộc vào quy mô hồ chứa. Nếu không có hồ chứa, mức tiêu thụ nước có thể rất thấp.

Tài liệu tham khảo

- 1 IRENA, 2025 - Chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2024
- 2 Viện Tài nguyên Thế giới (World Resources Institute), 2020 – Hướng dẫn tính toán lượng nước sử dụng gián tiếp (hàm chứa) trong điện năng mua vào
- 3 SINTEF, 2016 – Dấu chân nước vòng đời của hai dự án thủy điện tại Na Uy
- 4 Phòng thí nghiệm Quốc gia Argonne, 2018 – Tiêu thụ nước theo vùng đối với phát điện thủy điện và nhiệt điện tại Hoa Kỳ
- 5 Stepan, Hội thảo về cải tạo thủy điện, “Cách tiếp cận 3 giai đoạn”, 2011
- 6 Eurelectric, “Thủy điện – Hỗ trợ một hệ thống điện đang chuyển đổi”, 2015
- 7 Dựa trên các dự án tại Việt Nam

Nhà máy thủy điện – Hệ thống lớn											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	150	150	150	150	30	400	0	0		5, 6, 7
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	150	150	150	150	30	2000	30	2000		5, 6, 7
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	95	95	95	95	85	97	85	97		8
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	95	95	95	95	85	97	85	97		8
Ngừng máy cưỡng bức	%	4	4	4	4	2	10	2	10		5
Ngừng máy theo kế hoạch	%	11,5	11,5	11,5	11,5	5,8	19,2	5,8	19,2		9
Tỉ lệ tự dùng	%	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5	1,5	0,5	1,5		
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	40	90	40	90		9, 5
Thời gian xây dựng	năm	4	4	4	4	2	6	2	6		9, 5
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	100	100	100	100	47	143	47	143		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	53	53	53	53	49	60	49	60		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	45	45	45	45	35	55	35	55		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	50	50	50	50	30	100	30	100		10
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	0	0	0	0	0	0	0	0		10
Thời gian khởi động ấm	Giờ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,00	0,3	0,0	0,3		10
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,00	0,3	0,0	0,3		10
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	1,0	0,3	1,0		
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	1,0	0,3	1,0		
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	2,00	2,00	1,99	1,98	0,75	8,80	0,74	8,73	A	
- Tỉ lệ thiết bị	%	30	30	30	30	20	50	20	50		1
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	70	70	70	70	50	80	50	80	B	1
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	0,60	0,60	0,60	0,60	-	-	-	-	A	
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	1,40	1,40	1,39	1,39	-	-	-	-	A	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	44.000	43.893	43.739	43.644	15.000	220.000	14.879	218.220	A, C	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0,75	0,75	0,75	0,74	0,56	0,94	0,56	0,93	D	
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần										
Số liệu riêng của công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	19000	19000	19000	19000	-	-	-	-	E	2, 3, 4

Ghi chú:

- A Chỉ phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, giả định tỷ lệ học tập 1% dựa trên các giả định của IEA trong Mô hình Năng lượng và Khí hậu Toàn cầu, bao gồm các dự báo công suất trong Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới (World Energy Outlook) 2025 của IEA, với kịch bản Chính sách hiện hành (Stated Policies) làm giá trị trung tâm.
- B Đối với các nhà máy thủy điện quy mô lớn, các hạng mục xây dựng công trình dân dụng và đào đắp đất để hình thành hệ thống đường hầm và đập thường chiếm tỷ trọng lớn nhất trong tổng chi phí (khoảng 50% theo IEA). Các chi phí này được tính trong chi phí lắp đặt, theo phương pháp luận tổng thể của Danh mục Công nghệ.
- C Chi phí vận hành và bảo dưỡng tương đương 2,2% CAPEX mỗi năm theo IEA, với khoảng bất định từ 2% đến 2,5% đối với các nhà máy quy mô lớn theo IRENA.
- D Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) ước tính khoảng +/- 25%.

- E Mức tiêu thụ nước có thể thay đổi rất lớn. Giá trị này dựa trên tổn thất do bay hơi, vốn phụ thuộc vào quy mô hồ chứa. Nếu không có hồ chứa, mức tiêu thụ nước có thể rất thấp. Ngược lại, nếu hồ chứa lớn, tổn thất do bay hơi có thể rất đáng kể.

Tài liệu tham khảo

- 1 IRENA, 2025 - Chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2024
- 2 Phòng thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia (NREL), 2011 – Tổng quan về các hệ số tiêu thụ và lấy nước trong vận hành của các công nghệ phát điện
- 3 Viện Tài nguyên Thế giới (World Resources Institute), 2020 – Hướng dẫn tính toán lượng nước sử dụng gián tiếp (hàm chứa) trong điện năng mua vào
- 4 Phòng thí nghiệm Quốc gia Argonne, 2018 – Tiêu thụ nước theo vùng đối với phát điện thủy điện và nhiệt điện tại Hoa Kỳ
- 5 Ea Energy Analyses và Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia – Danh mục công nghệ phát điện và lưu trữ điện”, 2024
- 6 Prayogo, “Công nghệ thủy điện nhỏ trong việc khai thác tài nguyên nước nhằm hỗ trợ phát triển nông thôn. Hội thảo sản phẩm nghiên cứu của Bộ Kimpraswill Makassar”, 2003.
- 7 General Electric, www.gerenewableenergy.com.
- 8 Stepan, Hội thảo về phục hồi thủy điện, “Cách tiếp cận 3 giai đoạn”, 2011.
- 9 Dựa trên các dự án tại Việt Nam.
- 10 Eurelectric, “Thủy điện – Hỗ trợ một hệ thống điện đang trong quá trình chuyển đổi”, 2015.

7. ĐIỆN MẶT TRỜI

Mô tả công nghệ

Điện mặt trời là công nghệ chuyển đổi năng lượng từ ánh sáng mặt trời thành điện năng với sự hỗ trợ của các tấm quang điện trong đó bao gồm các tế bào quang điện. Tế bào quang điện là thành phần bán dẫn tạo ra điện năng khi tiếp xúc với ánh sáng. Khi ánh sáng mặt trời chiếu vào, các photon kích thích electron, tách electron khỏi các nguyên tử trong vật liệu bán dẫn (silicon), tạo ra các cặp electron – lỗ trống. Mỗi tế bào quang điện có tích hợp một trường điện tạo ra bởi mối nối của hai loại silicon khác nhau (loại n và loại p). Trường điện này khiến các electron bị kích thích di chuyển về phía lớp loại n và các lỗ trống di chuyển về phía lớp loại p, tạo ra dòng điện. Chuyển động của các electron là theo một hướng duy nhất (từ lớp loại n đến lớp loại p) tạo ra dòng điện một chiều (DC). Sau đó, dòng điện một chiều (DC) được bộ biến tần (inverter) chuyển đổi thành dòng điện xoay chiều (AC) để có thể sử dụng cho các thiết bị điện trong nhà hoặc chuyển lên lưới điện. Để đảm bảo hiệu quả, các tế bào quang điện thường được nối với nhau và cán mỏng thành (hoặc đặt lên) một tấm kính để tạo ra một tấm quang điện được xếp lớp cơ học và được bảo vệ trước tác động của thời tiết. Dòng điện tạo ra tại các tấm quang điện là dòng điện một chiều.

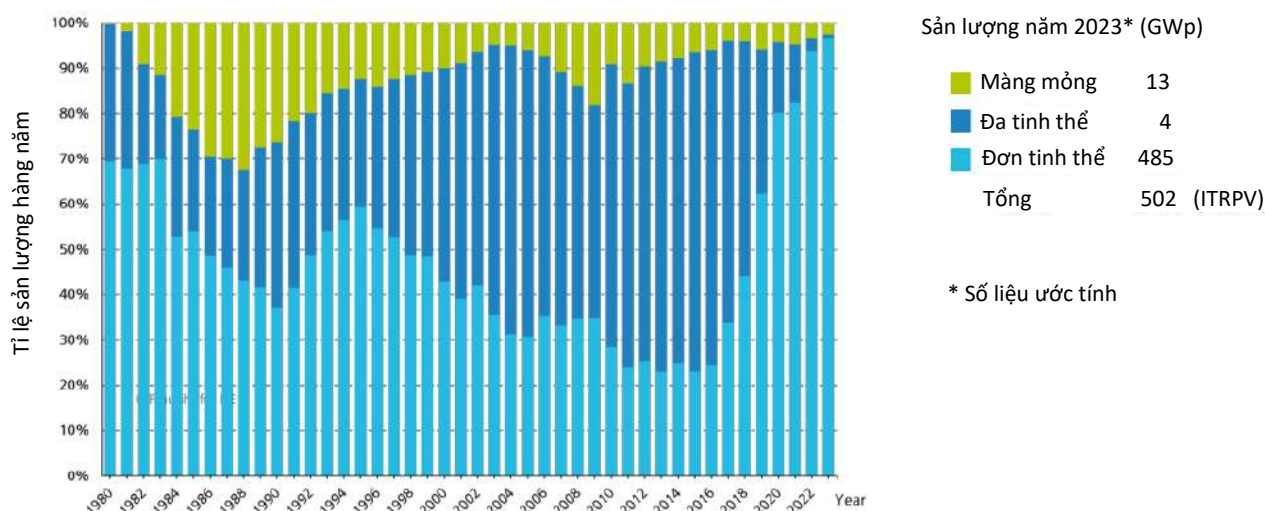
Các tấm quang điện bao gồm nhiều tế bào quang điện kết nối với nhau, được phân loại theo loại vật liệu hấp thụ, bao gồm silicon tinh thể, màng mỏng, perovskite và các dẫn xuất nguyên khối. Silicon tinh thể (c-si) là vật liệu nền được khai thác nhiều nhất và thường ở dạng wafer. Các loại đơn tinh thể và đa tinh thể chiếm ưu thế trên thị trường và xu hướng này được dự báo sẽ duy trì trong tương lai nhờ tính cạnh tranh về chi phí và hiệu suất [1,2,3,4]. Vật liệu đơn tinh thể có hiệu suất cao hơn so với các vật liệu đa tinh thể, nhưng vật liệu đa tinh thể có thể đạt hiệu suất cao hơn trong tương lai. Tấm quang điện màng mỏng được làm từ các vật liệu composite khác như cadmium telluride hoặc đồng indium gallium, cùng nhiều vật liệu khác. Tế bào quang điện đơn tinh thể được làm từ các hợp chất bao gồm các chất trong nhóm III và V (Ga, As, In, P), thường được phủ lên chất nền Ge. Các tế bào quang điện đa kết nối có hiệu suất cao như vậy chủ yếu được sử dụng trong lĩnh vực hàng không vũ trụ hoặc các hệ thống quang điện tập trung (CPV), vốn hoạt động hiệu quả nhất ở những khu vực có bức xạ mặt trời trực tiếp dồi dào. Nhìn chung, tế bào quang điện perovskite cho thấy tiềm năng lớn về hiệu suất nhưng hiện vẫn gặp các vấn đề nghiêm trọng liên quan đến độc tính, độ ổn định và khả năng mở rộng sản xuất quy mô lớn. Mặc dù chưa được thương mại hóa, loại tế bào này có thể được sử dụng làm lớp trên cùng trong các tế bào tiếp đôi với chất nền c-Si, giúp hấp thụ hiệu quả phổ ánh sáng mặt trời rộng. Đồng kẽm thiếc sunphide (CZTS) là một ứng viên ổn định khác cho các thiết kế tiếp đôi trong tương lai.

Quy trình sản xuất - Phương pháp nuôi tinh thể

Phương pháp đúc đa tinh thể là công nghệ kết tinh phổ biến từ đầu những năm 2000, nhờ khả năng sử dụng linh hoạt mọi dạng silicon tinh khiết, bất kể hình dạng (wafer vỡ, phần đầu và đuôi từ quá trình nuôi đơn tinh thể) và dư lượng tạp chất. Tuy nhiên, như đã nêu trong Hình 40, trong vài năm trở lại đây, hầu hết các doanh nghiệp quang điện lớn đều đang chuyển sang tập trung hoàn toàn vào công nghệ đơn tinh thể, chỉ bổ sung công suất sản xuất mới dựa trên các giải pháp đơn tinh thể do hiệu suất của những giải pháp này cao hơn một chút. Việc mở rộng quy mô sản xuất đã giúp giảm giá thành tế bào silic đơn tinh thể (mono-Si), từ đó tăng khả năng cạnh tranh về chi phí. Ngoài ra, các yếu tố khác như tỷ lệ suy giảm công suất thấp hơn và tính thẩm mỹ cao hơn cũng ảnh hưởng đến lựa chọn của khách hàng dân dụng, góp phần vào xu hướng chuyển dịch này. Vào năm 2023, hơn 95% thị trường năng lượng mặt trời toàn cầu dựa trên các sản phẩm đơn tinh thể [5]. Thị phần dự kiến sẽ tiếp tục tăng.

Bên cạnh đó, các xu hướng vĩ mô khác cũng đang định hình lại thị trường sản phẩm silicon trong những năm tới, trong đó, wafer kích thước lớn hơn và các sản phẩm loại n dự kiến sẽ trở nên phổ biến. Những thay đổi này đang diễn ra nhanh chóng đến mức tác động của thay đổi chưa được phản ánh đầy đủ trong các báo cáo và số liệu thống kê thị trường hiện nay. Xu hướng chuyển sang kích thước wafer lớn hơn được thúc đẩy bởi nhu cầu tối ưu hóa chi phí xử lý từ wafer đến tế bào quang điện đến tấm quang điện. Một số quy trình phụ phát sinh chi phí tỷ lệ thuận với diện tích wafer (và do đó không được hưởng lợi từ việc tăng kích thước), trong khi những quy trình khác - chẳng hạn như quy trình sản xuất hàng loạt - lại có chi phí tỷ lệ thuận với số lượng sản phẩm, giúp giảm chi phí khi kích thước wafer tăng lên. Việc chuyển đổi từ loại p sang loại n tương ứng với sự thay đổi chất pha tạp (doping) chính (từ Bor hoặc Gali sang Phospho) và từ đó làm thay đổi điện tích của hạt tải điện chủ yếu trong wafer từ dương (lỗ trống) sang âm (electron), giúp kéo dài vòng đời của hạt tải thiểu số – một tham số tối ưu quan trọng trong thiết kế tấm quang điện theo vật

lý bán dẫn [5].



Hình 40: Lịch sử thị phần toàn cầu của các công nghệ tế bào quang điện khác nhau [5].

Quy trình sản xuất - Phương pháp cắt wafer

Lớp nền silicon hoạt tính cấu thành nên tế bào quang điện được cắt ra từ thỏi hoặc khối silicon bằng cưa dây. Kể từ khi công nghệ này được phát minh vào những năm 1990, các hạt silicon carbide cứng trong dung dịch glycol đã được sử dụng làm vật liệu mài chủ đạo. Tuy nhiên, trong những năm gần đây, giải pháp này gần như được thay thế hoàn toàn bằng dây phủ kim cương kết hợp với nước làm mát thông thường. Phương pháp này có chi phí vận hành thấp hơn do loại bỏ được công đoạn tái chế dung dịch, cho phép cắt các tấm wafer mỏng hơn và tạo ra bề mặt wafer phù hợp hơn cho các công đoạn xử lý sau làm sạch, ví dụ: tạo cấu trúc vi phân hình kim tự tháp hoặc các phương pháp xử lý bề mặt chống phản xạ khác bằng cách khắc [6].

Cấu trúc tế bào quang điện

Cấu trúc phổ biến nhất là công nghệ PERC (Passivated Emitter and Rear Cell - Bộ phát thụ động và Tiếp điểm phía sau), trong đó bổ sung một bước xử lý nhằm giảm tái tổ hợp hạt tải tại bề mặt bằng cách “thụ động hóa” các bề mặt này (thường là bằng một lớp màng mỏng ở mức nanomet của silicon dioxide, nhôm oxit hoặc oxy-nitrit). Ngoài ra, các công nghệ khác bao gồm PERT (Bộ phát thụ động phía sau khuếch tán hoàn toàn), HJT (Công nghệ dị hợp) hoặc TopCON (Điều tiết điện trượt qua màng chắn oxy hoá) cũng đang được triển khai tại các nhà máy sản xuất quy mô lớn, nhờ tiềm năng đạt hiệu suất cao hơn (lên đến 24–25% so với mức tối đa khoảng 20–21% của công nghệ Al-BSF)[7].

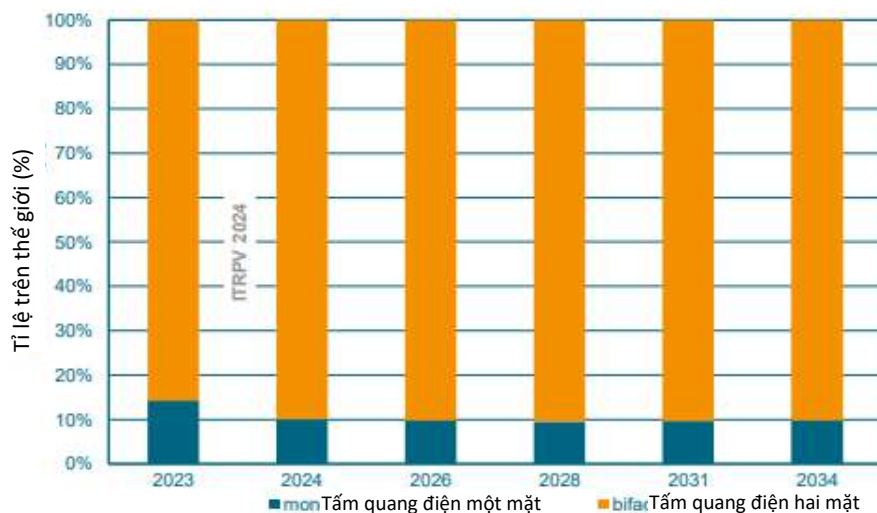
Tấm quang điện

Phương pháp bọc các tế bào quang điện thành tấm quang điện đã có nhiều thay đổi trong vài năm gần đây. Mặc dù lớp bảo vệ phía trước vẫn được làm bằng kính cường lực bán phần có cấu trúc vi mô và được phủ lớp chống phản xạ dày 2,2 – 3,2 mm, ngày càng nhiều tấm quang điện thay thế lớp màng polymer phía sau bằng một tấm kính khác, tạo ra cấu trúc cứng cáp hơn về mặt cơ học và được bảo vệ tốt hơn. Thiết kế này mở ra khả năng loại bỏ khung nhôm. Ngoài ra, các vật liệu bọc trong suốt hơn như polyolefin và các lớp phủ bề mặt chống bám bẩn giờ đây cũng đã được đưa vào sử dụng [7].

Tấm quang điện hai mặt và tế bào quang điện cắt đôi

Tấm quang điện hai mặt có khả năng thu ánh sáng từ cả mặt trước và mặt sau. Cấu hình này đã phát triển mạnh trong những năm gần đây, đặc biệt trong các hệ thống quy mô lớn lắp đặt trên mặt đất và các mái nhà thương mại. Tại đây, tấm quang điện được lắp đặt trên mái phẳng với kết cấu tương tự như các nhà máy điện mặt trời lắp đặt trên mặt đất. Tấm quang điện hai mặt tận dụng ánh sáng phản xạ từ các bề mặt như cỏ, tuyết hoặc mái nhà màu trắng, và bất kỳ bề mặt nào khác có hệ số phản xạ đủ cao để phản chiếu ánh sáng và năng lượng trở lại. Ngoài ra, công nghệ tế bào quang điện cắt đôi đã nhanh chóng được ứng dụng rộng rãi. Trong đó, các tế bào quang điện bên trong tấm quang điện được chia làm đôi để tăng hiệu suất bằng cách giảm tổn thất điện trở. Dự án điện mặt trời Thuận Nam tại Việt Nam là một trong những dự án

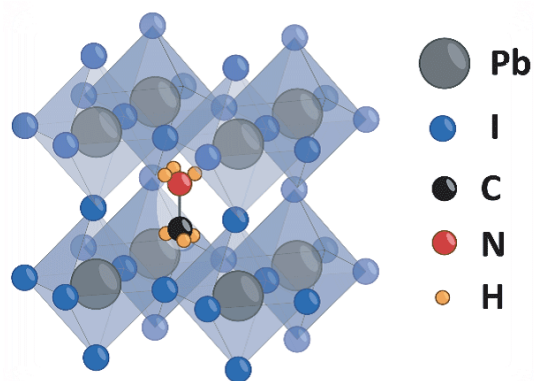
lớn đầu tiên ứng dụng tấm quang điện Tiger bifacial với công nghệ half-cell do JinkoSolar cung cấp (611 MW), giúp tăng công suất phát điện và giảm chi phí hệ thống so với tấm quang điện thông thường [37]. Công nghệ này giúp nâng cao hiệu suất phát điện và giảm chi phí hệ thống so với các tấm quang điện thông thường. Các tấm quang điện Tiger với wafer kích thước 163 mm có thể tạo ra công suất lớn hơn 20–25 W so với các tấm quang điện 166 mm, đồng thời giúp giảm thêm chi phí Cân bằng hệ thống (BOS). Đến năm 2026, theo dự báo trong Hình 41, các tấm quang điện hai mặt nền silicon sẽ chiếm 90% thị phần toàn cầu nhờ hiệu suất cao, chi phí bổ sung thấp và lợi thế tiêu chuẩn hóa của ngành sản xuất tấm quang điện năng lượng mặt trời đang phát triển [8][9].



Hình 41: Dự báo thị phần toàn cầu của tấm quang điện hai mặt so với tấm quang điện một mặt [8].

Tế bào quang điện perovskite

Tế bào mặt trời perovskite là một công nghệ màng mỏng mới sử dụng vật liệu halide chì (hoặc thiếc) hữu cơ-vô cơ lai trong cấu trúc tinh thể perovskite. Vật liệu hấp thụ có thể được phủ lên kính hoặc các nền linh hoạt dưới dạng lớp rất mỏng (cỡ micromet) bằng các quy trình nhiệt độ thấp, qua đó giúp giảm vật liệu sử dụng và có thể giúp giảm chi phí sản xuất. Các tế bào perovskite đơn lớp trong phòng thí nghiệm đã đạt hiệu suất chuyển đổi trên 25%, và các tế bào perovskite-silicon ghép nối đã vượt quá 30%, cho thấy tiềm năng lâu dài về hiệu suất tấm quang điện cao hơn các sản phẩm silicon tinh thể hiện nay [24]. Methylamoni chì triiodua (CH_3NH_3) PbI_3 , hay MAPbI_3 , là một trong những vật liệu perovskite đang được nghiên cứu hiện nay.



Hình 42: Cấu trúc tế bào quang điện perovskite phổ biến

Vật liệu perovskite có khả năng hấp thụ ánh sáng vượt trội, độ linh động và thời gian sống của hạt tải điện cao, từ đó mang lại hiệu suất thiết bị lớn và mở ra cơ hội hiện thực hóa một công nghệ chi phí thấp, có thể mở rộng ở quy mô công nghiệp. Để đạt được tiềm năng này, cần vượt qua các rào cản liên quan đến độ ổn định và tính tương thích môi trường; tuy nhiên, nếu những vấn đề này được giải quyết, công nghệ dựa trên

perovskite có tiềm năng mang tính chuyển đổi đối với việc triển khai điện mặt trời ở quy mô terawatt trong thời gian ngắn. Các đặc tính vật liệu cơ bản cũng đã thúc đẩy sự quan tâm đến việc sử dụng các chất bán dẫn perovskite lai trong phạm vi rộng hơn của các ứng dụng năng lượng, bao gồm các hệ thống điện tử và quang học truyền thống.

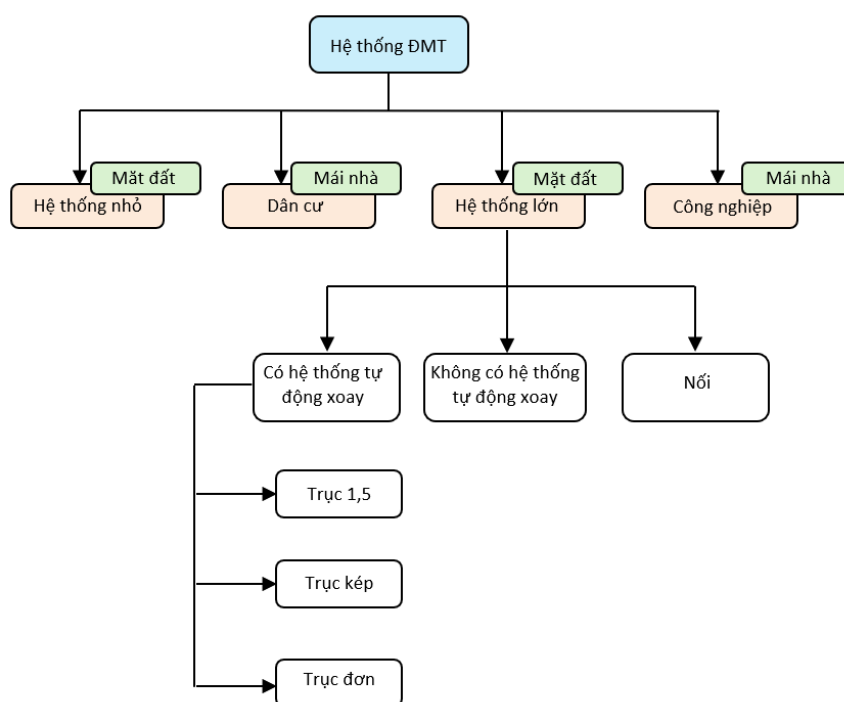
Hiện nay, NREL đang nghiên cứu phát triển tấm quang điện tandem màng mỏng hai tiếp giáp (dual-junction) sử dụng perovskite halide đa tinh thể chi phí thấp (ví dụ: $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$) cho cả lớp pin trên và lớp pin dưới. Perovskite halide đã cho thấy sự tiến bộ vượt bậc về hiệu suất pin quang điện (PV) — từ 3,8% năm 2009 lên mức được chứng nhận 22% vào năm 2016. Đáng chú ý, các pin mặt trời perovskite hiệu suất cao như vậy có thể được chế tạo từ vật liệu đa tinh thể bằng phương pháp xử lý dung dịch.

Tiềm năng lớn nhất hiện được ghi nhận ở các cấu trúc ghép nối perovskite–silicon, trong đó một tế bào perovskite được tích hợp lên tế bào silicon tinh thể truyền thống nhằm khai thác hiệu quả hơn phổ bức xạ mặt trời. Tuy nhiên, công nghệ này vẫn đang ở giai đoạn thương mại ban đầu: những thách thức liên quan đến độ ổn định lâu dài, sản xuất quy mô công nghiệp và việc sử dụng các hợp chất chì hòa tan vẫn chưa được giải quyết triệt để và tiếp tục được nghiên cứu, thí nghiệm.

Ứng dụng của hệ thống quang điện

Hệ thống quang điện là giải pháp linh hoạt để quản lý năng lượng mặt trời trong nhiều ứng dụng khác nhau, từ các hệ thống nhỏ đến các dự án điện quy mô lớn.

Các tấm quang điện được chia thành hai loại theo mục đích sử dụng, các tấm quang điện dân dụng thường có diện tích từ 1,5 - 2,1 m², còn các tấm quang điện dành cho dự án quy mô lớn có diện tích từ 2 - 3 m². Cả hai loại có công suất tương tự nhau trong khoảng 190-220 Wp/m² và có thể được chế tạo từ nhiều loại vật liệu hấp thụ khác nhau. Các tấm quang điện này có thời gian bảo hành chất lượng thông thường từ 10 - 12 năm và bảo hành vận hành tối thiểu là 25 năm, và có tuổi thọ kỳ vọng là hơn 30 - 35 năm tùy theo loại tế bào quang điện và phương pháp bọc.



Hình 43: Phân loại các ứng dụng của hệ thống quang điện theo quy mô.

Ghi chú: Không phải tất cả các tiểu danh mục đều được xem xét trong phân tích định lượng của nghiên cứu này, chỉ lựa chọn những tiểu danh mục có vai trò quan trọng ở Việt Nam ở hiện tại hoặc trong tương lai.

Ở quy mô nhỏ nhất, hệ thống quang điện thường cung cấp điện cho các hộ gia đình, mang lại năng lượng sạch cho người dùng.

Ở quy mô lớn hơn, các hệ thống quy mô công nghiệp có thể đáp ứng nhu cầu năng lượng lớn hơn của các

tòa nhà, nhà máy và công trình hạ tầng, góp phần đáng kể vào mục tiêu sản xuất năng lượng bền vững và tiết kiệm chi phí. Với các hệ thống quy mô lớn hơn, các dự án điện mặt trời quy mô tiện ích, thường lắp đặt trên mặt đất, tạo ra sản lượng lớn nhờ lợi thế kinh tế theo quy mô cũng như các lợi ích kỹ thuật về tăng sản lượng điện nhờ ứng dụng hệ thống điều hướng theo chuyển động mặt trời. Hiệu suất bổ sung của hệ thống theo điều hướng phụ thuộc vào vị trí địa lý, loại tấm quang điện, loại hệ thống điều khiển, khoảng thời gian đo lường và góc nghiêng lắp đặt. Hình 43 tóm tắt những điểm đã nêu ở trên.

Tại Việt Nam, điện mặt trời được chia làm 3 loại: điện mặt trời mặt đất, điện mặt trời nổi và điện mặt trời mái nhà. Đối với dự án điện mặt trời mặt đất, các tấm quang điện PV được lắp đặt trên khu đất trống, tương đối tốn diện tích. Điện mặt trời nổi sẽ tận dụng lắp đặt các tấm quang điện PV trên hồ nước (thường là các hồ thủy điện) nên tiết kiệm diện tích sử dụng đất, tăng hiệu suất, có thể tận dụng hạ tầng kết nối của nhà máy thủy điện song chi phí đầu tư, vận hành và bảo dưỡng yêu cầu cao hơn so với điện mặt trời mặt đất. Điện mặt trời mặt đất và điện mặt trời nổi thường có quy mô công suất lớn, từ vài chục MW đến vài trăm MW. Do đó sẽ kết nối với hệ thống điện. Điện mặt trời mái nhà bao gồm điện mặt trời mái nhà KCN, điện mặt trời mái nhà công trình công cộng và điện mặt trời mái nhà hộ gia đình có quy mô công suất nhỏ hơn, thường được sử dụng với mục đích cấp điện cho phụ tải tại chỗ, có thể kết nối lưới điện hoặc không.

Công suất của tấm quang điện

Khả năng sinh điện của một tấm quang điện điện mặt trời phụ thuộc vào cường độ bức xạ mà tấm quang điện nhận được, góc tới, phân bố phổ của bức xạ mặt trời cũng như nhiệt độ của tấm quang điện. Do đó, công suất của tấm quang điện được tham chiếu đến một bộ các điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn³ (STC) tương ứng với bức xạ 1000 W/m^2 có phân bố quang phổ AM1.5⁴ vuông góc với bề mặt của tấm quang điện và nhiệt độ của tấm quang điện là 25°C . Công suất STC này được gọi là công suất đỉnh.

Tại TCVN 7447 7 12:2019, điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn đối với mô-đun PV được tham chiếu theo tiêu chuẩn quốc tế IEC 61215. Theo đó: a) Nhiệt độ tế bào PV: 25°C ; b) Cường độ bức xạ trong mặt phẳng của tế bào hoặc mô-đun PV: $1,000 \text{ W/m}^2$; c) Phổ ánh sáng tương ứng với khối lượng không khí trong khí quyển là 1,5.

Tổn thất và điều chỉnh

Do điều kiện vận hành thực tế luôn khác với các điều kiện được quy định trong STC nên công suất trung bình của tấm quang điện trong năm sẽ khác với công suất đỉnh.

Trên thực tế, sản lượng quang điện thấp hơn so với điều kiện phòng thí nghiệm do cấu hình lắp đặt chưa tối ưu, đặc biệt là góc nghiêng và nhiệt độ môi trường ngoài trời thường cao hơn 25°C .

Vì lý do thực tế, các tổn thất khác nhau thường được tổng hợp thành một yếu tố duy nhất, được gọi là hiệu suất, phản ánh sản lượng năng lượng của hệ thống thực tế so với một hệ thống tham chiếu hoạt động trong Điều kiện Thử nghiệm Tiêu chuẩn lý tưởng. Hệ số này phản ánh tất cả các thành phần tổn thất năng lượng trong hệ thống thực tế, bao gồm tổn thất quang học (phản xạ ánh sáng từ bề mặt kính), tổn thất điện (tổn thất do không khớp mạch điện, tổn thất điện trở DC và AC), tổn thất hiệu suất so với giá trị STC trong bảng dữ liệu (khi hoạt động ở nhiệt độ khác 25°C , cường độ ánh sáng khác 1000 W/m^2 và điều kiện quang phổ khác AM1.5, v.v.), cũng như tổn thất ở biến tần và máy biến áp, tổn thất do tuyết và bụi bẩn, v.v. Sự cải thiện nhờ tính hai mặt của tấm quang điện, mặc dù không phải là một phần của phép đo công suất đỉnh STC, thường được bao gồm trong hiệu suất hoặc được trình bày riêng.

Công suất và hệ số kích thước của biến tần (inverter)

Công suất của biến tần, hay còn gọi là công suất định mức, xác định giới hạn trên của công suất mà nhà máy có thể cung cấp. Công suất của nhà máy được định nghĩa là công suất tối thiểu nằm giữa công suất của bộ biến tần và công suất nối lưới điện theo thỏa thuận với công ty điện lực, tức là công suất tối thiểu mà nhà máy có thể cung cấp vào lưới điện. Tỷ lệ giữa công suất định mức DC và công suất của nhà máy phát vào lưới AC được gọi là hệ số kích thước hoặc Tỷ lệ DC/AC. Hệ số kích thước lớn gây ra hiện tượng "cắt giảm" năng lượng trong giờ cao điểm, nhưng đồng thời giúp giảm chi phí cho bộ biến tần và kết nối lưới điện. Hệ

³ Mặc dù được chỉ định theo điều kiện STC, các mô-đun vận hành trong điều kiện NOC, với các thông số được quy định trong tài liệu kỹ thuật của từng tấm quang điện: cường độ bức xạ $800 \text{ [W/m}^2]$, nhiệt độ bề mặt 45°C , giá trị quang phổ 1,5 [AM] và vận tốc gió 1 [m/s] ở 20°C .

⁴ Hệ số khối lượng không khí xác định độ dài đường truyền quang học của bức xạ mặt trời khi truyền qua khí quyển Trái đất so với đường thẳng đứng.

số kích thước được tối ưu hóa tùy theo yếu tố hạn chế việc lắp đặt, như diện tích sẵn có, công suất lưới điện, cơ chế hỗ trợ, các ràng buộc về công suất định mức cho phép, hồ sơ tự tiêu thụ hàng ngày, hướng cố định hoặc góc nghiêng của các tấm quang điện, v.v.

Không có inverter cụ thể nào là tốt nhất cho tất cả các tình huống. Các công nghệ tấm quang điện và bố trí khác nhau có thể phù hợp với các loại inverter khác nhau. Để lựa chọn PV inverter, có thể cân nhắc giải pháp phân tán (nhiều PV inverter loại vài chục kVA đặt rải rác) hoặc giải pháp trung tâm (vài inverter $\geq 500\text{kVA}$ đặt tại chỗ). Để lựa chọn được inverter hiệu quả nhất đòi hỏi phân tích cả yếu tố kỹ thuật lẫn tài chính. Hiệu suất chuyển đổi DC-AC trực tiếp ảnh hưởng đến doanh thu hàng năm của hệ thống điện năng lượng mặt trời và thay đổi theo điện áp đầu vào DC và tải. Tại Việt Nam, hệ số sizing factor của các nhà máy điện mặt trời mặt đất đã vận hành được lựa chọn khoảng 1.2. Theo một số chuyên gia, tại các khu vực có bức xạ mặt trời kém hơn như khu vực Bắc Bộ, hệ số sizing factor nên được lựa chọn cao hơn, khoảng 1.4.

Hao mòn và suy giảm hiệu suất

Nhìn chung, hệ thống tấm quang điện tương đối bền và thông thường chỉ cần thay thế linh kiện ở mức tối thiểu trong suốt vòng đời dự án. Một số công nghệ biến tần thông thường cần được thay thế sau 10 – 15 năm [10]. Đối với tấm quang điện, sự suy giảm hiệu suất chỉ xảy ra ở mức độ hạn chế. Thông thường, tỷ lệ suy giảm hiệu suất hàng năm được xác định ở mức 0,3- 0,5% đối với tổng công suất đầu ra của hệ thống. Tùy theo mỗi loại công nghệ tấm quang điện mà có sự suy giảm hiệu suất khác nhau. Đối với tấm quang điện Silic tinh thể (c-Si), hệ số suy giảm thường sẽ cao hơn trong năm đầu vận hành do tấm quang điện bắt đầu tiếp xúc với ánh sáng, sau đó sẽ ổn định dần, đây được gọi là hệ số suy giảm do ánh sáng (Light Induced Degredation - LID). Tùy theo chất lượng tấm Silic tinh thể, hệ số suy giảm LID có thể dao động từ 0,5-2%. Các tấm quang điện có hệ số suy giảm công suất trung bình từ 0,3-1%/năm. Đối với tấm silic tinh thể, hệ số suy giảm thường là 0,4%/năm, một số hãng có thể cung cấp tấm quang điện với độ suy giảm thấp hơn. Với tấm silic vô định hình và CIGS, hệ số suy giảm trung bình ở mức 0,7-1%/năm. Còn tấm CdTe thường suy giảm ở mức 0,4-0,6%/năm. Tỷ lệ suy giảm này không phản ánh trực tiếp một cơ chế hư hỏng vật lý cụ thể, mà thể hiện quy luật hư hỏng chung theo lý thuyết độ tin cậy, với tỷ lệ hư hỏng ban đầu cao (so với các giai đoạn sau) nhưng giảm nhanh, sau đó là tỷ lệ hư hỏng thường xuyên ở mức thấp và tăng vào cuối vòng đời của sản phẩm [12]. Những hư hỏng trong hệ thống tấm quang điện chủ yếu liên quan đến các mối hàn, nứt vỡ các tế bào quang điện, xuất hiện những điểm nóng, lớp bọc kim loại bị ngả màu vàng hoặc phân lớp, hư hỏng hộp nối, lỏng dây cáp, ảnh hưởng của bão mưa đá hoặc sét đánh [12]. Rất khó đánh giá tỷ lệ suy giảm ở cấp độ dự án vì mức độ suy giảm có thể bị bù trừ hoặc lấn át bởi các yếu tố khác ảnh hưởng đến hiệu suất của từng hệ thống [2].

Hướng lắp đặt

Trên thực tế có các hình thức lắp đặt tấm quang điện cơ bản thường áp dụng cho các tấm mặt trời là: lắp cố định và điều chỉnh hướng theo sự di chuyển của mặt trời (tracking system) trong đó:

- Phương án lắp điều chỉnh hướng thường đặt trên nền phẳng do yêu cầu liên kết tuyến động, có khoảng cách giữa các tấm/ dây tấm quang điện lớn tùy theo giới hạn điều chỉnh góc xoay, yêu cầu diện tích lắp đặt lớn do cần khoảng cách để tránh bóng che nội bộ, thường chỉ áp dụng cho quy mô vừa và nhỏ, chi phí đầu tư phần cơ khí - điều khiển tự động cao, hướng xoay thường là Đông- Tây theo sự di chuyển của mặt trời. Phương án cho sản lượng điện năng cao, mức độ tăng sản lượng tùy theo góc điều chỉnh và yêu cầu sử dụng mặt bằng lớn, hạn chế quy mô công suất lắp.
- Phương án lắp cố định có thể lắp đặt trên nhiều loại địa hình, có khoảng cách lắp đặt giữa các tấm/ dây tấm quang điện nhỏ hơn, chi phí đầu tư thấp, yêu cầu về diện tích nhỏ. Phương án cho sản lượng điện năng thấp hơn phương án điều chỉnh hướng. Đối với dự án điện mặt trời mặt nước, do yếu tố nền không cố định bởi tác động của sóng, gió, dòng chảy, liên kết truyền động khó khăn nên thường sử dụng phương án lắp cố định. Với hệ thống giá đỡ cố định, các tấm tấm quang điện sẽ được đặt nghiêng một góc so với phương nằm ngang nhằm tối đa lượng bức xạ nhận được. Về lý thuyết, để đón được lượng bức xạ mặt trời tối ưu thì các tấm tấm quang điện cần nghiêng một góc bằng với vĩ độ (tilted angle - góc nghiêng) và xoay về hướng chính Nam (azimuth - góc phương vị) . Tuy nhiên, tùy thuộc vào từng khu vực cụ thể và kết hợp thêm các điều kiện khác để lựa chọn góc nghiêng phù hợp. Góc nghiêng quá lớn sẽ làm tăng khoảng cách giữa 2 hàng tấm tấm quang điện, từ đó gia tăng diện tích đất yêu cầu trên cùng một công suất lắp đặt, đồng thời cũng tăng yêu cầu về kết cấu chịu lực (gió bão) của dàn khung đỡ. Góc

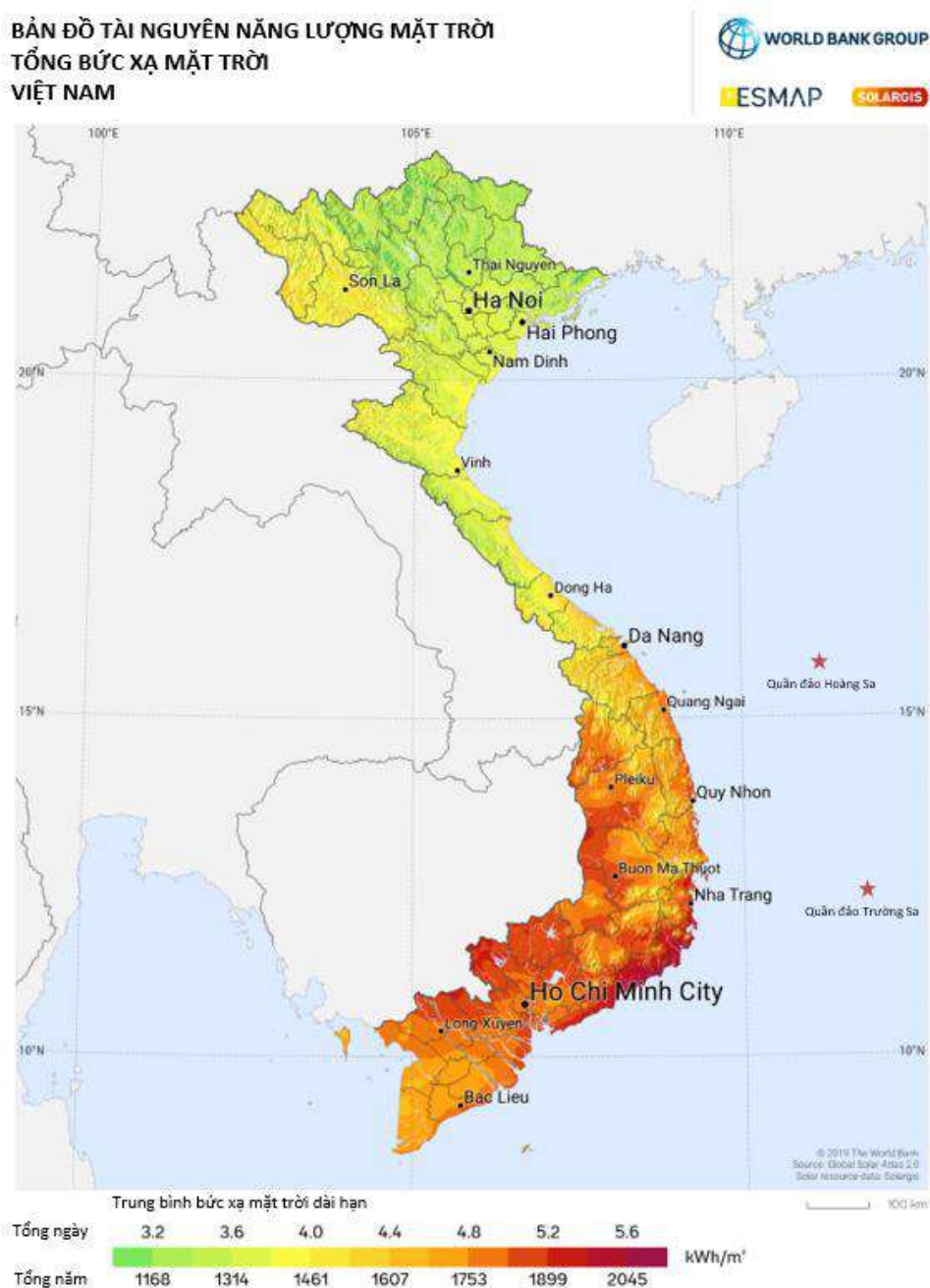
ngiêng quá nhỏ lại làm giảm khả năng vệ sinh tấm quang điện từ nước mưa. Do vị trí địa lý của Việt Nam nằm ở khoảng vĩ độ $9^{\circ} - 23^{\circ}$, vì vậy góc nghiêng tối ưu thường sẽ tương đương với góc vĩ độ.

Đầu vào

Bức xạ mặt trời là nguồn đầu vào của tấm quang điện. Lượng bức xạ mà tấm quang điện nhận được phụ thuộc vào tiềm năng năng lượng mặt trời tại vị trí lắp đặt, bao gồm điều kiện che bóng và hướng lắp đặt của tấm quang điện.

Tiềm năng tại Việt Nam

Một chỉ số đánh giá tiềm năng là Tổng bức xạ mặt trời theo phương ngang, GHI (trực tiếp và khuếch tán). Bức xạ GHI mà tấm quang điện nhận được phụ thuộc vào tiềm năng năng lượng mặt trời tại địa điểm, bao gồm bóng che và hướng của tấm quang điện (góc nghiêng so với bề mặt nằm ngang và độ lệch từ hướng nam).



Hình 44: Tiềm năng bức xạ mặt trời tại Việt Nam[13]

Năng lượng mặt trời trung bình năm được tiếp nhận trên bề mặt nằm ngang (ổng bức xạ mặt trời theo phương ngang, GHI) ở Việt Nam dao động trong khoảng 1200 kWh - 2000 kWh /m². Ở Việt Nam, tiềm năng điện mặt trời tập trung ở Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và miền Nam với vĩ độ từ 9° (Cà Mau) đến 14° (Gia Lai).

Ước tính tiềm năng điện mặt trời theo vùng dựa trên cập nhật và rà soát quỹ đất theo quy hoạch, kế hoạch sử dụng đất quốc gia theo các Nghị quyết số 39/2021/QH15 của Quốc hội và Quyết định số 326/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ như sau:

Bảng 20: Ước tính tiềm năng điện mặt trời dựa trên diện tích đất khả dụng

Đơn vị: MW

Vùng	ĐMT mặt đất	ĐMT nổi	ĐMTMN khu CN	ĐMTMN công trình công cộng	ĐMTMN hộ gia đình	Tổng
Bắc Bộ	22.345	16.859	20.692	12.650	11.147	83.692
Bắc Trung Bộ	3.952	8.895	5.150	3.121	5.542	26.660
Trung Trung Bộ	4.815	11.323	3.756	2.027	3.521	25.442
Tây Nguyên	16.418	9.124	1.496	1.506	2.448	30.993
Nam Trung Bộ	15.391	10.872	3.091	2.207	4.164	35.726
Nam Bộ	17.579	20.403	24.815	8.245	22.092	93.133
Tổng toàn quốc	80.500	77.476	59.000	29.756	48.914	295.646

Đầu ra

Các tấm quang điện tạo ra điện một chiều (DC), cần được chuyển đổi thành điện xoay chiều (AC) thông qua bộ biến tần. Một số tấm quang điện, gọi là tấm quang điện AC, có tích hợp bộ biến tần, mang lại những ưu điểm như lắp đặt dễ dàng hơn, linh hoạt về hướng đặt, khả năng chịu che bóng tốt hơn và an toàn hơn khi ngắt khẩn cấp. Tuy nhiên, các tấm quang điện này đắt hơn và chủ yếu được sử dụng trong hệ thống dân dụng. Ngoài ra, các bộ tối ưu hóa công suất thường được sử dụng cho các dãy tấm quang điện bị ảnh hưởng mạnh bởi hiện tượng che bóng. Giải pháp này rẻ hơn so với sử dụng bộ biến tần siêu nhỏ nhưng vẫn mang lại những lợi ích tương tự về an toàn và vận hành.

Sản lượng điện cuối cùng phụ thuộc vào:

- Lượng bức xạ mặt trời nhận được trên mặt phẳng của tấm quang điện (xem ở trên).
- Công suất phát lắp đặt của tấm quang điện .
- Tổn thất liên quan đến vị trí lắp đặt (bụi đất và bóng che).
- Tổn thất liên quan đến chuyển đổi từ ánh sáng mặt trời thành điện năng.
- Loại biến tần được sử dụng (nổi lưới, độc lập hoặc kết hợp).
- Tổn thất liên quan đến chuyển đổi điện từ DC sang AC trong bộ chuyển đổi điện.
- Tổn thất nổi lưới và tổn thất ở máy biến áp.
- Chiều dài và tiết diện của cáp, và chất lượng chung của các bộ phận.
- Các điều kiện thời tiết.

Công suất điển hình

Tại Việt Nam, công suất của các hệ thống điện mặt trời mái nhà dao động khá đa dạng tùy theo mục đích sử dụng và quy mô mặt bằng. Với hộ gia đình, hệ thống thường có công suất từ 3 đến 10 kWp, đủ để đáp ứng phần lớn nhu cầu điện sinh hoạt. Trong khi đó, các hệ thống lắp trên mái nhà xưởng, nhà kho tại khu công nghiệp thường có công suất lớn hơn, phổ biến từ 50 kWp đến trên 1 MWp, thậm chí có thể lên tới vài MWp đối với các khu công nghiệp lớn có diện tích mái rộng. Việc lựa chọn công suất phụ thuộc vào diện tích mái, nhu cầu tiêu thụ điện và khả năng đầu tư của chủ sở hữu.

Tại Việt Nam, hệ thống điện mặt trời mái nhà có thể được triển khai dưới hai hình thức: nổi lưới (grid-

connected) và không nối lưới (off-grid). Các hệ thống nối lưới cho phép hòa lưới điện quốc gia, giúp tận dụng nguồn điện mặt trời khi có nắng và sử dụng điện lưới khi thiếu hụt, đồng thời có thể bán lượng điện dư cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) theo chính sách hiện hành. Trong khi đó, hệ thống không nối lưới thường được lắp đặt tại các khu vực chưa có điện lưới hoặc trong các ứng dụng yêu cầu độc lập về nguồn cấp điện. Cả hai loại hình hệ thống đều có thể tích hợp với bộ lưu trữ năng lượng (hệ thống pin lưu trữ), nhằm nâng cao tính ổn định trong cung cấp điện, đặc biệt trong điều kiện không có ánh sáng mặt trời hoặc khi xảy ra sự cố lưới.

Các hệ thống quy mô lớn (utility scale) hay nhà máy điện mặt trời thường được lắp đặt trên mặt đất hoặc nổi trên mặt nước, với công suất từ 1 MW trở lên. Các dự án điện mặt trời mặt đất tại Việt Nam đã đạt quy mô rất lớn, thường từ vài chục MWp đến vài trăm MWp. Trong đó, các dự án điện mặt trời mặt đất đã vận hành có quy mô công suất lớn phải kể đến như ĐMT Xuân Thiện Easup (600 MW), ĐMT Trung Nam Thuận Nam (450 MW). Về phía điện mặt trời nổi, dự án nổi trên hồ Đa Mi có công suất thiết kế 47,5 MWp, lắp đặt khoảng 143.940 tấm quang điện trên diện tích mặt nước khoảng 50 ha và sản lượng khoảng 70 triệu kWh/năm. Các dự án mặt đất dễ dàng đạt quy mô công suất cao, do chi phí xây dựng, hạ tầng truyền tải và quỹ đất rộng hơn. Trong khi đó, điện mặt trời nổi, mặc dù có những lợi thế về làm mát tự nhiên (giảm nhiệt độ tấm quang điện), sử dụng mặt nước để hạn chế sử dụng đất, thì thường được xây với quy mô nhỏ hoặc trung bình (vài chục MWp) do giới hạn địa điểm, chi phí lắp đặt nổi và yêu cầu xử lý các vấn đề môi trường, kết cấu nổi.

Khả năng tăng giảm công suất

Năng lượng mặt trời quy mô lớn đặt ra những thách thức đáng kể đối với lưới điện, đặc biệt là trong việc quản lý tác động của điện mặt trời đến các thông số kỹ thuật quan trọng của lưới. Tính biến động và gián đoạn của năng lượng mặt trời là một vấn đề lớn, có thể gây ra sự dao động về điện áp và mất ổn định tần số. Do sản lượng điện mặt trời thay đổi theo độ che phủ của mây và thời gian trong ngày, những thay đổi nhanh chóng trong sản lượng điện có thể dẫn đến sự mất cân bằng giữa cung và cầu, ảnh hưởng đến khả năng duy trì mức điện áp ổn định của lưới điện. Ngoài ra, các trang trại điện mặt trời có thể ảnh hưởng đến quán tính lưới điện và khả năng chịu ngắn mạch, những yếu tố rất quan trọng để duy trì sự ổn định của lưới điện, đặc biệt là trong trường hợp thay đổi đột ngột về tải hoặc nguồn cung cấp điện. Việc suy giảm quán tính này khiến lưới điện dễ bị ảnh hưởng bởi sự thay đổi tần số, có khả năng dẫn đến mất điện hoặc phải huy động đến máy phát điện dự phòng. Để giảm thiểu những tác động này, đơn vị vận hành lưới điện phải đầu tư vào các công nghệ quản lý lưới điện tiên tiến như bộ bù công suất đồng bộ, hệ thống lưu trữ năng lượng và các nhà máy điện truyền thống có khả năng phản ứng nhanh để đảm bảo sự ổn định khi tích hợp điện mặt trời quy mô lớn.

Tại Việt Nam, Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia (NSMO) có vai trò quan trọng trong việc quản lý và vận hành lưới điện quốc gia, trong đó bao gồm cả quyền điều khiển các nguồn điện mặt trời quy mô lớn. Để đảm bảo sự ổn định và an toàn của hệ thống điện, NSMO có thể điều độ công suất phát của các nhà máy điện mặt trời, bao gồm giảm hoặc tăng công suất khi cần thiết nhằm cân bằng cung cầu điện và duy trì các thông số kỹ thuật như điện áp, tần số trong giới hạn cho phép. Việc NSMO tham gia điều khiển điện mặt trời giúp giảm thiểu các tác động tiêu cực do tính không ổn định và biến động của nguồn năng lượng tái tạo, đồng thời hỗ trợ lưới điện vận hành hiệu quả, tin cậy hơn, đặc biệt trong bối cảnh tỷ lệ điện mặt trời ngày càng tăng nhanh tại Việt Nam.

Theo quy định tại Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01/02/2025 quy định Hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng, các nhà máy điện điện mặt trời đấu nối vào lưới điện phân phối phải có khả năng điều chỉnh công suất tác dụng và công suất phản kháng theo yêu cầu vận hành an toàn của Hệ thống điện. Cụ thể, các nhà máy điện mặt trời phải đảm bảo các trang bị kỹ thuật để có khả năng giảm công suất tác dụng không muộn hơn 02 giây khi ghi nhận tần số trên 50,5 Hz và phải hoàn thành trong vòng 15 giây; có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng trong dải hệ số công suất $-0.95 \div 0.95$ ⁵.

Hiện nay, các hệ thống điện mặt trời mái nhà (ĐMTMN) tại Việt Nam chiếm tỉ trọng tương đối lớn trong tổng công suất điện mặt trời nhưng chủ yếu hoạt động theo mô hình tự sản tự tiêu và không được điều khiển tập trung bởi nhà điều độ hệ thống điện. Điều này gây ra thách thức lớn trong việc vận hành ổn định lưới

⁵ Bộ Công Thương, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ban hành ngày 1/2/2025, về quy định đối với hệ thống truyền tải, phân phối và đo lường.

khi sản lượng điện phụ thuộc vào điều kiện thời tiết và không thể điều chỉnh linh hoạt theo yêu cầu của hệ thống. Mặc dù Bộ Công Thương có các quy định về phát triển ĐMTMN, hiện vẫn thiếu cơ chế điều khiển công suất tập trung cho các hệ thống này, dẫn đến nguy cơ ảnh hưởng tiêu cực đến chất lượng và ổn định của lưới điện.

Để đảm bảo khả năng điều chỉnh công suất của điện mặt trời cho phù hợp với biểu đồ phụ tải, các dự án điện mặt trời tập trung mới được yêu cầu phải lắp pin lưu trữ với công suất tối thiểu bằng 10% công suất đặt của dự án, tích trong 2 giờ.

Ưu điểm, nhược điểm

Ưu điểm

- Tấm quang điện không sử dụng nhiên liệu hoặc những nguyên vật liệu tiêu hao khác.
 - Tấm quang điện không gây tiếng ồn (trừ tiếng ồn từ quạt của các bộ chuyển đổi điện và máy biến thế).
 - Các hệ thống tấm quang điện có tính chất mô-đun và dễ lắp đặt.
 - Vận hành và bảo dưỡng các nhà máy điện mặt trời được thực hiện đơn giản vì không có các bộ phận quay, ngoại trừ hệ thống theo hướng mặt trời, và không hao mòn. Các bộ chuyển đổi điện chỉ cần thay thế một hoặc hai lần trong toàn vòng đời vận hành của hệ thống.
 - Các hệ thống năng lượng mặt trời có thể dễ dàng được phát triển thành hệ thống kết hợp với pin lưu trữ như một chiến lược để giảm thiểu tác động đến tính biến động, tính tương hỗ và độ ổn định của lưới điện.
 - Hệ thống quang điện tích hợp vào các tòa nhà không yêu cầu thêm diện tích đất.
 - Dự kiến trong những năm tới, các tấm quang điện có tính thẩm mỹ, giá cả phải chăng sẽ có mặt trên thị trường để tích hợp vào các công trình xây dựng.

Nhược điểm

- Hệ thống quang điện có tính chất gián đoạn cao do điều kiện thời tiết không ổn định, tạo ra biến động sản lượng đáng kể theo giờ.
- Điện mặt trời được sản xuất tập trung vào khoảng giữa trưa, và thường không trùng với thời gian tiêu thụ điện năng cao điểm. Hệ thống quang điện có thể gây ra tăng/giảm tải nhanh vào giờ cao điểm do hiện tượng "đường cong hình con vịt" và dư thừa năng lượng trong giờ phát điện cao điểm.
- Các vấn đề về thẩm mỹ có thể hạn chế việc sử dụng tấm quang điện trong một số cảnh quan đô thị và không gian công cộng nếu ảnh hưởng lớn đến mỹ quan.
- Hệ thống quang điện chỉ có thể cung cấp các dịch vụ phụ trợ trong một số tình huống cụ thể vì việc sản xuất điện thường phụ thuộc vào sự biến đổi hàng ngày và hàng năm của bức xạ mặt trời.
- Nguồn cung nguyên vật liệu (In, Ga, Te) là mối quan ngại đối với việc triển khai ở quy mô lớn một số công nghệ màng mỏng (CIGS, CdTe).
- Một số công nghệ màng mỏng có chứa một lượng nhỏ kim loại độc hại như cadmium và asen.
- Các chất hấp thụ perovskite tốt nhất chứa hợp chất chì hữu cơ có thể hòa tan là chất độc, gây nguy hại môi trường ở mức cần cảnh báo cao.
- Hệ thống quang điện khá tốn diện tích vì hệ số MW_p /ha thường vào khoảng 0,8 – 1 ha/ MW_p đối với các hệ thống nghiêng cố định và giảm xuống còn 0,6 – 0,7 đối với các hệ thống theo hướng mặt trời trục đơn nằm ngang, bao gồm cả diện tích bổ sung cần thiết cho đường nội bộ, khu phức hợp và trạm biến áp.

Yêu cầu về không gian

Diện tích sử dụng đất, mặt nước có thời hạn của dự án điện mặt trời nổi lưới là tổng diện tích để thực hiện xây dựng các công trình (gồm công trình nhà máy điện, trạm biến áp, không bao gồm đường dây truyền tải điện và đường vào nhà máy điện).

Thông tư số 18/2020/TT-BCT của Bộ Công Thương quy định diện tích sử dụng đất và mặt nước có thời hạn của dự án nhà máy điện mặt trời không quá 1,2 ha/ MW [17]. Trên thực tế, các dự án điện mặt trời lắp đặt trên mặt đất tại Việt Nam thường cần khoảng 0,8–1 ha/ MW , trong khi các dự án điện mặt trời nổi thường tiết kiệm diện tích sử dụng đất hơn khoảng 10 – 15% so với điện mặt trời mặt đất. Nhờ những tiến

bộ công nghệ, nhu cầu sử dụng đất và nước cho các dự án điện mặt trời quy mô lớn dự kiến sẽ giảm trong tương lai gần, giúp cải thiện hiệu quả sử dụng đất và cho phép triển khai công suất cao hơn trên cùng một diện tích.

Đối với hệ thống điện mặt trời mái nhà, ước tính cần khoảng 6–8 m² diện tích mái nhà trồng để lắp đặt công suất 1 kWp[18]. Theo đó, một hộ gia đình lắp đặt hệ thống 3–6 kWp sẽ cần khoảng 18–36 m² diện tích mái nhà. Đối với các hộ gia đình có nhu cầu điện năng cao hơn hoặc đối với mái nhà xưởng quy mô trung bình, diện tích cần thiết có thể tăng lên khoảng 60–70 m² đối với hệ thống có công suất 10–12 kWp.

Tiêu thụ nước

Các hệ thống điện mặt trời (quang điện) thông thường không cần nước để phát điện, mà chủ yếu cần nước để vệ sinh định kỳ các tấm quang điện, loại bỏ bụi bẩn và các chất cặn khác có thể cản trở ánh sáng mặt trời. Tần suất vệ sinh tấm quang điện có thể cần thay đổi tùy thuộc vào môi trường sống. Nếu khu vực có nhiều bụi bẩn, lá cây, phân chim hoặc ô nhiễm (gần nhà máy, công trường, đường xá), có thể cần vệ sinh thường xuyên hơn, từ 3 đến 6 tháng/lần. Ngược lại, ở môi trường sạch sẽ và mưa nhiều, việc vệ sinh có thể 6 tháng đến 1 năm/lần. Trung bình vệ sinh 1 tấm quang điện tốn khoảng 1L nước.

Môi trường

Tác động môi trường của hệ thống quang điện trong các giai đoạn sản xuất, lắp đặt và vận hành nhìn chung là hạn chế.

Một số tấm quang điện màng mỏng có thể chứa một lượng nhỏ chất cadmium và asen. Tại châu Âu, các tấm quang điện cũng như các bộ biến tần đều thuộc phạm vi điều chỉnh của chỉ thị “Chất thải từ thiết bị điện và điện tử” (WEEE) của Liên minh châu Âu, trong đó quy định phải xử lý thích hợp khi các thiết bị kết thúc vòng đời. Hiện vẫn chưa xác định rõ phương pháp cụ thể sẽ được áp dụng khi một lượng lớn tấm quang điện bước vào giai đoạn tháo dỡ và tái chế trong vòng 15–20 năm tới; tuy nhiên, nhiều dự án đang triển khai nhằm tối ưu hóa các giải pháp và chuẩn bị các cơ sở xử lý quy mô lớn cho mục đích này. Theo một nghiên cứu gần đây, đã xác định được 15 doanh nghiệp hiện đang hoạt động trong lĩnh vực tái sử dụng tấm quang điện tại châu Âu [19].

Hiện nay, việc thu gom và tái chế các tấm quang điện sau khi hết vòng đời chưa phổ biến tại Việt Nam. Một số thành phần như chì, cadmium nếu rò rỉ có thể gây ô nhiễm đất và nước ngầm. Việt Nam hiện cũng chưa có quy định cụ thể hoặc hệ thống thu gom – tái chế đồng bộ cho rác thải điện mặt trời, gây rủi ro môi trường trong tương lai. Bên cạnh đó, các nguồn điện mặt trời có diện tích sử dụng đất và mặt nước lớn, có thể ảnh hưởng đến sinh cảnh tự nhiên, đặc biệt ở vùng đất nông nghiệp hoặc rừng sản xuất.

Công nghệ tái chế sau vòng đời

Xử lý các tấm quang điện sau khi hết vòng đời sử dụng đã được đánh giá là một vấn đề cần phải quan tâm giải quyết cùng với quá trình phát triển loại hình năng lượng tái tạo này. Kế hoạch bảo vệ môi trường ngành Công Thương giai đoạn 2020 - 2025 (được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1375/QĐ-TTg ngày 08 tháng 9 năm 2020) xác định việc đánh giá tác động tới môi trường, xã hội của các dự án năng lượng nói chung và dự án điện mặt trời nói riêng là một nhiệm vụ trọng tâm, ưu tiên thực hiện.

Các giải pháp quản lý tấm quang điện mặt trời được đề xuất: Phân loại chất thải và xây dựng các hướng dẫn cho quá trình tháo dỡ các tấm quang điện; Hạn chế chôn lấp và đốt chất thải điện mặt trời; Các kênh hỗ trợ phân đoạn đến các cơ sở xử lý thích hợp đảm bảo tận dụng được vật liệu, hạn chế vận chuyển và tận dụng được các công nghệ sẵn có; Khuyến khích phát triển các công nghệ tái chế để thu hồi các vật liệu chiến lược có trong các nhà máy mặt trời,...

Trong đó, đẩy mạnh công nghệ tái chế các tấm quang điện là giải pháp then chốt, cấp thiết để đảm bảo tiêu chí “sạch” trong chuỗi giá trị năng lượng tái tạo theo định hướng kinh tế tuần hoàn. Tổng khối lượng của tấm kính, khung và tế bào quang điện chiếm khoảng 91-93% khối lượng của toàn bộ tấm quang điện. Như vậy, phần lớn các vật liệu trong một tấm quang điện là có thể tái chế, thu hồi để tái sản xuất. Điều này không chỉ giảm chi phí mà còn góp phần vào bảo vệ môi trường. Đã có nhiều công nghệ được phát triển từ những nghiên cứu tiền hành tái chế tấm quang điện, trong số đó một số công nghệ tái chế đang nghiên cứu

có thể thu hồi trên 90% silicon⁶ – vật liệu chính của tấm quang điện (theo IRENA), và mục tiêu trong tương lai không chỉ dừng lại ở đó mà sẽ đạt hiệu quả cao hơn nữa. Công nghệ xử lý, tái chế tấm quang điện hiện nay kết hợp các công nghệ vật lý, nhiệt và hóa học. Đầu tiên, người ra dùng công nghệ vật lý để tách các thành phần của tấm quang điện như khung nhôm, các hộp nối điện, dây dẫn... Phần nhôm sẽ được tái luyện để tiếp tục sử dụng. Các thành phần còn lại có thể được nghiền vụn để phân tích và xử lý thích hợp. Sau đó, công nghệ nhiệt sẽ được áp dụng để nung, ủ các thành phần tấm quang điện trong lò nhiệt, làm nung chảy các thành phần như keo EVA để thu hồi các dây hàn nối, tấm kính, các silicon... để tái sử dụng. Công đoạn cuối cùng là sử dụng các hóa chất như chất hòa tan, chất ăn mòn, chất phản ứng khử... để xử lý và thu hồi các thành phần còn lại của tấm quang điện.

Nghiên cứu và phát triển

Nghiên cứu và phát triển (R&D) trong công nghệ quang điện (PV) đã phát triển đáng kể theo thời gian. Từ năm 2005 - 2010, trọng tâm R&D chủ yếu là giải quyết các thách thức trong sản xuất và mở rộng quy mô sản xuất. Ngay sau đó, từ năm 2010 - 2013, các nỗ lực tập trung vào việc giảm chi phí để giúp năng lượng mặt trời trở nên cạnh tranh hơn. Sau đó, trọng tâm được chuyển sang phát triển các giải pháp hiệu quả cao và giải quyết các vấn đề liên quan đến độ bền và tuổi thọ của hệ thống. Vì các nhà máy điện mặt trời được kỳ vọng sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc sản xuất điện trong tương lai, hoạt động nghiên cứu và phát triển sẽ ngày càng tập trung vào việc tối đa hóa sản lượng điện. Các hoạt động này chủ yếu tập trung ở các quốc gia sản xuất trọng điểm như Đức, Trung Quốc, Mỹ, Đài Loan và Nhật Bản [20]. Hệ thống quang điện tích hợp vào tòa nhà (BIPV) và việc tạo màu cho các tấm quang điện đang là xu hướng mới trên thị trường.



Hình 45: Mặt tiền bằng tấm quang điện tại Trường Quốc tế Copenhagen [24].

Các ứng dụng BIPV chủ yếu được thiết kế để tích hợp tấm quang điện vào mặt đứng và cửa sổ công trình, và hiện vẫn có chi phí đầu tư ban đầu cao hơn so với các hệ thống truyền thống. Tuy nhiên, BIPV có thể thay thế các hạng mục đầu tư thông thường vì đây là một phần của mặt ngoài công trình. Hơn nữa, xét về khoản tiết kiệm vật liệu xây dựng (như vật liệu ốp tường hoặc mái nhà), chi phí cận biên khi lựa chọn BIPV thay vì hệ thống quang điện truyền thống thấp hơn nhiều so với mức đầu tư ban đầu cao. Hình 45 minh họa một ví dụ dạng hệ thống này. Đối với những ứng dụng tạo màu, các tấm quang điện có thể được tạo màu bằng cách thêm một lớp phủ phía trước các tế bào quang điện, lớp phủ này phản xạ các bước sóng nhất định, làm giảm hiệu suất của hệ thống vì ánh sáng phản xạ không góp vào việc tạo ra điện năng. Các nghiên cứu lý thuyết cho thấy hầu hết các màu RAL⁷ đều có thể được phủ với mức suy giảm hiệu suất dưới

⁶ Bằng cách kết hợp các phương pháp tái chế cơ học, xử lý nhiệt và xử lý hóa học sẽ góp phần nâng cao khả năng thu hồi vật liệu.

⁷ RAL là một hệ thống mã màu tiêu chuẩn được sử dụng rộng rãi trong công nghiệp để xác định các màu sắc cụ thể một cách thống nhất.

20%, mặc dù các tông màu trắng thường có mức suy giảm cao hơn [21][22]. Tuy nhiên, việc triển khai trên quy mô lớn các ý tưởng này vẫn cần được kiểm chứng. Về mặt thương mại, có hai phương pháp tạo màu chính: phương pháp dựa trên sắc tố hấp thụ ánh sáng làm giảm hiệu suất hơn 20% nhưng cho màu sắc nhất quán vì thường không phụ thuộc vào góc nhìn[23]. Các kỹ thuật khác như sợi quang, kính khuếch tán và kính khử trùng có thể giảm hiện tượng chói và biến đổi màu sắc.

Tế bào quang điện perovskite

Chương trình perovskite ứng dụng của NREL hướng tới việc đưa pin mặt trời perovskite trở thành một công nghệ khả thi thông qua việc loại bỏ các rào cản thương mại hóa bằng cách nâng cao hiệu suất, kiểm soát độ ổn định và cho phép mở rộng quy mô.

Trong vòng vài năm, NREL đã có những đóng góp kỹ thuật đáng kể cho nghiên cứu perovskite, thể hiện qua các công bố khoa học dẫn đầu lĩnh vực và sự quan tâm lớn từ phía ngành công nghiệp. Tác động của NREL có được nhờ nguồn kinh phí Nghiên cứu và Phát triển do Phòng thí nghiệm định hướng (Laboratory Directed Research and Development – LDRD) trong ngắn hạn và các khoản đầu tư ban đầu từ Bộ Năng lượng Hoa Kỳ tập trung vào lĩnh vực quang điện (PV).

Các lĩnh vực về tế bào quang điện perovskite đang được NREL nghiên cứu bao gồm [38]:

- Nghiên cứu phát triển tấm quang điện tandem để nâng cao hiệu suất.
- Chuyển đổi từ việc chế tạo các tấm quang điện nhỏ trong phòng thí nghiệm sang các tấm quang điện diện tích lớn.
- Nghiên cứu vật liệu mới thay thế cho thiết bị perovskite methylammonium chì halide ($\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$) phổ biến nhằm cải thiện hiệu suất của màng perovskite thông qua việc gia tăng cả độ ổn định và hiệu suất chuyển đổi, đồng thời hạn chế sử dụng vật liệu độc hại như chì.
- Nghiên cứu các phương pháp lắng đọng màng, cải tiến hóa học và kỹ thuật hóa lớp hoạt tính perovskite cũng như kiến trúc thiết bị nhằm nâng hiệu suất của các thiết bị perovskite thương mại.
- Thiết kế thiết bị pin mặt trời perovskite mới, chẳng hạn như pin mặt trời perovskite tiếp xúc sau dạng xen kẽ (interdigitated back-contact), tận dụng các đặc tính độc đáo của lớp perovskite để tạo ra các thiết bị chi phí thấp với hiệu suất và độ tin cậy được cải thiện.

Nghiên cứu và phát triển công nghệ quang điện tại Việt Nam

Triển vọng nghiên cứu và phát triển điện mặt trời tại Việt Nam ngày càng được thúc đẩy thông qua các dự án công nghệ tiên tiến và sự hợp tác giữa các doanh nghiệp và tập đoàn lớn trong nước. Một ví dụ điển hình là dự án sản xuất thử nghiệm tấm quang điện màng mỏng bằng công nghệ hóa hơi dưới áp lực không khí (APP-CVD), do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phối hợp với Công ty Cổ phần Công nghệ Thông tin, Viễn thông và Tự động hóa Dầu khí (PAIC) thực hiện [25]. Dự án này được kỳ vọng sẽ tạo ra bước đột phá đáng kể trong an ninh năng lượng và mở ra cơ hội thương mại hóa các tấm quang điện sản xuất trong nước, góp phần nâng cao năng lực tự chủ công nghệ của Việt Nam và thúc đẩy phát triển bền vững trong lĩnh vực năng lượng tái tạo. Ngoài ra, các công ty trong nước như IREX, thuộc tập đoàn SolarBK, đã thiết lập các dây chuyền sản xuất tấm quang điện quy mô công nghiệp, cung cấp các sản phẩm hiệu suất cao đạt tiêu chuẩn quốc tế, đã được thương mại hóa và ứng dụng rộng rãi trong nhiều dự án thực tế trên cả nước[26]. Công ty cổ phần năng lượng Red Sun là một ví dụ nổi bật khác trong lĩnh vực sản xuất tấm quang điện và hệ thống điện mặt trời mái nhà, dù ở quy mô nhỏ hơn. Sản phẩm chính của công ty là các tấm quang điện với công suất từ 3 Wp đến 280 Wp, được thiết kế để thu và chuyển đổi năng lượng mặt trời thành điện năng. Sự kết hợp giữa nghiên cứu khoa học và sản xuất trong nước tạo nền tảng quan trọng giúp Việt Nam nâng cao năng lực công nghệ, giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu và đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng xanh trong tương lai gần. Việc tích hợp nghiên cứu khoa học và sản xuất trong nước sẽ tạo nền tảng quan trọng giúp Việt Nam tăng cường năng lực công nghệ, giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu và đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng xanh trong tương lai gần.

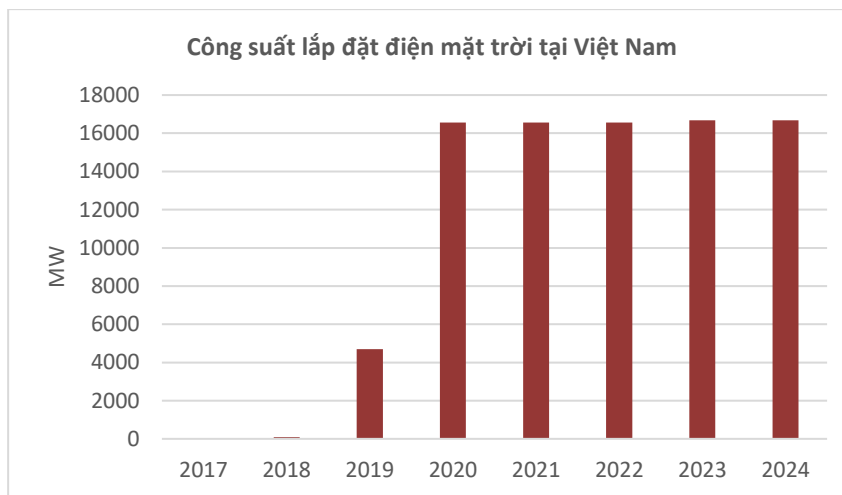
Ví dụ về những dự án hiện có

Công suất lắp đặt điện mặt trời tại Việt Nam tính đến cuối năm 2024 được minh họa trong hình 46.

Dự án điện mặt trời thương mại đầu tiên tại Việt Nam bắt đầu vận hành vào năm 2018, được hỗ trợ bởi biểu giá FIT ưu đãi của Chính phủ [27]. Chỉ trong hai năm (2019–2020), gần 17 GW công suất điện mặt trời mới đã được lắp đặt trên toàn quốc. Tính đến cuối năm 2024, điện mặt trời chiếm 11% tổng công suất lắp

đặt nguồn điện của cả nước. Trong đó, dự án điện mặt trời quy mô lớn chiếm hơn 53%, phần còn lại là hệ thống điện mặt trời mái nhà.

Với quy mô công suất các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi tăng cao, bên cạnh việc tận dụng lợi thế của các nguồn thủy điện khu vực để phối hợp vận hành phù hợp với biểu đồ phụ tải, cần thiết phải bổ sung thêm các nguồn lưu trữ như pin tích năng, thủy điện tích năng. Các nguồn điện mặt trời được yêu cầu phải lắp pin lưu trữ với công suất tối thiểu bằng 10% công suất đặt của dự án, tích trong 2 giờ. Do đó, các dự án điện mặt trời đang phát triển hiện nay thường thiết kế kèm theo hệ thống pin lưu trữ. Khung giá cho các dự án điện mặt trời kết hợp pin lưu trữ cao hơn khoảng 15% so với dự án điện mặt trời riêng lẻ.



Hình 46: Công suất lắp đặt điện mặt trời tại Việt Nam giai đoạn 2017 - 2024⁸

Nhà máy điện mặt trời Trung Nam – Thuận Nam (450 MW) là một dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn tại huyện Thuận Nam, trước đây thuộc tỉnh Ninh Thuận (nay thuộc tỉnh Khánh Hòa). Dự án có công suất 450 MW, sản lượng phát điện ước tính 1.200.000 kWh/năm, diện tích 557 ha với hơn 1.300.000 tấm quang điện. Hệ thống sử dụng giá đỡ tự động xoay 120°, giúp tối ưu hướng tấm quang điện theo ánh sáng mặt trời, từ đó nâng cao hiệu suất phát điện.



Hình 47: Nhà máy điện mặt trời Trung Nam Thuận Nam – 450 MW

⁸ Không tính phần công suất điện mặt trời mái nhà chưa đăng ký, tổng công suất điện mặt trời thực tế tại Việt Nam có thể cao hơn đáng kể so với các số liệu chính thức.

Bên cạnh nhà máy điện mặt trời, Dự án còn đầu tư trạm biến áp 220/500 kV và đường dây truyền tải để chuyển tải hết công suất của nhà máy, đồng thời tăng khả năng tích hợp năng lượng tái tạo tại khu vực Ninh Thuận – Bình Thuận. Tổng vốn đầu tư cho toàn bộ tổ hợp (nhà máy - trạm biến áp - truyền tải) khoảng 12.000 tỷ đồng.

Công trình khởi công ngày 15/5/2020 và vận hành ngày 12/10/2020, hoàn thành chỉ trong chưa đầy 5 tháng. Đây là tổ hợp năng lượng tái tạo đầu tiên tại Việt Nam tích hợp đồng bộ hạ tầng truyền tải, và tại thời điểm vận hành, là dự án điện mặt trời lớn nhất Đông Nam Á, đóng góp quan trọng vào mục tiêu phát triển năng lượng xanh và bền vững của Việt Nam [28].

Nhà máy điện mặt trời nổi Đa Mi (47,5 MWp) được xây dựng trên mặt hồ thủy điện Đa Mi, trước đây thuộc tỉnh Bình Thuận (nay thuộc tỉnh Lâm Đồng). Đây là dự án điện mặt trời nổi đầu tiên tại Việt Nam, với công suất 47,5 MWp và sản lượng điện ước tính khoảng 70 triệu kWh/năm. Dự án sử dụng 143.940 tấm quang điện lắp đặt trên diện tích 50 ha mặt hồ (trong tổng diện tích 56,65 ha của Dự án), không yêu cầu di dời tái định cư. Hệ thống được lắp trên phao nổi HDPE và kết nối trực tiếp với trạm biến áp 110 kV Nhà máy điện mặt trời Đa Mi.

Tổng vốn đầu tư của dự án gần 1.500 tỷ đồng. Công trình khởi công tháng 11/2018 và đưa vào vận hành thương mại từ tháng 5/2019, trở thành nhà máy điện mặt trời nổi đầu tiên được kết nối với lưới điện quốc gia tại Việt Nam, mở ra mô hình kết hợp thủy điện và điện mặt trời mới trong nước [29].



Hình 48: Nhà máy điện mặt trời Đa Mi – 47,5 MWp

Điện mặt trời mái nhà tại Việt Nam phát triển mạnh từ giai đoạn 2019–2021, đặc biệt tại các khu công nghiệp lớn ở phía Nam, nơi có tiềm năng bức xạ cao và nhu cầu điện công nghiệp lớn. Tại KCN VSIP I (Bình Dương), hệ thống điện mặt trời mái nhà 51 kWp đã được lắp đặt và vận hành năm 2020 trên tòa nhà hành chính [30]. Cũng tại tỉnh này, đã đầu tư và vận hành dự án điện mặt trời mái nhà gần 2 MWp tại VSIP II-A vào tháng 12/2020 [31].

Đối với điện mặt trời mái nhà của hộ gia đình, các địa phương có tổng công suất lắp đặt lớn nhất bao gồm Bình Dương, Đồng Nai, TP. Hồ Chí Minh và Ninh Thuận, nơi các hộ dân, trường học và cơ sở thương mại-dịch vụ tận dụng mái nhà để lắp đặt hệ thống điện mặt trời với công suất phổ biến từ 3 đến 20 kWp.

Ước tính số liệu

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

Chi phí đầu tư [Triệu USD 2025 / MW] – Điện mặt trời mặt đất						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		0,73	0,52		0,40	0,36
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	1,02		0,72			0,53
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2021	1,17		0,83			0,61
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2019	1,39		1,06			0,82
Cẩm nang công nghệ – Đan Mạch 2022*	0,70		0,47			0,36
Cẩm nang công nghệ – Colombia 2024**		1,06	0,73			0,49
Cẩm nang công nghệ – Ấn Độ 2023	0,72		0,52			0,31
IEA WEO 2025 – Ấn Độ***		0,54		0,36		0,29
IEA WEO 2025 – Trung Quốc***		0,61		0,32		0,26
Fraunhofer 2025 – Trung Quốc		0,64				
Fraunhofer 2025 – Ấn Độ		0,57				
* Dữ liệu cho hệ thống lắp đặt trên mặt đất, cố định						
** Dữ liệu cho hệ thống lắp đặt trên mặt đất, có hệ thống xoay (tracking)						
*** Dự báo theo kịch bản chính sách hiện hành						

Tài liệu tham khảo

- [1] NPD Solarbuzz. (2013). *Báo cáo quý về thiết bị điện mặt trời, tháng 7/2013*.
- [2] Phòng thí nghiệm Quốc gia Berkeley. (2018). *Điện mặt trời quy mô lớn Các xu hướng thực nghiệm về công nghệ dự án, chi phí, hiệu suất và giá cả hợp đồng mua bán điện (PPA) tại Hoa Kỳ – Ấn bản 2018*.
- [3] Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA). (2014). *Các quan điểm về công nghệ năng lượng. Lộ trình công nghệ: Năng lượng điện mặt trời, ấn bản 2014*. OECD/Cơ quan Năng lượng quốc tế
- [4] Lộ trình công nghệ quốc tế cho điện mặt trời (IRTPV). (2014). *Kết quả năm 2013*. Tháng 3/2014.
- [5] Viện Fraunhofer. (2023). *Báo cáo về điện mặt trời*.
- [6] FPT Semiconductor. (không rõ năm). *Hướng dẫn quy trình sản xuất tấm wafer silicon*. <https://fpt-semiconductor.com/blogs/a-guidance-to-silicon-wafer-manufacturing-process/>
- [7] Oreski, G., Vedde, J., và cộng sự. (không rõ năm). *Thiết kế vật liệu mới cho điện mặt trời: Cơ hội giảm chi phí*.
- [8] Solar Europe. (2018). *Triển vọng thị trường toàn cầu 2018-2022*.
- [9] Lộ trình công nghệ quốc tế cho điện mặt trời (ITRPV). (2024). *Báo cáo thường niên lần thứ 15*.
- [10] Cục Năng lượng Đan Mạch. (2024). *Dữ liệu công nghệ cho việc sản xuất điện và hệ thống sưởi ấm khu vực*
- [11] PV Tech. (Ngày 04/07/2024) Nguồn: <https://www.pv-tech.org/products/helioslites-disruptive-1.5-axis-pv-tracker>
- [12] Solar Europe. (2018). *Triển vọng thị trường toàn cầu 2018-2022*.
- [13] PVGIS, solargis.com/maps-and-gis-data/download/vietnam
- [14] Bộ Công Thương, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII điều chỉnh), ban hành năm 2025.
- [15] Nghị định số 135/2024/ND-CP của Chính phủ quy định cơ chế, chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ.
- [16] Nghị định số 58/2025/ND-CP của Chính phủ quy định chi tiết hướng dẫn thực hiện một số điều của Luật Điện lực về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới.
- [17] Thông tư số 18/2020/TT-BCT của Bộ Công Thương quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu (PPA) áp dụng cho các dự án điện mặt trời tại Việt Nam.
- [18] <https://www.dhcsolar.com/lap-dat-dien-mat-troi/>
- [19] PV Magazine. (Ngày 08/03/2021) *Tái sử dụng mô-đun điện mặt trời mang lại cả cơ hội và thách thức*. <https://www.pv-magazine.com/2021/03/08/reusing-pv-modules-poses-opportunities-and-challenges/>
- [20] Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA). (2023). *Báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2023*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [21] Peharz, G., & Ulm, A. (2018). Định lượng ảnh hưởng của màu sắc đến hiệu suất của các thiết bị quang điện silicon tinh thể. *Tạp chí Renewable Energy*, 129, 299-308.
- [22] Halme, J., & Mäkinen, P. (2019). Giới hạn hiệu suất lý thuyết của các tấm pin quang điện màu đục lý tưởng. *Tạp chí Energy & Environmental Science*, 12 (4), 1274-1285. <https://doi.org/10.1039/c8ee03161d>
- [23] Babin, M., Santamaria Lancia, A. A., Thorseth, A., & Thorsteinsson, S. (2020). Đặc tính quang học phụ thuộc góc tới của các công nghệ tạo màu khác nhau trong sản phẩm BIPV. *EUPVSEC 2020*, 1136-1142. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-4AV.2.32>
- [24] NREL (2025): Biểu đồ tương tác về hiệu suất cao nhất của các tế bào quang điện trong nghiên cứu. <https://www.nrel.gov/pv/interactive-cell-efficiency>
- [25] <https://vneec.gov.vn/tin-tuc/khoa-hoc-cong-nghe/t13465/se-co-pin-mat-troi-made-in-viet-nam>
- [26] <https://irex.vn/loai-san-pham/tam-quang-dien>
- [27] Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 của Thủ tướng Chính phủ
- [28] <https://trungnamgroup.com.vn/du-an/nang-luong-3/tram-bien-ap-va-duong-day-220500kv-ket-hop-nha-may-dmt-trung-nam-thuan-nam-450mw>
- [29] <https://tapchicongthuong.vn/dong-dien-nha-may-dien-mat-troi-noi-ho-da-mi-62832.htm>

- [30] <https://epcsolar.vn/dien-mat-troi-kcn-vsip-binh-duong-346-kwp>
- [31] <https://vsses.com/vi/vsses-hoan-thanh-du-an-dien-mat-troi-ap-mai-voi-cong-suat-gan-2-mwp-tai-khu-cong-nghiep-vsip-ii-a>
- [32] <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2025>
- [33] Viện Fraunhofer. (2024). *Báo cáo về điện mặt trời*
- [34] Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA). (2023). *Báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2023*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [35] IEA – PVPS. (2024). *Tổng quan về thị trường điện mặt trời toàn cầu năm 2024*. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets-1.pdf>
- [36] CREG. (2021). *Resolución 174 de 2021*
- [37] <https://nangluongvietnam.vn/jinkosolar-cung-cap-611-mw-mo-dun-tiger-trong-suot-cho-tap-doan-trung-nam-25249.html>
- [38] <https://www.nlr.gov/pv/perovskite-patent-portfolio>

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025.

Điện mặt trời áp mái											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điển hình	kW_e										
Công suất một nhà máy điển hình	kW_e	10	10	10	10	2	20	2	20		1
Ngừng máy cưỡng bức	%	0	0	0	0	-	-	-	-		
Ngừng máy kế hoạch	%	0	0	0	0	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	32	35	40	25	35	35	45		2, 3
Thời gian xây dựng	năm	0,08	0,08	0,08	0,08	0,01	0,13	0,01	0,13		1
Yêu cầu không gian	1000 m²/MW_p	6,5	6,1	5,7	5,4	4,9	8,1	4,0	6,7		1, 2, 3
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	17,2	17,7	18,1	18,7	11,0	24,0	12,0	26,1	A	
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	17,2	17,7	18,1	18,7	11,0	24,0	12,0	26,1	A	
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW_e	0,85	0,61	0,47	0,42	0,74	0,99	0,36	0,44	B, C	1
- tỉ lệ thiết bị	%	48	47	46	45	-	-	-	-		1, 2, 4, 5
- tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	52	53	54	55	-	-	-	-		1, 2, 4, 5
Chi phí mô đun PV	MUSD/MW_e	0,28	0,19	0,13	0,12	0,24	0,33	0,10	0,13	C	1, 2, 4, 5
Chi phí inverter	MUSD/MW_e	0,13	0,10	0,08	0,07	0,12	0,15	0,06	0,07	C	1, 2, 4, 5
Chi phí phần phụ trợ của nhà máy	MUSD/MW_e	0,23	0,17	0,13	0,12	0,20	0,27	0,11	0,13	C	1, 2, 4, 5
Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_e	0,21	0,16	0,12	0,11	0,18	0,24	0,10	0,12	C	1, 2, 4, 5
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/ năm	12.800	11.105	9.875	9.425	12.043	14.428	8.868	9.658	C	1, 6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành đầy tải	kWh/kW	1.511	1.547	1.584	1.638	966	2.105	1.047	2.283	A, D	
Số giờ vận hành công suất cực đại	kWh/kW_p	1.314	1.345	1.377	1.425	920	1.754	998	1.902	A, D	
Tổng bức xạ GHI	kWh/m²/y	1.550	1.550	1.550	1.550	1.150	2.000	1.150	2.000	E	7
Tỉ lệ DC/AC	W_p/W	1,15	1,15	1,15	1,15	1,05	1,2	1,05	1,2	F	1, 3
Hệ số chuyển dịch của hệ thống nghiêng cố định		1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,02	1,00	1,02	G	7
Tỉ lệ hiệu suất		0,83	0,85	0,87	0,90	0,80	0,86	0,87	0,93	H	1, 2, 3
Hiệu suất chuyển đổi tấm quang điện	%	21,5	23,0	24,5	26,0	20,0	23,0	24,2	27,8	I	1, 3
Tuổi thọ của bộ biến tần	năm	15	15	15	15	12,5	16	12,5	16		1
Tỉ lệ suy giảm số giờ vận hành đầy tải trung bình	%	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,8	0,3	0,8	J	2
Tiêu thụ nước		< 100	< 100	< 100	< 100	-	-	-	-	K	8, 9, 10, 11
Số liệu kinh tế - DC											

Điện mặt trời áp mái											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW_p(DC)	0,74	0,53	0,41	0,36	0,70	0,82	0,35	0,37		
Chi phí mô đun PV	MUSD/MW_p(DC)	0,24	0,16	0,12	0,10	0,22	0,27	0,09	0,11		
Chi phí inverter	MUSD/MW_p(DC)	0,11	0,09	0,07	0,06	0,11	0,13	0,06	0,06		
Chi phí phần phụ trợ của nhà máy	MUSD/MW_p(DC)	0,20	0,15	0,12	0,10	0,19	0,22	0,10	0,11		
Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_p(DC)	0,18	0,14	0,11	0,10	0,18	0,20	0,09	0,10		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_p(DC)/year	11.130	9.656	8.587	8.195	11.470	12.023	8.445	8.048		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh_p(DC)	0	0	0	0	0	0	0	0		

Ghi chú:

- A Hệ số công suất hoặc số giờ vận hành tương đương công suất định mức phụ thuộc rất lớn vào bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) tại vị trí cụ thể của nhà máy. Đối với các địa điểm có mức bức xạ mặt trời khác biệt đáng kể so với giá trị 1.550 kWh/m²/năm được nêu ở đây, các hệ số công suất cần được điều chỉnh cho phù hợp.
- B Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả tại phần Phương pháp luận.
- C Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, với các giả định về tỷ lệ học tập như sau: 25,7% đối với mô-đun theo Fraunhofer [5]; 19% đối với bộ biến tần theo Danish Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating [2]; 20% đối với các thành phần khác theo IEA; và 10% đối với chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M). Việc dự báo chi phí cũng kết hợp các giả định về quy mô công suất theo World Energy Outlook 2025 của IEA, trong đó kịch bản Stated Policies được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn kịch bản Current Policies và Net Zero Emissions by 2050 lần lượt làm cơ sở cho cận trên và cận dưới của khoảng bất định.
- D Số giờ vận hành tương đương công suất định mức được tính toán dựa trên các giá trị khác trong bảng. Công thức như sau:
Số giờ vận hành tương đương công suất định mức = Hệ số DC/AC × Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh
Trong đó, công thức tính Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh là:
Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh = Bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) × Hệ số chuyển đổi (transposition factor) × Hệ số hiệu suất (performance ratio).
- E Giá trị trung tâm là bức xạ mặt trời trung bình hằng năm nhận được trên bề mặt nằm ngang tại Việt Nam. Hà Nội có mức bức xạ khoảng 1.330 kWh/m²/năm, trong khi Thành phố Hồ Chí Minh đạt khoảng 1.800 kWh/m²/năm. Giá trị tối thiểu và tối đa tương ứng với phân bố bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) của Việt Nam theo Global Solar Atlas.
- F Tỷ lệ DC/AC thể hiện trong bảng được xác định bằng công suất định mức của mô-đun chia cho công suất nhà máy. Hệ số này được lựa chọn tùy theo mức độ khai thác/tải mong muốn của bộ biến tần, đồng thời cũng có thể phản ánh mục tiêu tối đa hóa sản lượng điện từ một công suất AC nhất định (bị giới hạn).
- G Hệ số chuyển đổi (transposition factor – TF) mô tả mức gia tăng năng lượng bức xạ mặt trời có thể thu được khi nghiêng mô-đun so với phương ngang, cũng như mức suy giảm năng lượng nhận được khi hướng lắp đặt lệch khỏi hướng Nam. Hệ số TF được giữ cố định cho tất cả các năm và quy mô hệ thống, do TF không phụ thuộc vào các yếu tố kỹ thuật của hệ thống, mà chủ yếu do điều kiện hình học và định hướng lắp đặt quyết định.
- H Hệ số hiệu suất (Performance Ratio – PR) là một chỉ tiêu hiệu quả, phản ánh tổng hợp các tổn thất bao gồm: tổn thất do góc tới của bức xạ (Incident Angle Modifier – IAM), tổn thất của bộ biến tần, các tổn thất của hệ thống PV, các hiệu chỉnh ngoài điều kiện STC, cũng như tổn thất trên lưới điện AC.
Tổn thất IAM thể hiện tổng năng lượng bức xạ mặt trời hằng năm bị phản xạ khỏi bề mặt kính khi góc tới của bức xạ khác với phương vuông góc (phần phản xạ tại góc tới vuông góc đã được tính trong hiệu suất STC). Các tổn thất của hệ thống PV và các hiệu chỉnh ngoài STC được xác định thông qua mô phỏng một năm điển hình, trong đó các hiệu chỉnh được thực hiện theo từng giờ, do điều kiện vận hành thực tế không diễn ra trong điều kiện STC. Ngoài ra, tổn thất điện trên cáp cũng được tính đến.
Tổn thất của bộ biến tần bao gồm hiệu suất theo dõi điểm công suất cực đại (MPPT) và được lấy giá trị trung bình theo các mức tải điển hình. Bên cạnh đó, hệ số PR còn được cộng thêm lợi ích của việc sử dụng mô-đun hai mặt (bifacial), giúp tăng sản lượng phát điện khoảng 5%.
- I Hiệu suất được sử dụng là giá trị trung bình của thị trường đối với các mô-đun thương mại. Hiện nay, các mô-đun có hiệu suất trên 21% đã được thương mại hóa.
Dự báo đến năm 2030, xu hướng phát triển của thị trường sẽ chuyển dịch sang các tế bào mono-Si loại n, bao gồm tế bào tiếp xúc mặt sau (back contact n-type mono-Si) và tế bào silicon HJT mono-Si loại n, vốn có hiệu suất cao hơn.
- J Sự suy giảm hằng năm của số giờ vận hành tương đương công suất định mức chưa được tính đến trong các giá trị số giờ full-load và hệ số công suất nêu trên.
- K Điện mặt trời (PV) không cần nước để làm mát; tuy nhiên, nước có thể được sử dụng cho việc vệ sinh/tẩy rửa các tấm quang điện.

Tài liệu tham khảo

- 1 Các dự án hiện trạng tại Việt Nam
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2024 – Cẩm nang công nghệ Đan Mạch cho phát điện và sưởi ấm khu vực
- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 4 IRENA, 2024 - Chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2024
- 5 Fraunhofer, 2025, Báo cáo về điện mặt trời (quang điện)
- 6 Đối thoại với các bên liên quan
- 7 World Bank, Global Solar Atlas
- 8 Cơ quan Năng lượng Quốc tế, 2016 - Mối liên hệ Nước - Năng lượng
- 9 Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ, 2011 - Tổng quan về các hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành của các công nghệ phát điện
- 10 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước
- 11 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào

Điện mặt trời mặt đất											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điện hình	MW_e										
Công suất một nhà máy điện hình	MW_e	100	100	100	100	70	200	70	200		1
Ngừng máy cưỡng bức	%	0	0	0	0	-	-	-	-		
Ngừng máy kế hoạch	%	0	0	0	0	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	32	35	40	25	35	35	45		2, 3
Thời gian xây dựng	năm	0,7	0,7	0,5	0,5	0,3	1	0,2	0,7		1
Yêu cầu không gian	1000 m2/MW_p	11,0	10,3	9,7	9,1	9,0	12,0	7,4	9,9		1, 2, 3
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	19,5	20,0	20,4	21,1	11,7	26,0	12,7	28,2	A	
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	19,5	20,0	20,4	21,1	11,7	26,0	12,7	28,2	A	
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW_e	0,73	0,52	0,40	0,36	0,63	0,85	0,31	0,38	B, C	1
- tỉ lệ thiết bị	%	44	42	41	40	-	-	-	-		1, 2, 4, 5
- tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	56	58	59	60	-	-	-	-		1, 2, 4, 5
Chi phí mô đun PV	MUSD/MW_e	0,25	0,17	0,12	0,11	0,21	0,29	0,09	0,11	C	1, 2, 4, 5
Chi phí inverter	MUSD/MW_e	0,07	0,05	0,04	0,04	0,06	0,08	0,03	0,04	C	1, 2, 4, 5
Chi phí phần phụ trợ của nhà máy	MUSD/MW_e	0,24	0,18	0,14	0,13	0,21	0,28	0,11	0,13	C	1, 2, 4, 5
Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_e	0,17	0,13	0,10	0,09	0,15	0,20	0,08	0,09	C	1, 2, 4, 5
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/ năm	10.000	8.676	7.715	7.363	9.409	11.272	6.928	7.545	C	1, 6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành đầy tải	kWh/kW	1.708	1.749	1.790	1.852	1.025	2.281	1.111	2.473	A, D	
Số giờ vận hành công suất cực đại	kWh/kW_p	1.314	1.345	1.377	1.425	932	1.754	1.010	1.902	A, D	
Tổng bức xạ GHI	kWh/m²/y	1.550	1.550	1.550	1.550	1.150	2.000	1.150	2.000	E	7
Tỉ lệ DC/AC	W_p/W	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1	1,3	1,1	1,3	F	1, 3
Hệ số chuyển dịch của hệ thống nghiêng cố định		1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,02	1,00	1,02	G	7
Tỉ lệ hiệu suất		0,83	0,85	0,87	0,90	0,81	0,86	0,88	0,93	H	1, 2, 3
Hiệu suất chuyển đổi tấm quang điện	%	21,5	23,0	24,5	26,0	20,0	23,0	24,2	27,8		1, 3
Tuổi thọ của bộ biến tần	năm	15	15	15	15	12,5	16	12,5	16		1
Tỉ lệ suy giảm số giờ vận hành đầy tải trung bình	%	2	2	2	2	0,5	3,0	0,5	3,0	J	1
Tiêu thụ nước		< 100	< 100	< 100	< 100	-	-	-	-	K	8, 9, 10, 11
Số liệu kinh tế - DC											
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW_p(DC)	0,56	0,40	0,31	0,28	0,58	0,65	0,28	0,29		
Chi phí mô đun PV	MUSD/MW_p(DC)	0,19	0,13	0,09	0,08	0,19	0,23	0,08	0,09		

Điện mặt trời mặt đất											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí inverter	MUSD/MW_p(DC)	0,05	0,04	0,03	0,03	0,06	0,06	0,03	0,03		
Chi phí phần phụ trợ của nhà máy	MUSD/MW_p(DC)	0,18	0,14	0,11	0,10	0,19	0,21	0,10	0,10		
Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_p(DC)	0,13	0,10	0,08	0,07	0,14	0,15	0,07	0,07		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_p(DC)/năm	7.692	6.674	5.935	5.664	8.554	8.671	6.298	5.804		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh_p(DC)	0	0	0	0	0	0	0	0		

- Ghi chú:**
- A Hệ số công suất hoặc số giờ vận hành tương đương công suất định mức phụ thuộc rất lớn vào bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) tại vị trí cụ thể của nhà máy. Đối với các địa điểm có mức bức xạ mặt trời khác biệt đáng kể so với giá trị 1.550 kWh/m²/năm được nêu ở đây, các hệ số công suất cần được điều chỉnh cho phù hợp.
- B Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả tại phần Phương pháp luận.
- C Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, với các giả định về tỷ lệ học tập như sau: 25,7% đối với mô-đun theo Fraunhofer [5]; 19% đối với bộ biến tần theo Danish Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating [2]; 20% đối với các thành phần khác theo IEA; và 10% đối với chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M). Việc dự báo chi phí cũng kết hợp các giả định về quy mô công suất theo World Energy Outlook 2025 của IEA, trong đó kịch bản Stated Policies được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn kịch bản Current Policies và Net Zero Emissions by 2050 lần lượt làm cơ sở cho cận trên và cận dưới của khoảng bất định.
- D Số giờ vận hành tương đương công suất định mức được tính toán dựa trên các giá trị khác trong bảng. Công thức như sau:
Số giờ vận hành tương đương công suất định mức = Hệ số DC/AC × Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh
Trong đó, công thức tính Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh là:
Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh = Bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) × Hệ số chuyển đổi (transposition factor) × Hệ số hiệu suất (performance ratio).
- E Giá trị trung tâm là bức xạ mặt trời trung bình hằng năm nhận được trên bề mặt nằm ngang tại Việt Nam. Hà Nội có mức bức xạ khoảng 1.330 kWh/m²/năm, trong khi Thành phố Hồ Chí Minh đạt khoảng 1.800 kWh/m²/năm. Giá trị tối thiểu và tối đa tương ứng với phân bố bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) của Việt Nam theo Global Solar Atlas.
- F Tỷ lệ DC/AC thể hiện trong bảng được xác định bằng công suất định của mô-đun chia cho công suất nhà máy. Hệ số này được lựa chọn tùy theo mức độ khai thác/tải mong muốn của bộ biến tần, đồng thời cũng có thể phản ánh mục tiêu tối đa hóa sản lượng điện từ một công suất AC nhất định (bị giới hạn).
- G Hệ số chuyển đổi (transposition factor – TF) mô tả mức gia tăng năng lượng bức xạ mặt trời có thể thu được khi nghiêng mô-đun so với phương ngang, cũng như mức suy giảm năng lượng nhận được khi hướng lắp đặt lệch khỏi hướng Nam. Hệ số TF được giữ cố định cho tất cả các năm và quy mô hệ thống, do TF không phụ thuộc vào các yếu tố kỹ thuật của hệ thống, mà chủ yếu do điều kiện hình học và định hướng lắp đặt quyết định.
- H Hệ số hiệu suất (Performance Ratio – PR) là một chỉ tiêu hiệu quả, phản ánh tổng hợp các tổn thất bao gồm: tổn thất do góc tới của bức xạ (Incident Angle Modifier – IAM), tổn thất của bộ biến tần, các tổn thất của hệ thống PV, các hiệu chỉnh ngoài điều kiện STC, cũng như tổn thất trên lưới điện AC.
Tổn thất IAM thể hiện tổng năng lượng bức xạ mặt trời hằng năm bị phản xạ khỏi bề mặt kính khi góc tới của bức xạ khác với phương vuông góc (phần phản xạ tại góc tới vuông góc đã được tính trong hiệu suất STC). Các tổn thất của hệ thống PV và các hiệu chỉnh ngoài STC được xác định thông qua mô phỏng một năm điển hình, trong đó các hiệu chỉnh được thực hiện theo từng giờ, do điều kiện vận hành thực tế không diễn ra trong điều kiện STC. Ngoài ra, tổn thất điện trên cáp cũng được tính đến.
Tổn thất của bộ biến tần bao gồm hiệu suất theo dõi điểm công suất cực đại (MPPT) và được lấy giá trị trung bình theo các mức tải điển hình. Bên cạnh đó, hệ số PR còn được cộng thêm lợi ích của việc sử dụng mô-đun hai mặt (bifacial), giúp tăng sản lượng phát điện khoảng 5%.
- I Hiệu suất được sử dụng là giá trị trung bình của thị trường đối với các mô-đun thương mại. Hiện nay, các mô-đun có hiệu suất trên 21% đã được thương mại hóa.
Dự báo đến năm 2030, xu hướng phát triển của thị trường sẽ chuyển dịch sang các tế bào mono-Si loại n, bao gồm tế bào tiếp xúc mặt sau (back contact n-type mono-Si) và tế bào silicon HJT mono-Si loại n, vốn có hiệu suất cao hơn.
- J Sự suy giảm hằng năm của số giờ vận hành tương đương công suất định mức chưa được tính đến trong các giá trị số giờ full-load và hệ số công suất nêu trên.
- K Điện mặt trời (PV) không cần nước để làm mát; tuy nhiên, nước có thể được sử dụng cho việc vệ sinh/tẩy rửa các tấm quang điện.

Tài liệu tham khảo

- 1 Các dự án hiện trạng tại Việt Nam
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2024 – Cẩm nang công nghệ Đan Mạch cho phát điện và sưởi ấm khu vực
- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 4 IRENA, 2024 - Chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2024
- 5 Fraunhofer, 2025, Báo cáo về điện mặt trời (quang điện)
- 6 Đối thoại với các bên liên quan
- 7 World Bank, Global Solar Atlas
- 8 Cơ quan Năng lượng Quốc tế, 2016 - Mối liên hệ Nước - Năng lượng
- 9 Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ, 2011 - Tổng quan về các hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành của các công nghệ phát điện
- 10 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước
- 11 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào

Điện mặt trời nổi											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điện hình	MW_e										
Công suất một nhà máy điện hình	MW_e	40	70	80	100						1
Ngừng máy cưỡng bức	%	0	0	0	0	-	-	-	-		
Ngừng máy kế hoạch	%	0	0	0	0	-	-	-	-		
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	32	35	40	25	35	35	45		2, 3
Thời gian xây dựng	năm	0,7	0,7	0,5	0,5	0,3	1,0	0,2	0,7		1, 2, 3
Yêu cầu không gian	1000 m²/MW_p	10	9,3	8,8	8,3	8,5	12,0	7,0	9,9		1, 2, 3
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	20,5	21,0	21,5	22,2	12,3	27,3	13,3	29,6	A	
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	20,5	21,0	21,5	22,2	12,3	27,3	13,3	29,6	A	
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW_e	1,04	0,75	0,58	0,52	0,95	1,65	0,25	0,65	B, C, D	1
- tỉ lệ thiết bị	%	35	33,6	32,3	31,8	-	-	-	-		1, 2, 4, 5
- tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	65	66,4	67,7	68,2	-	-	-	-		1, 2, 4, 5
Chi phí mô đun PV	MUSD/MW_e	0,29	0,19	0,14	0,12	0,24	0,45	0,10	0,13	D	1, 2, 4, 5
Chi phí inverter	MUSD/MW_e	0,08	0,06	0,05	0,04	0,07	0,13	0,04	0,05	D	1, 2, 4, 5
Chi phí phần phụ trợ của nhà máy	MUSD/MW_e	0,40	0,29	0,23	0,21	0,35	0,63	0,18	0,22	D	1, 2, 4, 5
Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_e	0,28	0,21	0,16	0,15	0,25	0,44	0,13	0,15	D	1, 2, 4, 5
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	15.000	13.013	11.573	11.045	14.113	16.908	10.392	11.317	D	1, 6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành đầy tải	kWh/kW	1.793	1.836	1.880	1.944	1.076	2.395	1.167	2.597	A, E	
Số giờ vận hành công suất cực đại	kWh/kW_p	1.379	1.413	1.446	1.496	978	1.842	1.061	1.997	A, E	
Tổng bức xạ GHI	kWh/m²/y	1.550	1.550	1.550	1.550	1.150	2.000	1.150	2.000	F	7
Tỉ lệ DC/AC	W_p/W	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1	1,3	1,1	1,3	G	1, 3
Hệ số chuyển dịch của hệ thống nghiêng cố định		1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,02	1,00	1,02	H	7
Tỉ lệ hiệu suất		0,87	0,89	0,91	0,95	0,85	0,90	0,92	0,98	I, J	1, 2, 3
Hiệu suất chuyển đổi tấm quang điện	%	21,5	23,0	24,5	26,0	20,0	23,0	24,2	27,8	K	1, 3
Tuổi thọ của bộ biến tần	năm	15	15	15	15	12,5	16	12,5	16		1
Tỉ lệ suy giảm số giờ vận hành đầy tải trung bình	%	2	2	2	2	0,5	3	0,5	3	L	2
Tiêu thụ nước		< 100	< 100	< 100	< 100	-	-	-	-		
Số liệu kinh tế - DC											
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW_p (DC)	0,80	0,58	0,44	0,40	0,86	1,27	0,23	0,50		
Chi phí mô đun PV	MUSD/MW_p (DC)	0,22	0,15	0,11	0,09	0,22	0,35	0,09	0,10		
Chi phí inverter	MUSD/MW_p (DC)	0,06	0,05	0,04	0,03	0,06	0,10	0,04	0,04		
Chi phí phần phụ trợ của nhà máy	MUSD/MW_p (DC)	0,30	0,23	0,18	0,16	0,32	0,48	0,17	0,17		

Điện mặt trời nổi											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_p (DC)	0,22	0,16	0,12	0,11	0,22	0,34	0,12	0,12		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_p (DC)/năm	11.538	10.010	8.902	8.496	12.830	13.006	9.447	8.706		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh_p (DC)	0	0	0	0	0	0	0	0		

Ghi chú:

- A Hệ số công suất hoặc số giờ vận hành tương đương công suất định mức phụ thuộc rất lớn vào bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) tại vị trí cụ thể của nhà máy. Đối với các địa điểm có mức bức xạ mặt trời khác biệt đáng kể so với giá trị 1.550 kWh/m²/năm được nêu ở đây, các hệ số công suất cần được điều chỉnh cho phù hợp.
- B Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả tại phần Phương pháp luận.
- C Ước tính tổng chi phí được xây dựng dựa trên bảng dữ liệu (datasheet) của các dự án điện mặt trời quy mô lớn, trong đó xét đến giả định rằng nhà máy điện mặt trời nổi dự kiến đắt hơn khoảng 25% so với điện mặt trời đất quy mô lớn, với phần chi phí tăng thêm thể hiện chủ yếu ở chi phí lắp đặt và các chi phí khác, bao gồm chi phí Balance of Plant (BoP).
- D Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, với các giả định về tỷ lệ học tập gồm: 25,7% đối với mô-đun theo Fraunhofer [5]; 19% đối với bộ biến tần theo Danish Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating [2]; 20% đối với các thành phần khác theo IEA; và 10% đối với chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M). Việc dự báo cũng kết hợp các giả định về quy mô công suất theo World Energy Outlook 2025 của IEA, trong đó kịch bản Stated Policies được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn kịch bản Current Policies và Net Zero Emissions by 2050 lần lượt làm cơ sở cho cận trên và cận dưới của khoảng bất định.
- E Số giờ vận hành tương đương công suất định mức được tính toán dựa trên các giá trị khác trong bảng. Công thức như sau:
Số giờ vận hành tương đương công suất định mức = Hệ số DC/AC × Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh
Trong đó, công thức tính Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh là:
Số giờ vận hành tương đương công suất định mức tại đỉnh = Bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) × Hệ số chuyển đổi (transposition factor) × Hệ số hiệu suất (performance ratio).
- F Giá trị trung tâm là bức xạ mặt trời trung bình hằng năm nhận được trên bề mặt nằm ngang tại Việt Nam. Hà Nội có mức bức xạ khoảng 1.330 kWh/m²/năm, trong khi Thành phố Hồ Chí Minh đạt khoảng 1.800 kWh/m²/năm. Giá trị tối thiểu và tối đa tương ứng với phân bố bức xạ mặt trời toàn phần trên mặt phẳng ngang (GHI) của Việt Nam theo Global Solar Atlas.
- G Tỷ lệ DC/AC thể hiện trong bảng được xác định bằng công suất đỉnh của mô-đun chia cho công suất nhà máy. Hệ số này được lựa chọn tùy theo mức độ khai thác/tải mong muốn của bộ biến tần, đồng thời cũng có thể phản ánh mục tiêu tối đa hóa sản lượng điện từ một công suất AC nhất định (bị giới hạn).
- H Hệ số chuyển đổi (transposition factor – TF) mô tả mức gia tăng năng lượng bức xạ mặt trời có thể thu được khi nghiêng mô-đun so với phương ngang, đồng thời phản ánh sự suy giảm năng lượng nhận được khi hướng lắp đặt lệch khỏi hướng Nam. Hệ số TF được giữ cố định cho tất cả các năm và mọi quy mô hệ thống, do TF không được quyết định bởi các yếu tố kỹ thuật của hệ thống, mà chủ yếu phụ thuộc vào hình học lắp đặt và điều kiện bức xạ.
- I Hệ số hiệu suất (Performance Ratio – PR) là một chỉ tiêu hiệu quả, phản ánh tổng hợp các tổn thất bao gồm: tổn thất do hệ số điều chỉnh góc tới (Incident Angle Modifier – IAM), tổn thất của bộ biến tần, tổn thất của hệ thống PV, các hiệu chỉnh ngoài điều kiện STC, cũng như tổn thất trên lưới điện AC.
Tổn thất IAM thể hiện tổng năng lượng bức xạ mặt trời hằng năm bị phản xạ khỏi bề mặt kính khi góc tới khác với phương vuông góc (phản xạ tại góc tới vuông góc đã được tính trong hiệu suất STC). Các tổn thất của hệ thống PV và các hiệu chỉnh ngoài STC được xác định thông qua mô phỏng năm điển hình, trong đó các hiệu chỉnh được thực hiện theo từng giờ, do điều kiện vận hành thực tế không diễn ra trong điều kiện STC. Ngoài ra, tổn thất điện trên cáp cũng được tính đến.
Tổn thất của bộ biến tần bao gồm hiệu suất theo dõi điểm công suất cực đại (MPPT) và được lấy trung bình theo các mức tải điển hình. Bên cạnh đó, hệ số PR còn được cộng thêm lợi ích của việc sử dụng mô-đun hai mặt (bifacial), giúp tăng sản lượng phát điện khoảng 5%.
- J Môi trường nước xung quanh có thể ảnh hưởng đến hệ số hiệu suất (PR) thông qua tác dụng làm mát và khả năng phản xạ, khiến PR của hệ thống thường cao hơn khoảng 5% so với các nhà máy điện mặt trời mặt đất trên bờ có quy mô và điều kiện tương đương.
- K Hiệu suất được sử dụng là giá trị trung bình của thị trường đối với các mô-đun thương mại. Hiện nay, các mô-đun có hiệu suất trên 21% đã được thương mại hóa. Dự báo đến năm 2030, xu hướng phát triển của thị trường sẽ chuyển dịch sang các tế bào mono-Si loại n, bao gồm tế bào tiếp xúc mặt sau (back contact n-type mono-Si) và tế bào silicon HJT mono-Si loại n, vốn có hiệu suất cao hơn.
- L Sự suy giảm hằng năm của số giờ vận hành tương đương công suất định mức chưa được tính đến trong các giá trị số giờ full-load và hệ số công suất nêu trên.

Tài liệu tham khảo

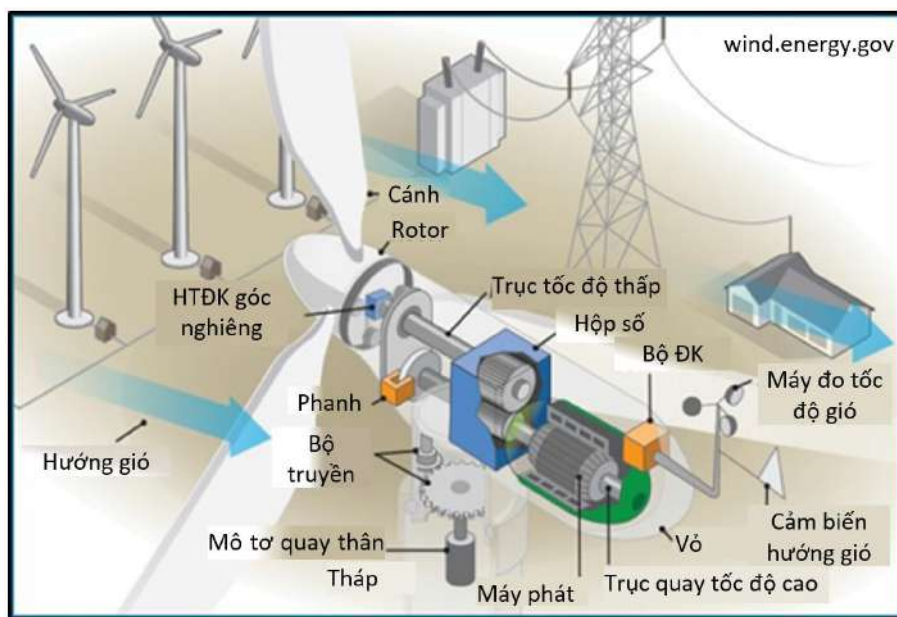
- 1 Các dự án hiện trạng tại Việt Nam
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2024 – Cẩm nang công nghệ Đan Mạch cho phát điện và sưởi ấm khu vực
- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 4 IRENA, 2024 - Chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2024
- 5 Fraunhofer, 2025, Báo cáo về điện mặt trời (quang điện)
- 6 Đối thoại với các bên liên quan
- 7 World Bank, Global Solar Atlas
- 8 Cơ quan Năng lượng Quốc tế, 2016 - Mối liên hệ Nước - Năng lượng
- 9 Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ, 2011 - Tổng quan về các hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành của các công nghệ phát điện
- 10 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước
- 11 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào

8. ĐIỆN GIÓ TRÊN BỜ

Mô tả công nghệ

Các tua bin gió trên bờ quy mô lớn hiện đại thường có thiết kế trục ngang với ba cánh quạt, được đặt ở phía đón gió, nối lưới và sử dụng cơ chế điều khiển góc nghiêng cánh tua bin chủ động, vận tốc biến thiên, điều khiển lệch hướng để tối ưu hóa sản lượng phát với các vận tốc gió khác nhau. Tua bin gió hoạt động bằng cách nhận động năng từ gió thông qua các cánh quạt gắn trên một rotor và truyền năng lượng lên một trục truyền động. Trục này được nối với một hộp số tăng tốc gắn với tổ máy phát điện có vận tốc trung bình hoặc cao, hoặc được nối với một máy phát điện truyền động trực tiếp có vận tốc thấp. Tổ máy phát điện chuyển đổi năng lượng quay của trục thành điện năng.

Trong các tua bin gió hiện đại, bộ phận điều khiển góc nghiêng cánh tua bin đóng vai trò then chốt trong việc tối đa hóa sản lượng điện ở vận tốc gió thấp, giúp duy trì công suất điện ổn định và hạn chế ứng suất cơ học cũng như tải lên tua bin ở vận tốc gió cao. Hình sau mô tả toàn diện về công nghệ tua bin và hệ thống điện, với ví dụ minh họa về tua bin có hộp số.



Hình 49: Tổng quan công nghệ tua bin gió và hệ thống điện [1].

Phương trình tính toán lượng điện năng mà một tua bin có thể tạo ra từ gió như sau:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Trong đó:

- **P** là sản lượng (tính bằng watt) được tạo ra từ gió.
- **ρ** (rho) là mật độ không khí (tính bằng kilogam trên mét khối, kg/m^3), thường vào khoảng $1,225 \text{ kg/m}^3$ ở mực nước biển trong điều kiện tiêu chuẩn.
- **A** là diện tích quét của cánh tua bin gió (tính bằng mét vuông, m^2), tỷ lệ thuận với bình phương bán kính cánh quạt.
- **v** là vận tốc gió (tính bằng mét trên giây, m/s) tại vị trí đặt tua bin.

Cần lưu ý rằng vận tốc gió ảnh hưởng lớn nhất đến sản lượng vì công suất tỷ lệ thuận với giá trị lập phương của vận tốc gió. Do đó, vận tốc gió tăng nhẹ cũng làm gia tăng đáng kể sản lượng đầu ra. Ví dụ, vận tốc gió tăng gấp đôi sẽ làm tăng tám lần điện năng sản xuất được.

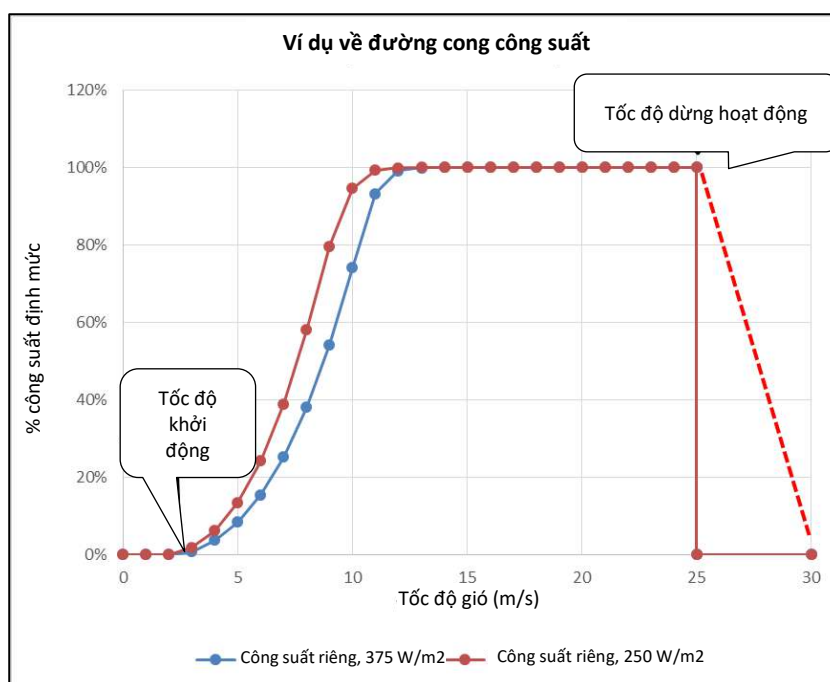
Các tua bin gió chỉ có thể thu được tối đa 59,3% động năng từ gió theo khái niệm Giới hạn Betz. Nguyên

nhân là do một lượng gió nhất định phải đi qua cánh quạt để duy trì luồng không khí. Công suất thực tế do tua bin tạo ra sẽ luôn thấp hơn giá trị lý thuyết được tính toán theo phương trình điện gió do phát sinh các tổn thất khác nhau (cơ học, điện và khí động học).

Các tua bin gió được thiết kế để hoạt động trong một dải vận tốc gió cụ thể, giới hạn bởi vận tốc gió tối thiểu để bắt đầu phát điện (cut-in) và vận tốc gió tối đa phải dừng phát điện (cut-out). Dưới vận tốc cut-in, gió không tạo ra đủ năng lượng để sản xuất điện hiệu quả. Khi vận tốc gió vượt ngưỡng cut-in, tua bin sẽ bắt đầu hoạt động và tạo ra điện. Khi vận tốc gió tăng, công suất đầu ra của tua bin cũng tăng theo, đạt công suất định mức ở một vận tốc gió nhất định. Để duy trì công suất định mức này ở vận tốc gió cao hơn, góc nghiêng của cánh quạt sẽ được điều chỉnh phù hợp. Khi vận tốc gió đạt ngưỡng cut-out, tua bin sẽ ngừng hoặc vận hành ở chế độ giảm công suất để tránh hư hỏng cơ học.

Tua bin gió trên bờ có thể được lắp đặt dưới dạng một tua bin đơn lẻ, theo cụm hoặc trong các trang trại điện gió lớn. Các tua bin gió thương mại vận hành tự động và được giám sát, quản lý thông qua hệ thống Điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu (SCADA).

Các tua bin gió hoạt động trong dải vận tốc gió khác nhau để tối ưu hóa việc sản xuất điện. Như minh họa trong Hình 50, vận tốc cut-in, thường trong khoảng từ 2 - 4 m/s, là vận tốc tối thiểu để tua bin bắt đầu sản xuất điện. Khi vận tốc gió tăng lên, tua bin đạt đến công suất phát điện định mức, vận tốc này thường vào khoảng 10 - 12 m/s, tùy vào mức công suất cụ thể, là tỷ lệ giữa công suất định mức và diện tích quét của cánh quạt. Ở vận tốc gió 25 m/s, các tua bin sẽ tự động ngừng hoặc chuyển sang vận hành ở chế độ giảm công suất để tránh hư hỏng cơ học. Tuy nhiên, các nhà sản xuất đang đẩy mạnh việc tích hợp các cơ chế cut-out mềm, cho phép tua bin tiếp tục hoạt động ở vận tốc gió cao, với vận tốc cut-out cuối cùng trong thiết kế tương lai dự kiến vào khoảng 30 m/s – như được thể hiện bằng đường nét đứt màu đỏ trong Hình 50. Cách tiếp cận này sẽ giúp tối đa hóa sản lượng điện đồng thời đảm bảo khả năng vận hành an toàn cho tua bin [2].



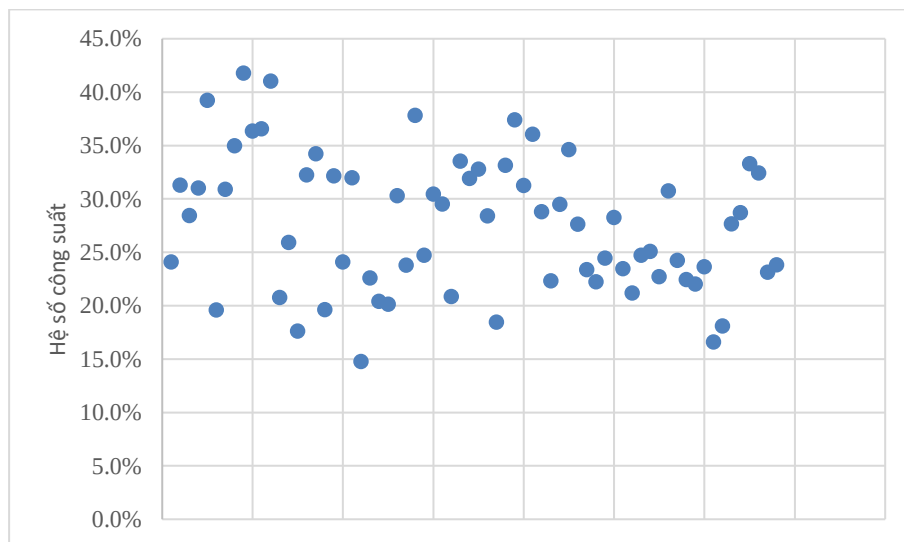
Hình 50: Đồ thị công suất tua bin (Thông tin từ hội thảo chuyên gia do Cục Năng lượng Đan Mạch tổ chức). Các giá trị công suất riêng dựa trên thiết kế 3 MW với đường kính rotor 124 m (250 W/m^2) và 3 MW với đường kính vòng quay của cánh quạt 101 m (375 W/m^2).

Hệ số công suất và vận tốc gió

Sản lượng phát hàng năm của tua bin gió phụ thuộc rất nhiều vào vận tốc gió trung bình ở vị trí đặt tua bin. Vận tốc gió trung bình phụ thuộc vào nhiều yếu tố như vị trí địa lý, chiều cao hub tua bin và độ nhám của bề mặt địa hình. Ngoài ra, các vật cản trong khu vực như rừng cây, các tòa nhà (đặc biệt đối với tua bin nhỏ), hàng rào và hiệu ứng đuôi gió các tua bin lân cận đều góp phần làm giảm vận tốc gió. Cuối cùng,

thiết kế tua bin đóng vai trò quan trọng trong việc xác định số giờ hoạt động ở công suất định mức dự kiến tại một địa điểm cụ thể. Một phần của thiết kế tua bin được thể hiện bằng công suất riêng tính bằng W/m^2 , là tỷ lệ giữa công suất tổ máy phát điện của tua bin và diện tích quét của cánh quạt, tức là diện tích vòng tròn khi cánh quạt quay để chuyển đổi gió thành điện năng.

Hệ số công suất của các dự án điện gió đang vận hành thương mại tại Việt Nam dao động từ khoảng 20 - 40% (tương đương T_{max} khoảng 1.700–3.500 giờ/năm), tùy theo từng khu vực. Một số tỉnh có hệ số công suất của dự án điện gió cao bao gồm Quảng Trị, Gia Lai, Bạc Liêu và Trà Vinh.



Hình 51: Hệ số công suất của các dự án điện gió hiện có tại Việt Nam

Độ nhám của bề mặt, một yếu tố quan trọng, thường được phân loại theo Bảng 20. Chiều dài độ nhám (roughness length) là chiều cao so với mặt đất, tại đó vận tốc gió trung bình được coi là bằng 0 do các rào cản mà bề mặt không bằng phẳng tạo ra đối với luồng gió ổn định. Địa hình càng gồ ghề thì chiều dài độ nhám càng lớn, được thể hiện qua Bảng 21 bên dưới. Sự thay đổi vận tốc gió theo độ cao bị ảnh hưởng bởi chiều dài độ gồ ghề.

Bảng 21: Mô tả theo phân loại độ gồ ghề của bề mặt.

Cấp độ nhám	Chiều dài độ nhám (m)	Mô tả
0	0,0002	Nước
1	0,03	Đất nông nghiệp trống
2	0,1	Đất nông nghiệp trống một phần cùng với một ít nhà cửa và cây cối
3	0,4	Rừng, thành phố, đất nông nghiệp với nhiều hàng cây chắn gió

Tại Việt Nam, các dự án điện gió đã vận hành chủ yếu có chiều cao tua bin khoảng 130 – 140 m. Các khu vực ưu tiên phát triển điện gió có tốc độ gió lớn hơn 6m/s. Các khu vực có tốc độ gió cao (> 6m/s), tiềm năng phát triển điện gió lớn bao gồm Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Tây Nam Bộ. Tuy nhiên, tại khu vực phía Bắc, với nhu cầu phụ tải điện cao, có thể xem xét phương án phát triển điện gió tại những khu vực gió thấp (4,5-5,5m/s). Điều này dẫn tới chi phí đầu tư cho điện gió tại miền Bắc cao hơn và kém cạnh tranh so với khu vực miền Trung và miền Nam.

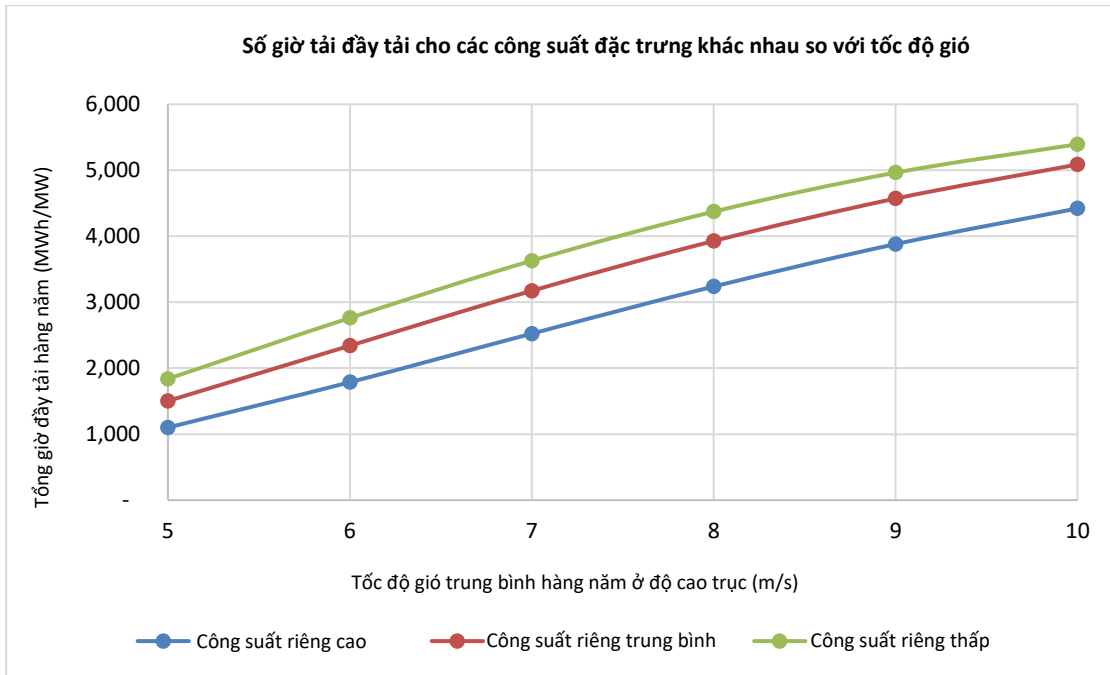
Vận tốc gió trung bình hàng năm và công suất riêng với sản lượng điện hàng năm (AEP) có mối tương quan với nhau. Đáng chú ý, sự gia tăng AEP thể hiện mối quan hệ gần như tuyến tính với vận tốc gió trung bình, đặc biệt trong khoảng từ 6 m/s - 9 m/s, như được minh họa trong Hình 52. Các ví dụ trong Hình 52 xem xét:

- Tua bin 3 MW với đường kính rotor 90 m, công suất riêng 472 W/m^2 (“công suất riêng cao”);
- Tua bin 3,3 MW với đường kính rotor 112 m, công suất riêng 335 W/m^2 (“công suất riêng trung

bình”);

- Tua bin 3,3 MW với đường kính rotor 126 m, công suất riêng 265 W/m² (“công suất riêng thấp”).

Dự báo cho thấy công suất riêng của các tua bin trong tương lai thậm chí có thể sẽ thấp hơn so với “*công suất riêng thấp*” trong hình sau [2].



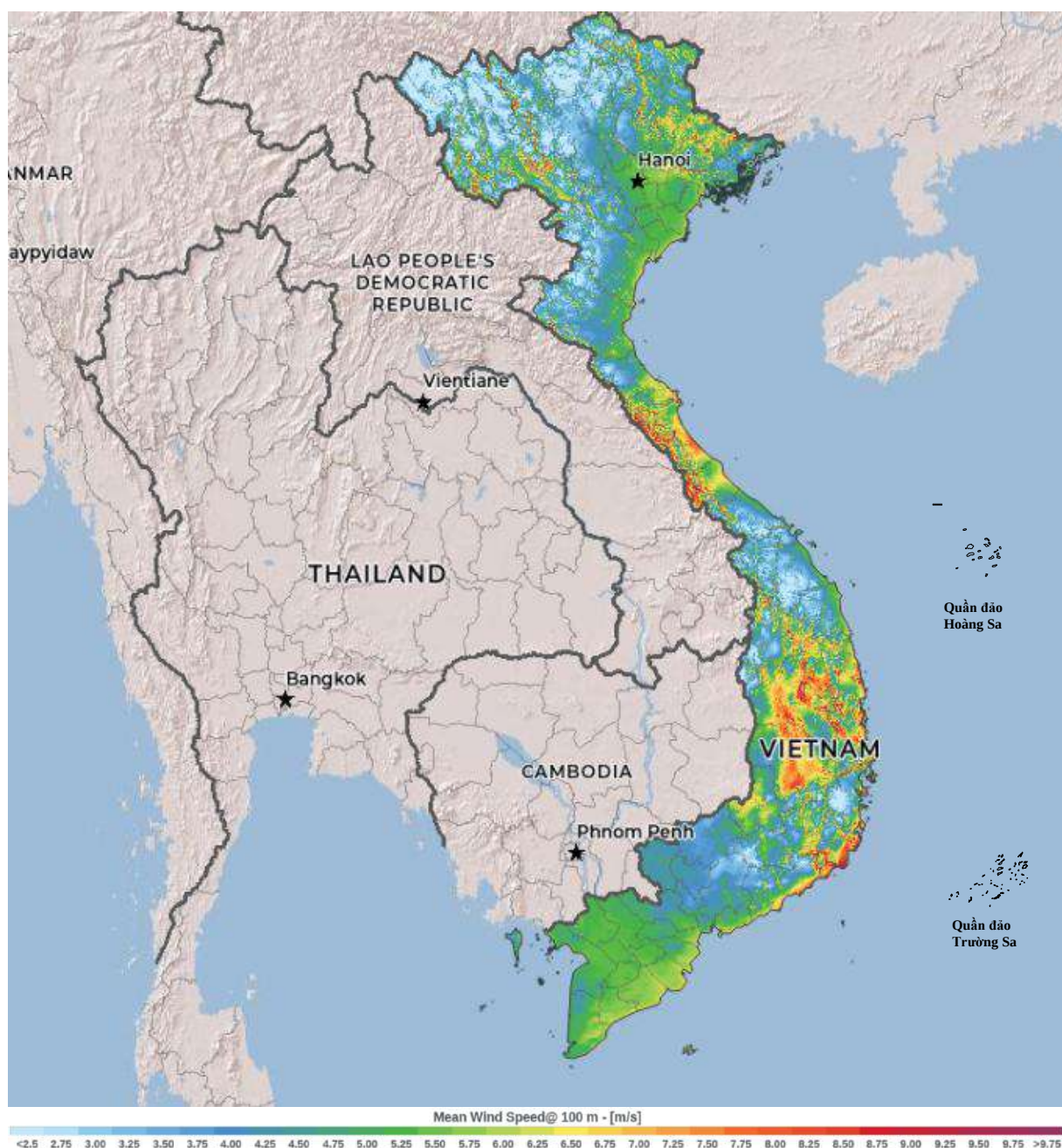
Hình 52: Số giờ hoạt động ở công suất định mức hàng năm theo vận tốc gió trung bình tại chiều cao hub [2]

Tiềm năng điện gió của Việt Nam

Hình 53 là bản đồ tài nguyên gió trên bờ của Việt Nam. Việt Nam có rất nhiều địa điểm vận tốc gió thấp (LW) và vận tốc gió trung bình (MW); bên cạnh đó cũng các địa điểm có tài nguyên gió lớn hơn, nhưng một số lại nằm ở những vùng khó tiếp cận với yêu cầu nổi lưới phức tạp hơn.

Tiềm năng lý thuyết

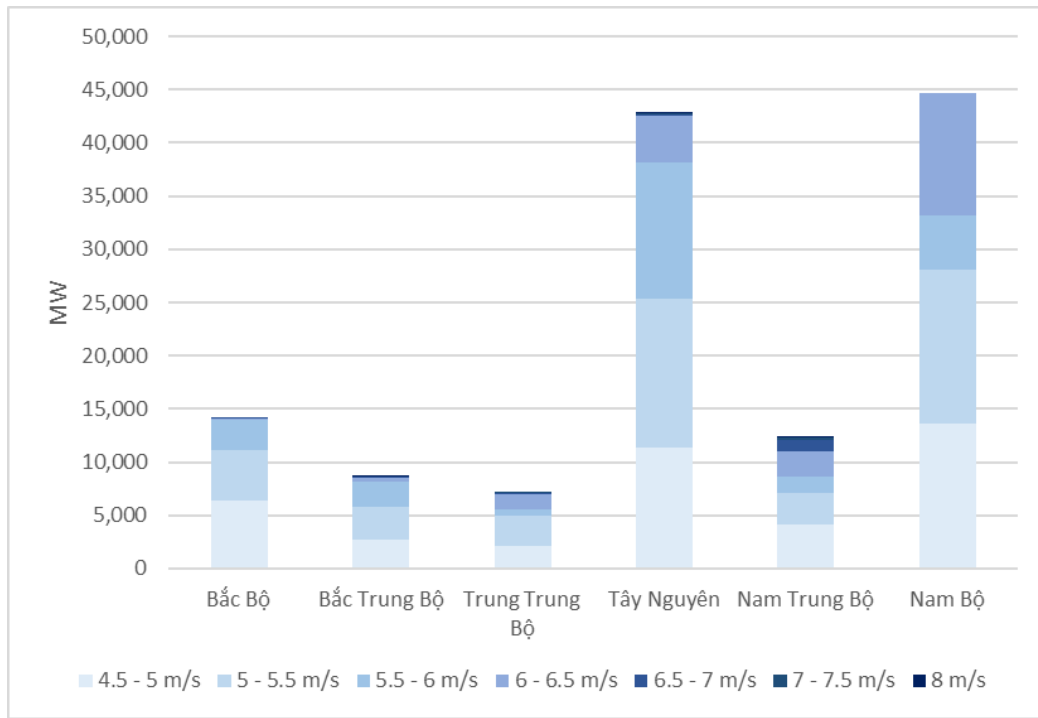
Theo Thông tư 06/2013/TT-BCT [3] của Bộ Công Thương, “Tiềm năng điện gió lý thuyết” là tiềm năng điện gió được xác định với vận tốc gió từ 6,0 m/s trở lên ở độ cao 80 m. Phần lớn diện tích này là khu vực đất nằm dọc ven biển Nam Trung Bộ, Nam Bộ, khu vực Tây Nguyên, khu vực Bắc Trung Bộ và một phần diện tích nhỏ ở khu vực miền Bắc. Để xác định lượng công suất có thể lắp đặt trên tiềm năng điện tích lý thuyết, nhóm nghiên cứu sử dụng loại tua bin gió 4,0 MW có đường kính cánh 150 m và khoảng cách giữa các hàng (hướng vuông góc với hướng gió chính) của tua bin gió được lấy là 7 lần đường kính tua bin, khoảng cách giữa các tua bin gió trong một hàng là 5 lần đường kính tua bin. Như vậy, công suất lắp đặt sẽ khoảng 5,1 MW/km² và tổng công suất điện gió theo lý thuyết ước tính 320,1 GW. Nếu tính theo Thông tư 06/2013/TT-BCT cho tốc độ gió từ 6m/s trở lên thì tiềm năng lý thuyết điện gió trên bờ của Việt nam thấp hơn 179,8 GW [4].



Hình 53: Tài nguyên gió trên đất liền Việt Nam – trên bờ, 100m so với mặt đất.
 Nguồn: Bản đồ gió toàn cầu

Tiềm năng kỹ thuật

Tiềm năng kỹ thuật được xác định dựa trên tiềm năng lý thuyết với hiện trạng và quy hoạch sử dụng đất. Phương pháp luận tính toán tiềm năng điện gió đã rà soát tốc độ gió và cập nhật quỹ đất theo quy hoạch, kế hoạch sử dụng đất quốc gia theo các Nghị quyết số 39/2021/QH15 của Quốc hội và Quyết định số 326/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ. Trên cơ sở xếp chồng các lớp bản đồ để loại bỏ các vùng có tiềm năng lý thuyết nhưng không phù hợp để phát triển điện gió, tính toán được tổng tiềm năng kỹ thuật cho cả nước đạt khoảng 130.000 MW trong đó tập trung nhiều nhất tại vùng Nam Bộ (44.700 MW) và Tây Nguyên (42.700 MW).



Hình 54: Tiềm năng kỹ thuật điện gió tại Việt Nam theo khu vực.

Đầu vào

Tua bin gió khai thác năng lượng gió.

Đầu ra

Đầu ra là điện năng.

Công suất điển hình

Hệ thống tua bin gió trên bờ quy mô lớn thường gặp ngày nay là tua bin trục ngang, ba cánh, ngược gió, nổi lưới và sử dụng bộ phận điều khiển góc nghiêng cánh tua bin, điều khiển chệch hướng chủ động, tốc độ biến đổi để tối ưu hóa sản lượng phát với các tốc độ gió khác nhau.

Bảng 22: Đặc điểm của các cấp gió theo định nghĩa của Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế

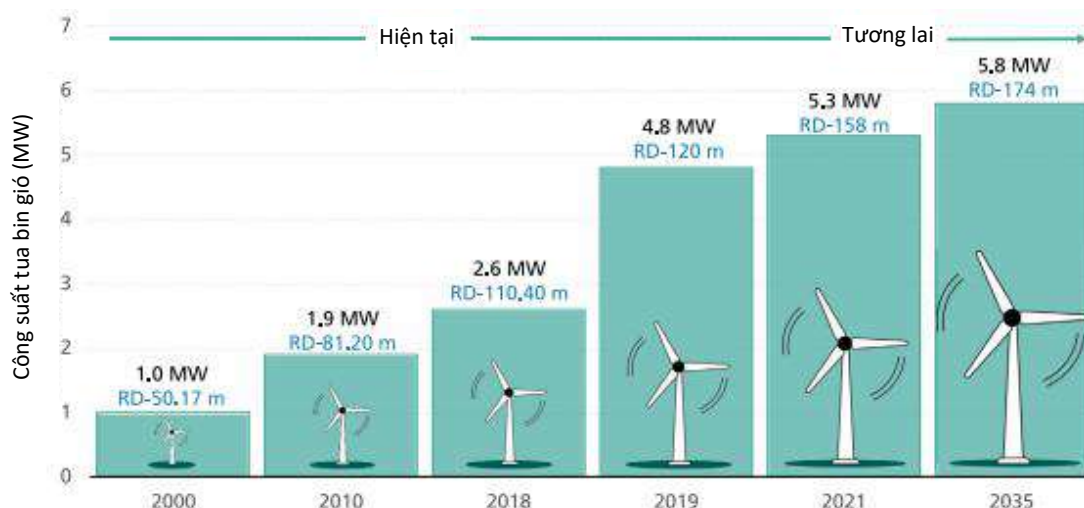
	Cấp I (Gió cao, HW)	Cấp II (Gió trung bình, MW)	Cấp III (Gió thấp, LW)	Cấp IV (Gió rất thấp)
Tốc độ gió trung bình hàng năm ở độ cao của trục tua bin [m/s]	10	8,5	7,5	6,0
Tốc độ gió cực đại trong 50 năm trên 10 phút [m/s]	50	42,5	37,5	30
Tốc độ gió cực đại trong 50 năm trên 3 giây [m/s]	70	59,5	52,5	42

Có ba thông số chính xác định thiết kế của tua bin gió. Bao gồm chiều cao của trục, công suất danh định (hoặc công suất định mức) và đường kính rotor. Hai giá trị sau thường được kết hợp trong thông số được gọi là "công suất riêng", là tỷ số giữa công suất danh định và diện tích quét. Công suất riêng được đo bằng W/m^2 .

Thiết kế tua bin gió phụ thuộc vào điều kiện gió tại địa điểm nhà máy. Trong IEC61400-1:2005, Ủy ban Kỹ thuật Điện Quốc tế (IEC) xác định bốn loại cấp độ gió được trình bày trong Bảng 22.

Các tua bin gió trên bờ quy mô lớn hiện đang được lắp đặt với công suất từ 3 đến 6 megawatt (MW) tại nhiều thị trường trên toàn thế giới, thường được phân loại dựa trên công suất định mức. Do sự phát triển về mặt kỹ thuật, các mẫu tua bin quy mô nhỏ hơn hiện đã không còn lưu hành trên thị trường. Các loại tua bin nhỏ và siêu nhỏ, có công suất từ 1 - 25 kilowatt (kW), được phân loại là tua bin gió dân dụng.

Trên thị trường toàn cầu và như được mô tả trong Hình 55, kích thước của các tua bin gió đang tăng dần theo thời gian do tổ máy phát điện lớn hơn, hub cao hơn và kích thước cánh quạt được mở rộng, giúp tăng sản lượng điện tổng thể. Việc áp dụng công suất riêng thấp hơn - tăng diện tích cánh quạt nhiều hơn mức tăng công suất định mức của tổ máy phát điện - giúp tăng hệ số công suất, đặc biệt do công suất đầu ra ở vận tốc gió dưới công suất định mức tỷ lệ thuận với diện tích quét của cánh quạt. Ngoài ra, hub cao hơn thường gắn liền với kích thước tua bin lớn hơn, mang lại nguồn gió dồi dào hơn.



Hình 55: Sản lượng điện của tua bin gió trên bờ tăng dần [5].

Công suất định mức trung bình của các tua bin gió trên bờ trên thị trường toàn cầu đã tăng từ khoảng 1 MW vào năm 2000 lên khoảng 5,3 MW vào năm 2021, và dự kiến sẽ đạt gần 6 MW vào năm 2035. Tương tự, đường kính rotor (RD) cũng có xu hướng tăng, từ 50,17 m vào năm 2000 lên 158 m vào năm 2021. Theo dự báo, đến năm 2035, các tua bin sẽ có đường kính rotor đạt trên 180 m. Phạm vi công suất của các tua bin đang vận hành khá rộng xoay quanh các giá trị trung bình, vì hiện nay tua bin công suất 6 MW cũng đã được lắp đặt, và các loại tua bin cũ hơn với công suất dưới 2 MW vẫn đang được sử dụng trong các dự án.

Theo số liệu thống kê của REN21 [6], công suất trung bình của các tua bin trên thị trường vào năm 2024 là 5,5 MW, tăng 9% so với năm 2023; các tua bin dự kiến sẽ lắp đặt trong tương lai có kích thước lớn hơn đáng kể, với mẫu tua bin trên bờ lớn nhất có công suất lên tới 15 MW.

Năm 2025, tua bin gió trên bờ lớn nhất thế giới với công suất 16,2 MW đã được lắp đặt tại tỉnh Giang Tô, Trung Quốc. Tua bin này cao 155 m - tương đương một tòa nhà 50 tầng - với đường kính rotor 266 m và diện tích quét 55.500 m², gần bằng diện tích của tám sân bóng đá. Mỗi cánh tua bin dài 130 m [7].

Tại Việt Nam, nhờ ưu đãi về giá FIT, nhiều dự án điện gió đã đi vào vận hành trong giai đoạn năm 2021. Các dự án đã vận hành tại Việt Nam thời điểm đó chủ yếu sử dụng các tua bin có công suất khoảng 3 – 4 MW với đường kính rotor khoảng 140 – 150 m. Không đứng ngoài xu thế của thế giới, các dự án điện gió phát triển trong thời gian gần đây được thiết kế có tua bin công suất và đường kính rotor tăng lên. Một số dự án hướng đến sử dụng tua bin 6 MW với đường kính rotor lên tới 175 m.

Khả năng tăng giảm công suất

Điện gió thường không ổn định do phụ thuộc vào điều kiện gió. Do đó, khả năng điều chỉnh tần số của tua bin gió phụ thuộc vào điều kiện thời tiết. Khi gió yếu (vận tốc dưới 4-6 m/s), ngoại trừ khả năng điều chỉnh điện áp thì khả năng điều tiết của tua bin rất hạn chế. Mặc dù các tua bin hiện đại, được trang bị bộ biến tần và hệ thống điều khiển tiên tiến, giúp ổn định lưới điện bằng cách cung cấp công suất phản kháng, nhưng khả năng điều tiết này vẫn phụ thuộc nhiều vào điều kiện thời tiết.

Trong điều kiện có nguồn gió đảm bảo (vận tốc gió cao hơn 4-6 m/s nhưng thấp hơn 25-30 m/s), tua bin gió có thể liên tục điều chỉnh tần số giảm và trong nhiều trường hợp, điều chỉnh tần số tăng nếu tua bin hoạt động ở chế độ giảm công suất, nhằm duy trì công suất đầu ra thấp hơn tiềm năng tối đa dựa trên nguồn gió có sẵn. Mặc dù khả thi về mặt kỹ thuật nhưng việc vận hành tua bin ở chế độ giảm công suất để hỗ trợ cho việc điều chỉnh tần số không phổ biến. Nguyên nhân là do các nhà điều hành hệ thống thường phải bồi thường cho chủ sở hữu khoản doanh thu bị giảm, dẫn đến việc sử dụng tính năng này còn hạn chế ở nhiều quốc gia [9].

Tác động của điện gió đến khả năng vận hành ổn định của hệ thống điện tùy thuộc vào mức độ thâm nhập của điện gió, quy mô hệ thống điện, cơ cấu công suất phát điện, biến động về tải và khả năng kết nối với các hệ thống điện trong khu vực. Tính chất không ổn định của điện gió có thể dẫn đến một số vấn đề về cân bằng công suất trong một hệ thống điện có tỷ trọng điện gió cao, vì tần số hệ thống có thể bị lệch so với mức danh định và ảnh hưởng đến quá trình truyền tải điện so với kế hoạch phát điện hiệu quả về chi phí. Do đó, việc tích hợp điện gió quy mô lớn đặt ra những thách thức cho nhà điều hành hệ thống trong việc duy trì sự cân bằng chặt chẽ giữa sản xuất và tiêu thụ của các hệ thống điện và truyền tải điện theo đúng kế hoạch.

Dự báo điện gió đóng vai trò quan trọng trong khía cạnh này, ví dụ như trong hệ thống điện hiện tại ở Đan Mạch, vận tốc gió chỉ cần tăng hoặc giảm 1 m/s sẽ dẫn đến mất cân bằng công suất khoảng 350 MW [10].

Các phương pháp điều khiển hiện hành và nguồn dự phòng khả dụng có thể hỗ trợ giải quyết vấn đề nguồn cung điện gió biến đổi trong các hệ thống điện hiện nay. Tuy nhiên, cần rà soát lại các phương pháp vận hành và điều khiển để tăng cường tích hợp điện gió vào hệ thống điện trong tương lai, vì các nhà máy điện gió sẽ dần thay thế các nhà máy điện truyền thống trong hệ thống điện hiện đại.

Các nhà máy điện dễ điều độ tham gia vào việc điều chỉnh tăng hoặc giảm công suất hữu dụng, trong khi Hệ thống điều khiển phát điện tự động (AGC) chỉ điều chỉnh giảm công suất hữu dụng từ nhà máy điện gió (NMĐG) trong trường hợp thừa công suất và khi các nhà máy điện dễ điều độ vận hành ở công suất tối thiểu. Hệ thống AGC tích hợp hiệu quả NMĐG vào hệ thống điều khiển thứ cấp bằng cách giảm sản lượng của nhà máy khi thừa công suất, đồng thời sử dụng nguồn điện gió sẵn có khi thiếu công suất. Phần mất cân bằng công suất còn lại sau khi triển khai hệ thống AGC được giảm thiểu nhờ việc kích hoạt lập trình có sẵn [11].

Theo quy định tại Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01/02/2025 quy định Hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng, yêu cầu đối với các nhà máy điện gió đấu nối lưới điện truyền tải hoặc có công suất lắp đặt trên 30 MW đầu nối vào lưới điện phân phối phải có khả năng giảm công suất tác dụng không muộn hơn 02 giây khi ghi nhận tần số trên 50,5 Hz và phải hoàn thành trong vòng 15 giây. Bên cạnh đó, các nguồn điện gió cũng phải có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng trong dải hệ số công suất - 0.95 ÷ 0.95 [12].

Ưu/nhược điểm

Ưu điểm

- Các tua bin gió không tạo ra khí thải trong quá trình vận hành.
- Các tua bin gió khi vận hành không gây phát thải khí nhà kính, góp phần giúp môi trường sạch hơn.
- Nhờ chi phí vận hành thấp và không tốn chi phí nhiên liệu, điện gió có cơ cấu chi phí ổn định và có thể dự đoán.
- Tính mô-đun của công nghệ điện gió tạo thuận lợi cho việc mở rộng quy mô công suất, đảm bảo tính linh hoạt để đáp ứng nhu cầu, từ đó ngăn ngừa tình trạng phát triển quá nhiều và phát sinh chi phí mắc kẹt.
- Dự án điện gió thường có thời gian thực hiện ngắn hơn so với các công nghệ năng lượng thay thế khác nên sẽ cho phép triển khai nhanh hơn.
- Nguồn điện gió đóng vai trò bổ sung cho thủy điện nhờ sự khác biệt trong mô hình sản lượng điện hàng năm giữa hai nguồn [13].
- Các hệ thống điện gió có thể dễ dàng phát triển thành hệ thống hybrid tích hợp sử dụng pin lưu trữ như một chiến lược để giảm thiểu tác động liên quan đến tính biến đổi, tính tương hỗ và độ ổn định của lưới điện.
- Việc sử dụng năng lượng gió để phát điện sẽ giúp giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

Nhược điểm

- Nguồn điện gió thường không ổn định, phụ thuộc vào thời tiết và điều kiện theo mùa, đòi hỏi hệ thống điện phải duy trì công suất dự phòng. Ví dụ, tại Việt Nam, có những giai đoạn các tua bin gió sản xuất rất ít hoặc không sản xuất điện, kéo dài đến cả tháng.
- Phát triển điện gió đòi hỏi vốn đầu tư ban đầu rất lớn, bao gồm nguồn vốn đáng kể cho việc lắp đặt.
- Việc phụ thuộc vào điện gió có thể dẫn đến những biến động về sản lượng điện, ảnh hưởng đến độ ổn định của hệ thống.
- So với các nhà máy nhiệt điện truyền thống, điện gió đóng góp ở mức độ vừa phải vào việc đảm bảo nguồn cung điện liên tục.
- Tính chất không ổn định của điện gió đòi hỏi phải có nguồn điện điều tiết bổ sung để kiểm soát biến động và ổn định lưới điện.
- Các tua bin gió có thể gây lo ngại về tác động đối với cảnh quan, tầm nhìn và tạo ra tiếng ồn, ảnh hưởng đến các cộng đồng dân cư xung quanh.
- Nguồn gió mạnh thường cách xa trung tâm phụ tải, đòi hỏi phải có hạ tầng lưới điện kết nối.

Yêu cầu về không gian

Theo Thông tư số 02/2019/TT-BCT ngày 15/1/2019 của Bộ Công Thương, diện tích mặt nước và diện tích đất cho các dự án điện gió được chia thành hai loại: diện tích sử dụng đất có thời hạn và diện tích sử dụng đất tạm thời.

- Diện tích sử dụng đất có thời hạn của dự án điện gió là tổng diện tích của móng trụ tua bin gió bao gồm cả diện tích bảo vệ móng, diện tích đặt các thiết bị đồng bộ tại chân cột điện gió; các đường cáp trung áp đầu nối điện gió, chân cột đường dây trên không đầu nối điện; các trạm biến áp; diện tích xây dựng hệ thống đường giao thông nội bộ và nhà quản lý điều hành. Diện tích sử dụng đất có thời hạn được cơ quan có thẩm quyền giao cho chủ đầu tư dự án trong toàn bộ đời dự án;

- Diện tích sử dụng đất tạm thời của dự án điện gió là diện tích Chủ đầu tư được phép sử dụng tạm thời cho việc thi công dự án điện gió, bao gồm: đường tạm phục vụ thi công, bãi tập kết vật tư thiết bị, khu vực thi công, lán trại tạm công nhân và các địa điểm phụ trợ khác. Sau khi hoàn thành công trình đưa vào sử dụng, phần diện tích sử dụng đất tạm thời không thuộc phần diện tích sử dụng đất có thời hạn sẽ được cơ quan có thẩm quyền thu hồi để sử dụng cho các mục đích khác.

Thông tư số 02/2019/TT-BCT của Bộ Công Thương quy định: Diện tích sử dụng đất có thời hạn không quá 0,35 ha/MW; Diện tích sử dụng đất tạm thời không quá 0,30 ha/MW. Các dự án điện gió tại Việt Nam thường có diện tích sử dụng đất có thời hạn và tạm thời khoảng 0,4 – 0,6 ha/MW.

Hiện nay tại Việt Nam, khoảng cách giữa các tua bin gió trên bờ theo thiết kế thường từ 8D - 9D giữa các hàng tua bin và từ 2D - 3D giữa hai tua bin trong cùng một hàng (trong đó D là đường kính rotor của tua bin gió). Tuy nhiên, sơ đồ bố trí của trang trại điện gió trên bờ phụ thuộc rất nhiều vào điều kiện địa hình thực tế, đòi hỏi phải tránh các khu vực núi dốc, rừng được bảo vệ hoặc các địa điểm có diện tích đất hạn chế. Do địa hình phức tạp, các tua bin trên bờ trong nhiều trường hợp khó có thể được bố trí thẳng hàng và đồng đều như thường thấy ở trang trại gió ngoài khơi, mà thay vào đó phải được điều chỉnh linh hoạt theo địa hình tự nhiên và hướng gió chính để đảm bảo hiệu quả phát điện và khả năng vận hành an toàn.

Tiêu thụ nước

Các trang trại điện gió trên bờ thường không sử dụng nguồn nước ngọt trong quá trình sản xuất điện mà chỉ tiêu thụ một lượng nước nhỏ trong các tòa nhà ở giai đoạn vận hành và trong một số quy trình ở giai đoạn thi công.

Môi trường

Gió là một nguồn năng lượng sạch. Những lo ngại về môi trường bao gồm việc sử dụng đất và lựa chọn vị trí xây dựng nhà máy, cũng như tác động về cảnh quan, tầm nhìn nếu bố trí gần khu dân cư, bao gồm hiện tượng ánh sáng nhấp nháy do tua bin gió che khuất một phần ánh sáng mặt trời khi quay, tiếng ồn và nguy cơ va chạm với dơi hoặc chim.

Tác động về cảnh quan, tầm nhìn của các tua bin gió là một vấn đề gây nhiều tranh cãi, đặc biệt khi kích

thước tua bin gió trên bờ ngày càng lớn.

Hiện tượng ánh sáng nhấp nháy thường được kiểm soát thông qua kết hợp sử dụng các công cụ dự đoán và điều khiển tua bin. Trong một số trường hợp, tua bin có thể sẽ phải tạm ngừng hoạt động trong thời gian ngắn nếu hiện tượng ánh sáng nhấp nháy có thể xảy ra ở các khu dân cư lân cận.

Nhà máy điện gió sản sinh ra hai loại tiếng ồn: (i) Tiếng ồn cơ học - phát ra trong quá trình làm việc của các chi tiết cơ khí. Thông thường, các tua bin gió trên biển phát ra tiếng ồn khoảng 90 - 100dB; (ii) Tiếng ồn khí động học - phát ra trong quá trình tương tác của cánh tua bin với luồng gió. Ở gần trục cánh quạt của các tua bin gió công suất lớn, độ ồn ở mức 100 dB. Do vậy, tiếng ồn của các tua bin gió khi vận hành không gây ảnh hưởng đến sinh hoạt con người bên ngoài phạm vi 100 m trở lên.

Năm 2013, Cục Bảo vệ môi trường Đan Mạch đã nghiên cứu những tác động của tua bin gió, đặc biệt là tiếng ồn khi tua bin hoạt động, đến sức khỏe con người. Báo cáo trình bày một số phát hiện như sau [14]:

- Không có bằng chứng thuyết phục nào về mối liên hệ giữa việc tiếp xúc ngắn hạn và dài hạn với tiếng ồn từ tua bin gió với sự xuất hiện của cục máu đông ở tim và bệnh đột quỵ.
- Kết quả nghiên cứu cho thấy không có mối liên hệ nào giữa việc tiếp xúc lâu dài với tiếng ồn từ tua bin gió và bệnh tiểu đường, cũng như giữa việc tiếp xúc với tiếng ồn từ tua bin gió trong thời kỳ mang thai với các dị tật bẩm sinh.
- Đối với việc sử dụng thuốc ngủ và thuốc chống trầm cảm kê đơn lần đầu, nhóm nghiên cứu ghi nhận mối liên hệ giữa tình trạng này ở nhóm trên 65 tuổi với tiếng ồn lớn từ tua bin gió ngoài trời. Bên cạnh đó, nghiên cứu cũng chỉ ra một số ít bằng chứng cho thấy mối liên hệ tương tự giữa tiếng ồn từ tua bin gió và việc sử dụng thuốc kê đơn lần đầu để điều trị huyết áp cao.
- Nhìn chung, nghiên cứu chỉ ghi nhận một số ít trường hợp trong nhóm tiếp xúc với mức tiếng ồn cao nhất. Các kết quả của nhóm nghiên cứu chỉ được coi là có giá trị khi được các nhà nghiên cứu khác xác nhận lại.

Một báo cáo nghiên cứu tài liệu của Canada kết luận rằng tua bin gió có thể gây ảnh hưởng cho người dân ở khu vực xung quanh, nhưng không chứng minh được mối quan hệ nhân quả giữa tiếng ồn từ tua bin gió và tác động đến sức khỏe như đã nêu [15].

Nghiên cứu của Đan Mạch lo ngại nguy cơ va chạm với chim do tua bin gió nằm gần các tuyến đường di cư của chim. Nhìn chung, trên thực tế chim có thể bay vòng qua tua bin gió và các nghiên cứu cũng báo cáo tỷ lệ tử vong của chim thấp, tuy nhiên, có sự khác biệt giữa các khu vực [16].

Tác động đến môi trường từ hoạt động chế tạo tua bin gió ở mức vừa phải và ngang với các ngành sản xuất công nghiệp thông thường khác. Tuy nhiên, hoạt động khai khoáng và tình chế đất hiếm để sử dụng trong các nam châm vĩnh cửu lại là một vấn đề cần lưu ý [1, [17], [18]. Theo một số nghiên cứu, thời gian hoàn vốn về năng lượng của tua bin gió trên bờ được ước tính vào khoảng 3-9 tháng [19], [20].

Các nghiên cứu đánh giá vòng đời của trang trại điện gió cho thấy tác động về môi trường đến từ ba nguồn chính:

- khối lượng vật liệu thải từ tháp và móng tua bin lớn, mặc dù tỷ lệ thép được tái chế ở mức cao
- chất thải nguy hại từ các thành phần của vỏ tua bin
- khí nhà kính (VD: CO₂ từ sản xuất thép và các dung môi từ lớp phủ bề mặt)

Khoảng 96% các tua bin gió được làm từ vật liệu có thể tái chế, bao gồm thép, đồng, nhôm và nhựa ở lớp vỏ ngoài và các bộ phận khác. Với hơn 8.000 bộ phận, tua bin thường được thiết kế (bảo đảm) để hoạt động trong thời gian tối đa 25 năm, nhưng trên thực tế thời gian hoạt động của tua bin thường dài hơn [21], và hầu hết các vật liệu có thể được tái chế ở cuối vòng đời. Tuy nhiên, các cánh quạt, thường được làm bằng sợi thủy tinh, không thể tái chế hoàn toàn và thường bị thải ra bãi chôn lấp hoặc xử lý bằng phương pháp đốt. Hiện tại có nhiều phương pháp mới để tái sử dụng bộ phận này, chẳng hạn như sử dụng sợi thủy tinh để sản xuất xi măng hoặc tái sử dụng toàn bộ cánh quạt cho các công trình như nhà để xe đạp, rào chống ồn và cầu. Với số lượng cánh quạt thải ra ngày càng nhiều do thị trường điện gió toàn cầu phát triển mạnh, dự kiến sẽ có thêm nhiều phương pháp để tái sử dụng và tái chế bộ phận này.

Các tua bin gió thế hệ mới đều có độ cao khá lớn khoảng > 150m (khoảng 300 m đối với tua bin 18 MW) có thể gây ảnh hưởng đến giao thông hàng không. Trước khi xây dựng nhà đầu tư sẽ thỏa thuận với các cơ quan chức năng của cục hàng không, bộ quốc phòng. Cần phải lắp đặt hệ thống báo hiệu (đèn báo không

lưu) tại tua bin.

Ngoài ảnh hưởng bởi chiều cao tĩnh không, tua bin điện gió có thể gây nhiễu có hại cho hệ thống thông tin không lưu. Trang trại điện gió gồm nhiều tua bin điện gió lắp đặt gần nhau sẽ tạo nhiễu bóng râm và có thể gây ảnh hưởng đến tầm quan sát xa của radar do luồng sóng của radar bị nhiễu loạn. Khi cánh quạt tua bin điện gió quay, sóng dội của radar sẽ bị ảnh hưởng và có thể phát tín hiệu không chính xác. Vì thế, tua bin điện gió không được lắp đặt tại những nơi gần hệ thống radar, đặc biệt là radar bảo vệ bầu trời hoặc radar phục vụ không lưu.

Công nghệ tái chế sau vòng đời

Công nghệ tái chế tua bin gió sau vòng đời hiện tập trung vào việc xử lý các thành phần khó phân hủy, đặc biệt là cánh quạt bằng vật liệu composite. Trong khi khoảng 80-90% khối lượng tua bin (như trụ thép, máy phát đồng, nhôm) có thể tái chế dễ dàng bằng các phương pháp luyện kim truyền thống, thì việc tái chế cánh quạt là thách thức lớn nhất. Được làm bằng vật liệu composite như sợi thủy tinh, sợi carbon và nhựa epoxy, các cánh tua bin gió nhẹ, chắc và có khả năng chống chịu thời tiết cao. Tuy nhiên, chính những đặc tính này lại khiến các cánh quạt khó để tái chế hoặc chi phí tái chế cao. Hiện trên thế giới chưa có phương pháp nào hiệu quả và có thể nhân rộng quy mô để tái chế những vật liệu này. Ngành công nghiệp năng lượng thế giới đang không ngừng tìm kiếm các giải pháp. Nhiều công ty đã bắt đầu tái chế các cánh quạt cũ thành những sản phẩm hữu ích như vật liệu cho sản xuất xi măng, nhựa đường, hay thậm chí là cầu đi bộ và các tấm chắn tiếng ồn đường cao tốc. Một số doanh nghiệp còn sử dụng nguyên cánh quạt để làm mái che cho các trạm sạc xe điện, nhà chờ xe buýt hay nhà để xe đạp. [22]

Trong những năm gần đây, một nhóm nghiên cứu tại Viện Vật lý Hóa học Lan Châu (Lanzhou) thuộc Viện Hàn lâm Khoa học Trung Quốc đã công bố giải pháp tái chế cánh quạt tua bin gió thành vật liệu nhựa đường. Nhóm nghiên cứu đã giải quyết vấn đề bằng cách tận dụng các đặc tính riêng của các cánh quạt đã ngừng hoạt động như trọng lượng nhẹ, độ bền cao và khả năng chống ăn mòn. Thông qua biện pháp kết hợp nghiền nát và xử lý hóa học, nhóm đã cải tiến thành công các cánh quạt để đưa vào hỗn hợp nhựa đường và bê tông xi măng. Các nhà nghiên cứu đã hợp tác với một công ty xây dựng đường bộ trong nước và thử sử dụng hỗn hợp nhựa đường cải tiến kết hợp các cánh quạt tua bin đã ngừng hoạt động cho một đoạn đường cao tốc ở Lan Châu, tỉnh Cam Túc, Tây Bắc Trung Quốc, vào tháng 9/2024. Sau hơn 5 tháng vận hành khai thác tuyến đường, mặt đường không có vết nứt, vết lún hoặc bị bong tróc, cho thấy tính khả thi của phương pháp tái chế này [23].

Nghiên cứu và phát triển

Các nghiên cứu trong tương lai sẽ tập trung vào việc giảm chi phí đầu tư thông qua cải tiến thiết kế và công nghệ giảm tải. Bên cạnh đó, sẽ có các phương pháp hiệu quả hơn để xác định nguồn tài nguyên gió, bao gồm cả điều kiện thiết kế bên ngoài, đồng thời nâng cao hiệu suất khí động học. Những nỗ lực sẽ tập trung vào giảm chi phí vận hành và bảo dưỡng thông qua cải thiện chất lượng các bộ phận của tua bin. Ngoài ra, sẽ có những tiến bộ trong các dịch vụ phụ trợ, thúc đẩy tích hợp hiệu quả hơn với các hệ thống năng lượng và cải tiến các công cụ để dự báo điện gió. Nghiên cứu cũng sẽ xem xét các biện pháp để nâng cao chất lượng điện năng, giảm tiếng ồn, tối ưu hóa các chiến lược cải tạo và khám phá các giải pháp lưu trữ để tăng giá trị của điện gió [5].

Triển vọng nghiên cứu tại Việt Nam

Triển vọng phát triển công nghệ điện gió trên bờ tại Việt Nam trong những năm tới được đánh giá rất tích cực, đặc biệt trong lĩnh vực nội địa hóa sản xuất thiết bị. Hiện nay, Việt Nam chưa thể chế tạo tua bin gió hoàn chỉnh, nhưng đã trở thành một mắt xích quan trọng trong chuỗi cung ứng toàn cầu. Nổi bật là CS Wind Việt Nam (Một công ty của Hàn Quốc nhưng có nhà máy lớn đặt tại Bà Rịa – Vũng Tàu), hiện là nhà sản xuất tháp tua bin gió lớn nhất thế giới, đã xuất khẩu hàng nghìn tháp phục vụ các dự án điện gió trên bờ tại Mỹ, Hàn Quốc và châu Âu. Bên cạnh đó, một số doanh nghiệp cơ khí trong nước cũng từng bước tham gia chế tạo và lắp dựng các kết cấu thép, góp phần giảm chi phí nhập khẩu và nâng cao tỷ lệ nội địa hóa trong các dự án điện gió. Dù các bộ phận công nghệ cao như cánh quạt composite, hộp số hay máy phát vẫn phải nhập khẩu, sự phát triển của ngành cơ khí chế tạo trong nước cho thấy tiềm năng tiến tới làm chủ các cụm thiết bị phức tạp hơn trong tương lai. Nếu có chính sách hỗ trợ về nghiên cứu, chuyển giao công nghệ và ưu đãi đầu tư, Việt Nam có khả năng xây dựng chuỗi cung ứng điện gió trên bờ mang tính cạnh

tranh trong khu vực, đồng thời thúc đẩy ngành công nghiệp cơ khí trong nước phát triển bền vững.

Ví dụ về những dự án hiện có

Các loại tua bin gió trên bờ hiện có tại Việt Nam:

Trước năm 2021, các dự án điện gió trên bờ tại Việt Nam chủ yếu sử dụng tua bin 3-4 MW từ các nhà sản xuất như Envision, Vestas và Goldwind, chủ yếu là do nguồn cung hạn chế. Tuy nhiên, xu hướng tương lai cho thấy việc sử dụng các tua bin công suất cao hơn với đường kính rotor lớn hơn sẽ giúp giảm chi phí điện quy dẫn (LCOE), cải thiện hiệu quả khai thác tài nguyên gió, giảm chi phí vận hành và phù hợp với xu hướng công nghệ toàn cầu.

Một số thông số kỹ thuật của các dự án điện gió trên bờ đang vận hành thương mại tại Việt Nam như sau:

Dự án nhà máy điện gió Ea Nam

Dự án nhà máy điện gió Ea Nam, nằm ở huyện Ea H'leo, tỉnh Đắk Lắk, có công suất 400 MW và là dự án điện gió trên bờ lớn nhất Việt Nam tính đến thời điểm hiện tại. Dự án sử dụng 84 tua bin Enercon gồm 2 loại là E-138 EP3 có công suất 4,2MW và E-160 EP5 công suất 5,5MW mỗi tổ máy, chiều cao tháp từ 130–150 m và đường kính rotor từ 138–160 m. Tổng vốn đầu tư cho dự án khoảng 16.500 tỷ đồng (khoảng 713 triệu USD), với diện tích đất và hạ tầng liên quan ước tính hơn 600 ha. Ngoài nhà máy điện, dự án còn bao gồm một đường dây truyền tải 500 kV dài khoảng 1,2 km để kết nối với lưới điện quốc gia. Toàn bộ 84 tua bin đã được hoàn thành và đưa vào vận hành từ ngày 31/10/2021, sản lượng điện hàng năm dự kiến khoảng 1,1 tỷ kWh.

Dự án nhà máy điện gió Kosy Bạc Liêu

Dự án nhà máy điện gió Kosy Bạc Liêu có công suất 40,5 MW, nằm ở xã Vĩnh Thịnh, huyện Hòa Bình (thuộc tỉnh Bạc Liêu cũ, nay là tỉnh Cà Mau). Toàn bộ tua bin được cung cấp bởi Goldwind International Renewable, một trong ba nhà sản xuất tua bin gió hàng đầu thế giới. Đây là dòng tua bin thông minh 4,5 MW mới nhất, phù hợp với điều kiện gió ở khu vực, có đường kính rotor dài 155 m và chiều cao tháp là 130 m giúp tăng sản lượng điện. Các tua bin của Goldwind sử dụng công nghệ nam châm vĩnh cửu truyền động trực tiếp, không hộp số, nhờ đó giảm hao phí vận hành và tăng hiệu quả phát điện. Dự án có tổng mức đầu tư ước tính khoảng 1.600 tỷ đồng (khoảng 69 triệu USD) và đã chính thức vận hành thương mại vào tháng 10/2021.

Dự án nhà máy điện gió Lạc Hòa 2

Dự án nhà máy điện gió Lạc Hòa 2, đặt tại các xã Vĩnh Tân và Lạc Hòa, thị xã Vĩnh Châu (thuộc tỉnh Sóc Trăng cũ, nay là thành phố Cần Thơ). Dự án có công suất 130 MW. Tính đến tháng 8/2023, 38 trong số 40 tua bin đã được đưa vào vận hành, mỗi tua bin có công suất 3,3 MW. Các tua bin do Envision, nhà sản xuất tua bin lớn thứ hai thế giới, sản xuất với phần tháp làm bằng thép không gỉ đặc biệt, cao 140 m, đường kính rotor 156 m, mỗi tua bin có ba cánh, mỗi cánh dài hơn 76 m, làm bằng vật liệu composite đặc biệt. Dự án có tổng mức đầu tư ước tính khoảng 5.700 tỷ đồng (khoảng 238 triệu USD) và là một trong số ít các dự án điện gió hoàn thành sau khi biểu giá FIT ưu đãi tại Việt Nam đã kết thúc.

Ước tính số liệu

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

Chi phí đầu tư [Triệu USD 2025 / MW] - Điện gió trên bờ - Tua bin tốc độ gió cao						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2026		1,37	1,32		1,28	1,26
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2023	1,89		1,61			1,36
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2021	1,89		1,61			1,36
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2019	2,01		1,65			1,40
Cấm nang công nghệ – Đan Mạch 2022	1,38	1,47	1,43			1,36

Chi phí đầu tư [Triệu USD 2025 / MW] - Điện gió trên bờ - Tua bin tốc độ gió cao						
Cẩm nang công nghệ – Colombia 2024		1,41	1,33			1,26
Dữ liệu địa phương – Dự án: Tỉnh Khánh Hòa năm 2021	1,18					
Dữ liệu địa phương – Dự án: Tỉnh Gia Lai năm 2025		1,47				
Dữ liệu địa phương – Dự án: Tỉnh Lâm Đồng năm 2025		1,13				
IEA WEO 2025 – Ấn Độ		1,14		1,07		1,04
IEA WEO 2025 – Trung Quốc		0,88		0,82		0,81

Nhận xét bổ sung

Những tiến bộ trong công nghệ và sự cải tiến liên tục về vật liệu và công tác bảo dưỡng đã giúp kéo dài tuổi thọ kỹ thuật dự kiến của các tua bin gió. Vòng đời của tua bin theo giả định thông thường là 20 năm, tuy nhiên, các nghiên cứu hiện tại và quan sát thực tế cho thấy tuổi thọ dự kiến của các tua bin được lắp đặt trong thời gian tới có thể lên tới 25 năm [26-28]. Trong tương lai, giai đoạn năm 2030 - 2050, các tua bin gió thậm chí có thể vận hành trong 30 năm nhờ những cải tiến liên tục và nỗ lực hoàn thiện trong thiết kế tua bin, vật liệu và chiến lược vận hành.

Tài liệu tham khảo

- [1] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ (DOE). (không ghi ngày). Điện gió. Dựa trên <https://wind.energy.gov>
- [2] Cục Năng lượng Đan Mạch. (2024). Dữ liệu công nghệ về sản xuất điện và hệ thống sưởi ấm tập trung
- [3] Thông tư số 06/2013/TT-BCT của Bộ Công Thương: Quy định về nội dung, trình tự, thủ tục lập, thẩm định và phê duyệt quy hoạch phát triển điện gió
- [4] IE&EREA, Quy hoạch phát triển điện lực sửa đổi giai đoạn 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050, 2025
- [5] Siddiqui, M. O., Feja, P. R., Borowski, P., Kyling, H., Nejad, A. R., & Wenske, J. (2023). Kiểm thử vỏ tua bin gió: Các xu hướng phát triển và công nghệ tiên tiến nhất. Tạp chí Đánh giá năng lượng tái tạo và bền vững, 188, 113767. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113767>
- [6] <https://www.ren21.net/gsr-2025/technologies/wind-power>
- [7] <https://english.news.cn/20250422/c7e767f8f2042d886496a9670981539>
- [8] Thông tư số 02/2019/TT-BCT của Bộ Công Thương: Quy định thực hiện phát triển dự án điện gió và Hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện gió.
- [9] NREL. (2013). Các tua bin gió vận tốc cố định và biến thiên cung cấp dự phòng quay cho lưới điện.
- [10] Energinet. (không ghi ngày). Phát triển điện gió để ứng phó với biến đổi khí hậu. Dựa trên <https://www.e-pages.dk/energinet/126/>
- [11] Basit, A., Altin, M., Hansen, A. D., & Sorensen, P. E. (2014). Cân bằng hệ thống điện hiện đại với điện gió quy mô lớn
- [12] Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 1/2/2025: Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng.
- [13] Rodríguez-Espinoza, Y., Díaz-Mendoza, C., Álvarez-Bel, C., & Escrivá-Escrivá, G. (2021). Tính bổ sung giữa các nguồn năng lượng tái tạo theo năm và giữa các năm ở Colombia. *Energies*, 14(2), 312. <https://doi.org/10.3390/en14020312>
- [14] Bộ Khí hậu, Năng lượng và Tiện ích (Đan Mạch). (2019). Undersøgelse om helbredseffekter af vindmøllestøj er afsluttet [Hoàn thành nghiên cứu về tác động đến sức khỏe của tiếng ồn từ tua bin gió]. Dựa trên <https://www.kefm.dk/aktuelt/nyheder/2019/mar/undersogelse-om-helbredseffekter-af-vindmoellestoej-er-afsluttet>
- [15] McCunney, R. và cộng sự (2014). Tua bin gió và sức khỏe. Tạp chí Sức khỏe nghề nghiệp và môi trường, 56(11).
- [16] Naturvårdsverket. (2011). Vindkraftens påverkan på fåglar och fladdermöss [Tác động của việc phát triển điện gió đối với chim và dơi].
- [17] Vestas Wind Systems A/S. (2014). Đánh giá vòng đời sản xuất điện từ nhà máy điện gió trên bờ V112-3,3 MW.
- [18] Siemens. (2014). Khai báo sản phẩm môi trường - SWT-3.2-133. Dựa trên <https://siemens.dk/wind>
- [19] Krohn, S. (1997). Cân bằng năng lượng của các tua bin hiện đại.
- [20] Haapala, K. R., & Prempreeda, P. (2014). So sánh đánh giá vòng đời của tua bin gió 2,0 MW. Đại học bang Oregon, Hoa Kỳ.
- [21] Cục Năng lượng Đan Mạch. (2024). Dữ liệu công nghệ về sản xuất điện và hệ thống sưởi ấm tập trung
- [22] <https://www.evn.com.vn/d/vi-VN/news/Giai-bai-toan-tai-che-can-quat-tua-bin-gio-60-2020-504819>
- [23] Xinhua(2025). Công nghệ mới biến cánh quạt tua bin gió đã qua sử dụng thành vật liệu lát đường. <https://www.chinadaily.com.cn/a/202502/12/WS67ac63c7a310a2ab06eabd7b.html#:~:text=China-New%20technology%20turns%20retired%20wind%20turbine%20blades%20into%20road%20pavement,blades%20pose%20a%20unique%20challenge>

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025.

Điện gió trên bờ - Tua bin tốc độ gió cao											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điển hình	MW _e	5,0	6,0	6,2	6,5	3,5	7	5,5	9		1
Công suất một nhà máy điển hình	MW _e	100	100	100	100	30	300	30	300		1, 2
Ngừng máy cưỡng bức	%	2,5	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-		1, 2, 3
Ngừng máy theo kế hoạch	%	0,3	0,3	0,3	0,3	-	-	-	-		1, 2, 3
Vòng đời kỹ thuật	năm	27	30	30	30	25	35	25	40		1, 2, 3
Thời gian xây dựng	năm	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		1, 2, 3
Yêu cầu không gian	1000 m ² /MW _e	14	14	14	14	-	-	-	-		2, 4
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	35,0	35,3	36,3	36,9	26,2	43,7	27,6	46,1	A	
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	34,0	34,5	35,5	36,0	25,5	42,5	27,0	45,0	A	1, 2
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW _e	1,37	1,32	1,28	1,26	1,16	1,78	1,07	1,64	B, C, F	1, 5, 6
- tỉ lệ thiết bị	%	65	65	65	65	-	-	-	-	D	1, 2, 4
- tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	35	35	35	35	-	-	-	-	D	1, 2, 4
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW _e	0,89	0,86	0,83	0,82	0,76	1,16	0,66	1,08	D	1, 2, 4
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW _e	0,48	0,46	0,45	0,44	0,41	0,62	0,36	0,58	D	1, 2, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW _e /năm	34.250	32.787	31.541	31.075	29.113	44.525	26.857	41.075	B, E	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	E	
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành công suất cực đại trung bình	MWh _e /MW _e	2.978	3.022	3.110	3.154	2.234	3.723	2.365	3.942		1
Đường kính rotor	m	130	130	140	150	-	-	-	-		1
Chiều cao tua bin	m	145	160	165	180	-	-	-	-		1
Công suất riêng	W/m ²	303	298	290	286	-	-	-	-		1, 3
Độ khả dụng	%	97,2	97,7	97,7	97,7	-	-	-	-		
Tiêu thụ nước		0	0	0	0	-	-	-	-		7, 8

Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn thấp và cao +/- 25%
- B Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, với giả định tỷ lệ học tập 5% theo [6] và tỷ lệ học tập 6% đối với chi phí vận hành (OPEX) theo [3]. Hiệu ứng học tập được liên kết với các dự báo công suất trong World Energy Outlook 2025 của IEA, trong đó kịch bản Stated Policies được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn kịch bản Current Policies và Net Zero Emissions by 2050 lần lượt làm cơ sở cho cận trên và cận dưới của khoảng bất định.
- C Mức độ không chắc chắn thấp là - 15% và mức độ không chắc chắn cao là +30%.
- D Thiết bị: Chi phí tua bin, bao gồm cả vận chuyển. Lắp đặt: Hạ tầng điện của tua bin, công trình xây dựng, đấu nối lưới, lập kế hoạch và quản lý. Cơ cấu chi phí có thể khác nhau đáng kể giữa các dự án. Giá trị trung tâm giả định tỷ lệ phân bổ 65/35.
- E Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) được giả định bằng 2,5% CAPEX/năm. Toàn bộ O&M được coi là chi phí cố định. Trên thực tế, một phần chi phí O&M có thể là chi phí biến đổi, nhưng do độ phân tán lớn của các giá trị hệ số công suất có thể xảy ra, để đơn giản hóa, toàn bộ chi phí O&M được quy về O&M cố định.

- F Ước tính chi phí này đại diện cho một dự án điện gió trên bờ điển hình tại Việt Nam. Tùy thuộc vào các yếu tố khác nhau như khu vực, địa hình, đầu nối lưới điện, mức độ khó khăn trong vận chuyển, v.v., chi phí có thể biến động đáng kể.

Tài liệu tham khảo

- 1 Các dự án hiện trạng tại Việt Nam
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2024 – Cẩm nang công nghệ Đan Mạch cho phát điện và sưởi ấm khu vực
- 4 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Danh mục các công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 5 Đối thoại các bên liên quan
- 6 IEA, 2025 – Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2025
- 7 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào
- 8 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước

Điện gió trên bờ - Tua bin tốc độ gió trung bình											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điển hình	MW_e	4,5	4,5	5,0	5,2	3,5	6,0	4,0	7,0		1
Công suất một nhà máy điển hình	MW_e	50	70	80	100	30	70	50	150		1, 2
Ngừng máy cưỡng bức	%	2,5	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-		1, 2, 3
Ngừng máy theo kế hoạch	%	0,3	0,3	0,3	0,3	-	-	-	-		1, 2, 3
Vòng đời kỹ thuật	năm	27	30	30	30	25	35	25	40		1, 2, 3
Thời gian xây dựng	năm	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		1, 2, 3
Yêu cầu không gian	1000 m ² /MW_e	14	14	14	14	-	-	-	-		2, 4
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	36,0	36,3	36,9	37,9	27,0	45,0	28,4	47,3	A	
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	35,0	35,5	36,0	37,0	26,3	43,8	27,8	46,3	A	1, 2
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW_e	1,50	1,45	1,40	1,38	1,28	1,95	1,18	1,80	B, C, F	1, 5, 6
- tỉ lệ thiết bị	%	65	65	65	65	-	-	-	-	D	1, 2, 4
- tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	35	35	35	35	-	-	-	-	D	1, 2, 4
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	0,98	0,94	0,91	0,90	0,83	1,27	0,73	1,18	D	1, 2, 4
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	0,53	0,51	0,49	0,48	0,45	0,68	0,39	0,63	D	1, 2, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	37.500	35.898	34.534	34.024	31.875	48.750	29.405	44.973	B, E	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	E	
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành công suất cực đại trung bình	MWh_e/MW_e	3.066	3.110	3.154	3.241	2.300	3.833	2.431	4.052		1
Đường kính rotor	m	130	140	160	170	-	-	-	-		1
Chiều cao tua bin	m	155	155	165	170	-	-	-	-		1
Công suất riêng	W/m ²	238	238	234	229	-	-	-	-		1, 3
Độ khả dụng	%	97,2	97,7	97,7	97,7	-	-	-	-		
Tiêu thụ nước		0	0	0	0	-	-	-	-		7, 8

Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn thấp và cao +/- 25%
- B Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, với giả định tỷ lệ học tập 5% theo [6] và tỷ lệ học tập 6% đối với chi phí vận hành (OPEX) theo [3]. Hiệu ứng học tập được liên kết với các dự báo công suất trong World Energy Outlook 2025 của IEA, trong đó kịch bản Stated Policies được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn kịch bản Current Policies và Net Zero Emissions by 2050 lần lượt làm cơ sở cho cận trên và cận dưới của khoảng bất định.
- C Mức độ không chắc chắn thấp là - 15% và mức độ không chắc chắn cao là +30%.
- D Thiết bị: Chi phí tua bin, bao gồm cả vận chuyển. Lắp đặt: Hạ tầng điện của tua bin, công trình xây dựng, đấu nối lưới, lập kế hoạch và quản lý. Cơ cấu chi phí có thể khác nhau đáng kể giữa các dự án. Giá trị trung tâm giả định tỷ lệ phân bổ 65/35.
- E Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) được giả định bằng 2,5% CAPEX/năm. Toàn bộ O&M được coi là chi phí cố định. Trên thực tế, một phần chi phí O&M có thể là chi phí biến đổi, nhưng do độ phân tán lớn của các giá trị hệ số công suất có thể xảy ra, để đơn giản hóa, toàn bộ chi phí O&M được quy về O&M cố định.
- F Ước tính chi phí này đại diện cho một dự án điện gió trên bờ điển hình tại Việt Nam. Tùy thuộc vào các yếu tố khác nhau như khu vực, địa hình, đấu nối lưới điện, mức độ khó khăn trong vận chuyển, v.v., chi phí có thể biến động đáng kể.

Tài liệu tham khảo

- 1 Các dự án hiện trạng tại Việt Nam
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng

- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2024 – Cẩm nang công nghệ Đan Mạch cho phát điện và sưởi ấm khu vực
- 4 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Danh mục các công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 5 Đối thoại các bên liên quan
- 6 IEA, 2025 – Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2025
- 7 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào
- 8 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước

Điện gió trên bờ - Tua bin tốc độ gió thấp											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điển hình	MW_e	3,0	3,5	4,0	4,5	2,5	5,0	4,0	6,5		1
Công suất một nhà máy điển hình	MW_e	50	70	80	100	30	70	50	150		1, 2
Ngừng máy cưỡng bức	%	2,5	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-		1, 2, 3
Ngừng máy theo kế hoạch	%	0,3	0,3	0,3	0,3	-	-	-	-		1, 2, 3
Vòng đời kỹ thuật	năm	27	30	30	30	25	35	25	40		1, 2, 3
Thời gian xây dựng	năm	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		1, 2, 3
Yêu cầu không gian	1000 m ² /MW_e	14	14	14	14	-	-	-	-		2, 4
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	38,1	38,9	39,9	40,9	28,6	47,6	30,7	51,2	A	
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	37,0	38,0	39,0	40,0	27,8	46,3	30,0	50,0	A	1, 2
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh nghĩa	MUSD/MW_e	1,65	1,59	1,54	1,52	1,40	2,06	1,23	1,77	B, C, F	1, 5, 6
- tỉ lệ thiết bị	%	65	65	65	65	-	-	-	-	D	1, 2, 4
- tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	35	35	35	35	-	-	-	-	D	1, 2, 4
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	1,07	1,03	1,00	0,99	0,91	1,34	0,80	1,15	D	1, 2, 4
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	0,58	0,56	0,54	0,53	0,49	0,72	0,43	0,62	D	1, 2, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	41.250	35.898	34.534	34.024	35.063	51.563	30.720	44.128	B, E	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	E	
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành công suất cực đại trung bình	MWh_e/MW_e	3.241	3.329	3.416	3.504	2.431	4.052	2.628	4.380		1
Đường kính rotor	m	130	140	150	170	-	-	-	-		1
Chiều cao tua bin	m	150	160	175	190	-	-	-	-		1
Công suất riêng	W/m ²	170	174	166	167	-	-	-	-		1, 3
Độ khả dụng	%	97,2	97,7	97,7	97,7	-	-	-	-		
Tiêu thụ nước		0	0	0	0	-	-	-	-		7, 8

Ghi chú:

A Mức độ không chắc chắn thấp và cao +/- 25%

B Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, với giả định tỷ lệ học tập 5% theo [6] và tỷ lệ học tập 6% đối với chi phí vận hành (OPEX) theo [3]. Hiệu ứng học tập được liên kết với các dự báo công suất trong World Energy Outlook 2025 của IEA, trong đó kịch bản Stated Policies được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn kịch bản Current Policies và Net Zero Emissions by 2050 lần lượt làm cơ sở cho cận trên và cận dưới của khoảng bất định.

C Mức độ không chắc chắn thấp là - 15% và mức độ không chắc chắn cao là +30%.

D Thiết bị: Chi phí tua bin, bao gồm cả vận chuyển. Lắp đặt: Hạ tầng điện của tua bin, công trình xây dựng, đấu nối lưới, lập kế hoạch và quản lý. Cơ cấu chi phí có thể khác nhau đáng kể giữa các dự án. Giá trị trung tâm giả định tỷ lệ phân bố 65/35.

E Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) được giả định bằng 2,5% CAPEX/năm. Toàn bộ O&M được coi là chi phí cố định. Trên thực tế, một phần chi phí O&M có thể là chi phí biến đổi, nhưng do độ phân tán lớn của các giá trị hệ số công suất có thể xảy ra, để đơn giản hóa, toàn bộ chi phí O&M được quy về O&M cố định.

F Ước tính chi phí này đại diện cho một dự án điện gió trên bờ điển hình tại Việt Nam. Tùy thuộc vào các yếu tố khác nhau như khu vực, địa hình, đấu nối lưới điện, mức độ khó khăn trong vận chuyển, v.v., chi phí có thể biến động đáng kể.

Tài liệu tham khảo

1 Các dự án hiện trạng tại Việt Nam

2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng

- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2024 – Cẩm nang công nghệ Đan Mạch cho phát điện và sưởi ấm khu vực
- 4 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Danh mục các công nghệ phát điện và lưu trữ điện năng
- 5 Đối thoại các bên liên quan
- 6 IEA, 2025 – Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2025
- 7 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào
- 8 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước

9. ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI

Mô tả công nghệ

Các nguồn điện gió có thể chia làm 2 loại: điện gió trên đất liền (điện gió trên bờ) và điện gió trên biển. Theo Luật Điện lực số 61/2024/QH15 ngày 30/11/2024, Dự án điện gió trên biển gồm có toàn bộ tua bin điện gió được xây dựng trên vùng biển Việt Nam và nằm ngoài đường mép nước biển thấp nhất trung bình trong nhiều năm của đất liền về phía biển. Dự án điện gió trên biển gồm các loại sau đây: a) Dự án điện gió gần bờ có toàn bộ tua bin được xây dựng trong vùng biển 06 hải lý tính từ đường mép nước biển thấp nhất trung bình trong nhiều năm của đất liền về phía biển; b) Dự án điện gió ngoài khơi có toàn bộ tua bin được xây dựng ngoài vùng biển 06 hải lý tính từ đường mép nước biển thấp nhất trung bình trong nhiều năm của đất liền về phía biển.

Chi phí và công nghệ của điện gió ngoài khơi phụ thuộc đáng kể vào độ sâu đáy biển và khoảng cách đến bờ. Một số vùng biển ở Việt Nam dù nằm gần bờ về mặt địa lý nhưng lại có vùng nước sâu, chẳng hạn như bờ biển các tỉnh Bình Định (cũ), Phú Yên (cũ) và Khánh Hòa. Mặc dù được phân loại là khu vực điện gió gần bờ theo Luật Điện lực số 61/2024/QH15, nhưng chi phí đầu tư dự án tại những vùng này nên được xem xét tương tự như với điện gió ngoài khơi. Cẩm nang Công nghệ sản xuất điện Việt Nam (năm 2023) [[1]] đề xuất phân loại điện gió trên biển dựa theo độ sâu đáy biển và khoảng cách đến bờ, phản ánh khác biệt về chi phí đầu tư. Theo đó, công trình điện gió ngoài khơi được định nghĩa là công trình điện gió trên biển cách đất liền tối thiểu 6 hải lý (≈ 11 km) và ở độ sâu tối thiểu 10 m. Khi độ sâu đáy biển nhỏ hơn 10 m hoặc khoảng cách đến bờ dưới 6 hải lý [[2]]⁹ thì công trình sẽ được coi là điện gió gần bờ; điện gió bãi triều được coi là một dạng của điện gió gần bờ. Trong Cẩm nang Công nghệ này, các thông số cho điện gió ngoài khơi và gần bờ được xác định dựa trên độ sâu đáy biển và khoảng cách đến bờ như phiên bản năm 2023.

Tua bin gió ngoài khơi

Nguyên lý hoạt động cơ bản của tua bin gió ngoài khơi, hầu hết các hệ thống con (điện, thủy lực, điều chỉnh góc cánh, phanh khẩn cấp, làm mát, thông gió, v.v.) và các thành phần phần mềm đều giống với tua bin gió trên bờ. Tuy nhiên, do gió ngoài khơi thường mạnh hơn và ít thay đổi theo độ cao, các thông số cấu hình của tua bin được điều chỉnh một chút so với tua bin gió trên bờ nhằm phù hợp với điều kiện môi trường. Môi trường ngoài khơi có tính ăn mòn cao do hàm lượng muối lớn và độ ẩm không khí cao, đặt ra yêu cầu khắt khe hơn đối với các thành phần cơ điện. Kể từ dự án điện gió ngoài khơi đầu tiên trên thế giới tại Vindeby (Đan Mạch), nhiều tua bin gió ngoài khơi đã được trang bị hệ thống điều hòa không khí để bảo vệ các thiết bị điện tử bên trong, hệ thống chống ăn mòn chủ động trong móng, cũng như lớp sơn đạt tiêu chuẩn Biển Bắc nhằm bảo vệ các kết cấu thép bên ngoài.

Mặc dù chưa có điện gió ngoài khơi đi vào vận hành, Việt Nam đang tiếp tục hoàn thiện các bộ tiêu chuẩn về thiết kế tua bin điện gió ngoài khơi trong môi trường biển khắc nghiệt, với các yêu cầu khắt khe về an toàn, độ tin cậy và tính tương thích quốc tế. Đặc biệt, việc phát triển điện gió ngoài khơi tại các vùng biển Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ và Trung Trung Bộ cần lưu ý thiết kế chống chịu bão tốt do đây là các khu vực thường xuyên xảy ra bão tại Việt Nam. Cấu trúc rotor lớn, cánh và tháp được gia cố để chịu lực cao, sử dụng vật liệu và sơn chống ăn mòn để chịu muối biển, phun muối, độ ẩm cao.

Móng tua bin

Do phải chịu các điều kiện tải trọng phức tạp hơn so với trên bờ, thiết kế móng tua bin gió ngoài khơi có khác biệt đáng kể. Yêu cầu về khả năng chịu được môi trường biển khắc nghiệt, tác động của sóng lớn và băng biển ở một số khu vực, cùng với mức độ phức tạp trong thi công lắp đặt, khiến chi phí của loại móng này cao hơn so với móng tua bin gió trên bờ có cùng kích thước.

Cho đến nay, tua bin gió ngoài khơi đã được lắp đặt với bốn loại móng cố định khác nhau: chân đế trọng lực (gravity), móng cọc đơn (monopile), đế tháp lưới (jacket) và đế tháp ba chân (tripod). Hiện nay, monopile là loại móng phổ biến và có hiệu quả chi phí cao nhất, tiếp theo là jacket. Việc lựa chọn loại móng phụ thuộc vào điều kiện đáy biển tại địa điểm, kích thước tua bin gió và độ sâu của nước. Với các tiến bộ

⁹ COWI, Nghiên cứu các tiêu chí và thiết lập quy định cho thị trường điện gió ngoài khơi hiệu quả và bền vững ở Việt Nam, 2021

công nghệ gần đây, móng cố định có thể được sử dụng ở vùng nước sâu lên đến khoảng 70 mét.

Trong khi đó, công nghệ kết cấu nổi cũng đang được nghiên cứu và có tiềm năng giúp giảm chi phí tổng thể của điện gió ngoài khơi trong tương lai. Đồng thời, do vùng nước sâu chỉ có thể sử dụng kết cấu nổi, công nghệ này sẽ mở rộng đáng kể khả năng khai thác tiềm năng tài nguyên điện gió ngoài khơi trên toàn cầu, cho phép triển khai tại những khu vực được đánh giá không khả thi trước đây. Tại các vùng biển có độ sâu trên 50-60 mét, có thể xem xét sử dụng móng nổi.

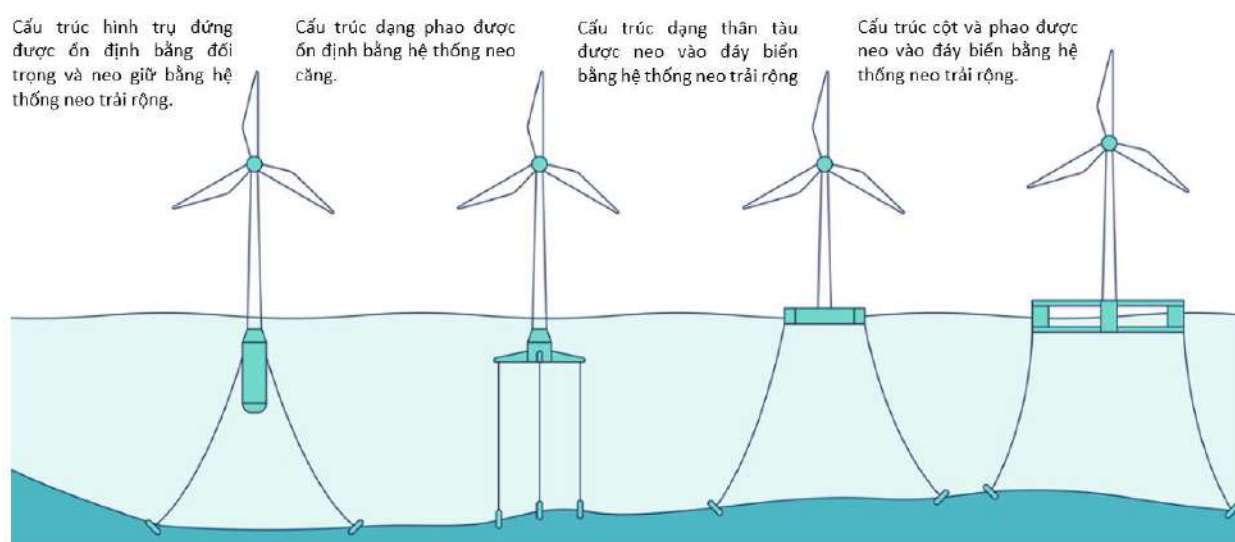
Nhờ đặc tính nổi, tua bin gió ngoài khơi sử dụng móng nổi có thể được lai dắt, cho phép lắp ráp và bảo dưỡng ngay tại cảng thay vì thực hiện ngoài biển. Lợi thế này giúp giảm chi phí trong tương lai so với tua bin sử dụng móng cố định. Mặc dù thực tế cho thấy có thể lai dắt tua bin ra biển để lắp đặt ban đầu, hoạt động lai dắt về bờ để bảo dưỡng vẫn gặp nhiều khó khăn về logistics và cho kết quả chưa đồng đều. Tuy nhiên, nếu được trang bị đầy đủ công cụ và chuẩn bị tốt công tác bảo dưỡng, thời gian ngừng vận hành có thể được rút ngắn, qua đó hạn chế tổn thất sản lượng điện [[3],[4]]. Bên cạnh đó, mặc dù chi phí nhân công, tàu lai dắt và tàu cung ứng ngày càng tăng gây bất lợi cho điện gió ngoài khơi sử dụng móng nổi, chiến lược bảo dưỡng bằng lai dắt vẫn có thể mang lại lợi ích cho các trang trại điện gió nổi ngoài khơi [[3]]. Tuy có nhiều ưu điểm, chi phí xây dựng móng nổi dự kiến vẫn sẽ cao hơn đáng kể so với móng monopile trong tương lai gần.

Công nghệ điện gió ngoài khơi sử dụng móng nổi đã được nghiên cứu phát triển trong 20 năm qua nhằm đáp ứng ba yêu cầu cơ bản:

- Kết cấu móng ổn định và tiết kiệm chi phí.
- Hệ thống điều khiển có thể thích ứng với chuyển động tự nhiên của cấu trúc nổi.
- Có độ tin cậy cao và khả năng cung cấp điện ổn định, đảm bảo vai trò của điện gió nổi trong hệ thống điện.

Công trình điện gió nổi đã bắt đầu đi vào vận hành từ năm 2009 và trang trại điện gió nổi được triển khai thí điểm từ năm 2017. Hiện nay, các dự án điện gió ngoài khơi được đề xuất tại Việt Nam chủ yếu tập trung vào những khu vực phù hợp với móng cố định dưới đáy biển. Chưa có nghiên cứu nào về kết cấu móng nổi phù hợp với điều kiện biển Việt Nam.

Các tua bin gió sử dụng trong các trang trại điện gió nổi ngoài khơi cũng giống như các tua bin gió ngoài khơi thông thường nhưng có cấu hình riêng để phù hợp với môi trường nổi, với các thông số đặc thù liên quan đến góc nghiêng cánh, hệ thống giám chấn tháp, mạch an toàn, hệ thống chỉnh hướng gió, v.v.



Hình 56: Các loại móng nổi phổ biến [[5]], [[6]]

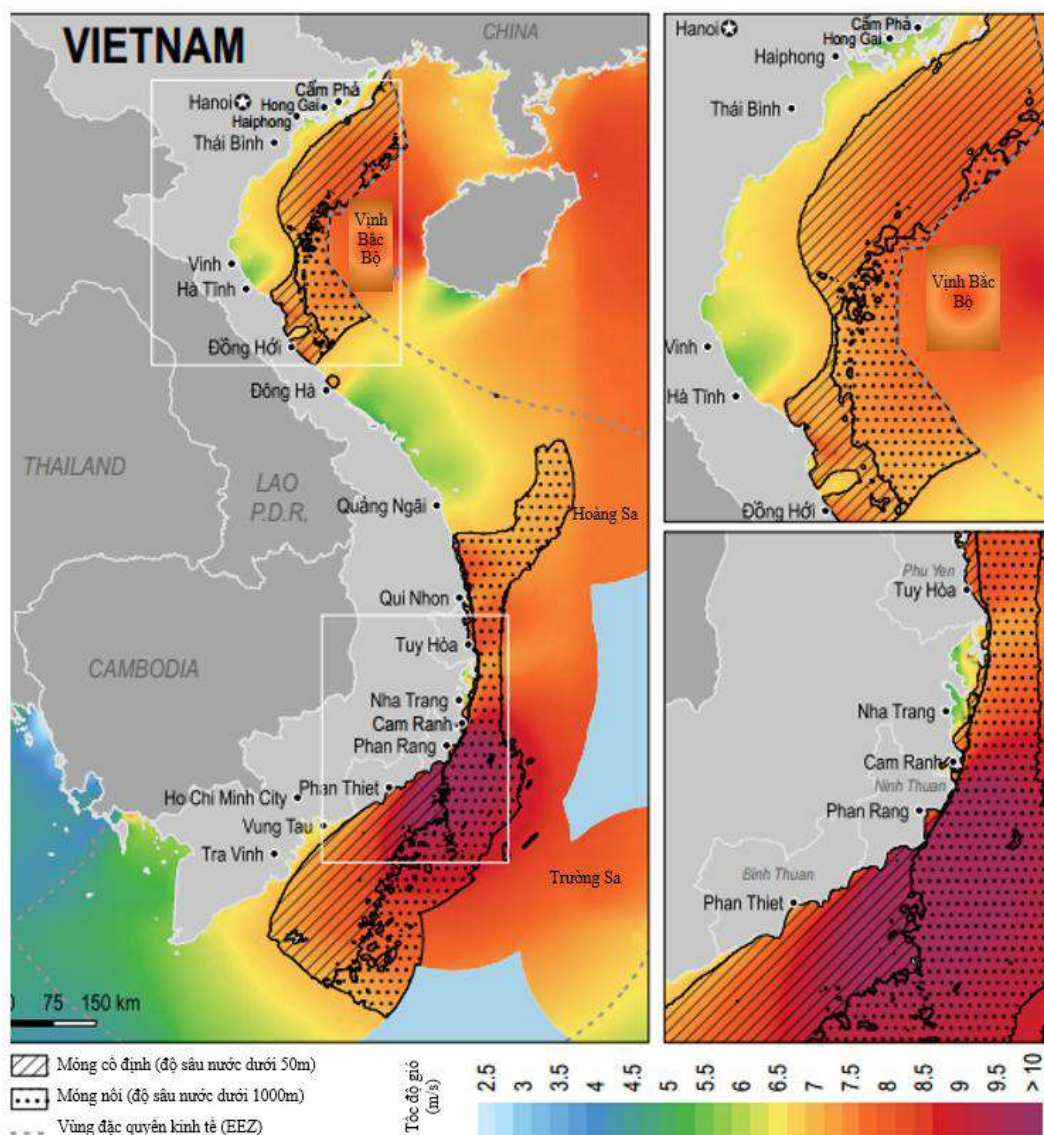
Hệ thống điện

Trong giai đoạn đầu, điện gió ngoài khơi sử dụng các thành phần ở cấp điện áp 33 kV, nhưng hiện nay tua bin gió ngoài khơi đã được trang bị máy biến áp, đảm bảo cấp điện áp chuẩn 66 kV cho hệ thống cáp nối trong tua bin. Các giải pháp dựa trên cấp điện áp 132 kV đang được nghiên cứu. Cấp điện áp cao hơn sẽ giúp giảm thiểu chi phí cáp, tổn thất điện năng và chi phí vòng đời tổng thể, từ đó có thể hạ giá điện, với điều kiện các chi phí phát sinh do tăng khoảng cách an toàn,...không vượt quá lợi ích đem lại [[7]].

Trong các trang trại điện gió ngoài khơi truyền thống, cáp mạng được kết nối với trạm biến áp ngoài khơi của trang trại. Tại đây, điện áp được nâng lên mức cao hơn để phát lên lưới điện trên bờ. Hiện nay, khi các trang trại gió ngày càng được xây dựng xa bờ và các điểm đầu nối để phát điện gió lên lưới ngày càng nhiều, các giải pháp truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC) càng trở nên quan trọng.

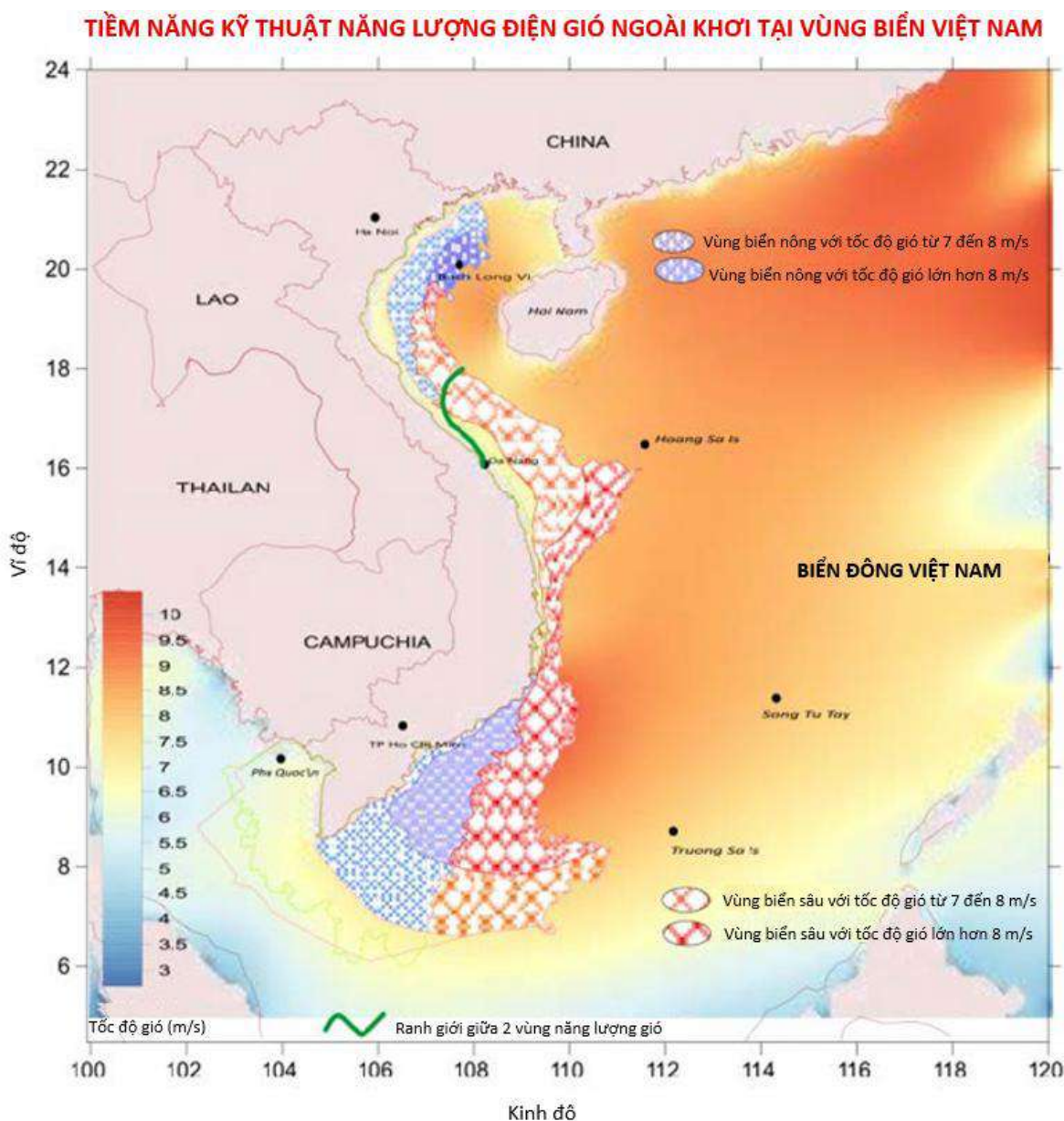
Tại Việt Nam, theo đề xuất của các nhà phát triển dự án, việc thu gom và truyền tải điện gió ngoài khơi vào bờ thường sử dụng cấp 35 kV, 66 kV hoặc 220 kV. Do chi phí xây dựng trạm biến áp ngoài khơi tương đối cao, nhiều dự án lựa chọn phương án truyền tải công suất từ ngoài khơi vào bờ thông qua các đường cáp, sau đó nâng điện áp để đầu nối vào lưới điện quốc gia. Đối với các dự án nằm xa bờ hơn, có thể xem xét truyền tải điện vào bờ bằng hệ thống HVDC.

Tiềm năng điện gió ngoài khơi của Việt Nam



Hình 57: Bản đồ các vị trí điện gió ngoài khơi tiềm năng theo dạng móng nổi và móng cố định của Việt Nam theo ESMAP [8]

Để đánh giá tiềm năng điện gió ngoài khơi, cần xem xét nhiều yếu tố khác nhau: Tài nguyên gió, khu vực được bảo vệ, môi trường sống quan trọng, hoạt động đánh bắt thủy sản, cộng đồng bản địa, tuyến hàng hải có mật độ tàu thuyền cao và khu vực nhạy cảm về môi trường.



Hình 58: Tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi tại vùng biển Việt Nam [9]

Theo đánh giá tiềm năng kỹ thuật của Ngân hàng Thế giới (WB – ESMAP), dựa trên bản đồ gió toàn cầu ở độ cao 100 m và trong phạm vi 200 km từ đường bờ biển, kết hợp với dữ liệu địa hình đáy biển từ GEBCO, tổng tiềm năng công suất ước tính khoảng 600 GW, trong đó có 261 GW cho móng cố định và khoảng 338 GW cho móng nổi. Khu vực có tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi bao gồm các vùng biển thuộc chủ quyền Việt Nam, nằm trong phạm vi 200 km tính từ bờ và có tốc độ gió hơn 7 m/s ở độ cao 100 m. Khu vực khảo sát này chưa bao gồm toàn bộ Vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam (200 hải lý tính từ đường cơ sở) theo Công ước Liên Hợp Quốc về Luật Biển năm 1982.

Tiềm năng kỹ thuật – kinh tế điện gió ngoài khơi sẽ được cập nhật liên tục và có xu hướng gia tăng theo thời gian nhờ tiến bộ khoa học và công nghệ, đặc biệt đối với các dự án xa bờ. Trong ngắn và trung hạn, ưu tiên phát triển tại các địa điểm gần bờ có tài nguyên gió dồi dào và độ sâu đáy biển vừa phải; trong dài hạn, có thể xem xét khai thác các vùng biển xa hơn khi tiến bộ công nghệ bảo đảm hiệu quả kinh tế của dự án.

Theo “Đánh giá chi tiết tiềm năng tài nguyên gió các vùng ven biển (đến 6 hải lý) và các khu vực xa bờ ở Việt Nam và Đề xuất hỗ trợ dài hạn cho ngành điện” do Chương trình Phát triển Liên Hợp Quốc (UNDP) tại Việt Nam phối hợp với Đại sứ quán Na Uy thực hiện, hỗ trợ Trung tâm Dự báo khí tượng thủy văn quốc gia thuộc Cục Khí tượng Thủy văn [[9]], tổng tiềm năng có thể khai thác trong vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam ước tính khoảng 1.068 GW. Con số này cao hơn ước tính của Ngân hàng Thế giới (WB) năm 2021-2022 (khoảng 600 GW) do hai lý do chính: (1) Phạm vi đánh giá dựa trên vùng đặc quyền kinh tế (mở rộng đến 200 hải lý, khoảng 322 km) rộng hơn phạm vi 200 km của WB; diện tích có tốc độ gió trung bình trên 7 m/s (dùng để xác định tiềm năng kỹ thuật), cao hơn so với nghiên cứu của WB. Trong cùng báo cáo đó, khu vực gần bờ được định nghĩa là vùng biển mở rộng từ bờ ra đến 6 hải lý (khoảng 11 km), nằm trong lãnh hải quốc gia.

Đánh giá tiềm năng điện gió gần bờ cho thấy vùng Nam Bộ có tiềm năng kỹ thuật cao nhất, tiếp theo là Duyên hải Nam Trung Bộ, thấp nhất là Đồng bằng sông Hồng. Cụ thể: Đồng bằng sông Hồng (0,169 GW), Bắc Trung Bộ (1,345 GW), duyên hải miền Trung (2,244 GW), duyên hải Nam Trung Bộ (25,899 GW) và Nam Bộ (28,372 GW).

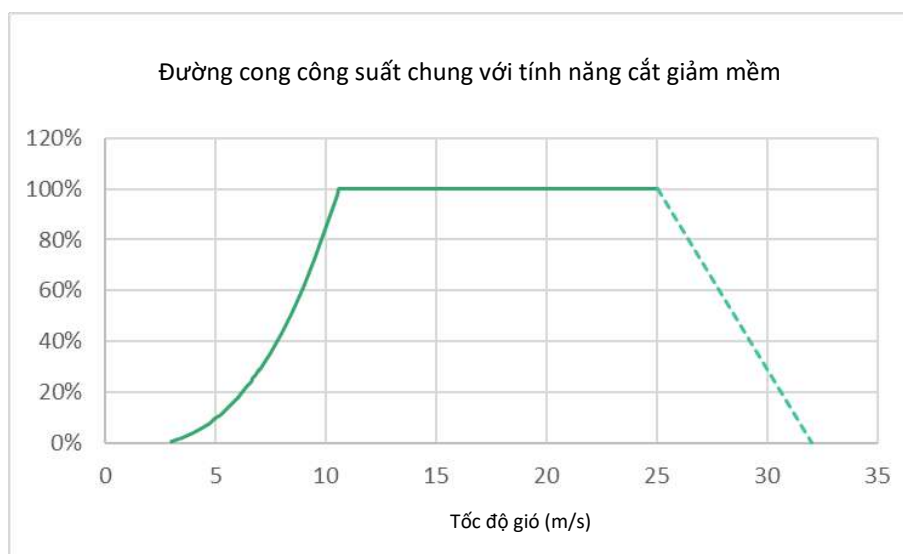
Đầu vào

Động năng của gió được chuyển hóa thành điện năng.

Đường cong công suất thể hiện công suất phát điện của tua bin gió theo tốc độ gió tại độ cao hub. Hình 59 minh họa đường cong công suất điển hình của tua bin gió áp dụng cơ chế ngắt dần (cut-out mềm) khi tốc độ gió tăng cao. Hiệu suất của tua bin gió thường được mô tả thông qua ba dải tốc độ gió đặc trưng, tùy thuộc vào từng mẫu tua bin (các điều kiện vận hành cụ thể có thể làm các dải này thay đổi). “Cut-in” là tốc độ gió tối thiểu để tua bin bắt đầu phát điện. Tốc độ gió định mức là tốc độ gió khi tua bin đạt công suất định mức. “Cut-out” là tốc độ gió khi tua bin ngừng hoạt động vì lý do an toàn. Bảng sau mô tả ba dải tốc độ gió của hai loại tua bin khác nhau.

Bảng 23: Các dải tốc độ gió của hai loại tua bin gió [10, 11].

Loại tua bin gió	Gió cut-in [m/s]	Định mức [m/s]	Gió cut-out [m/s]
V236-15 MW	3	11,1	31
SG 14-236 DD	4	12	32



Hình 59: Ví dụ đường cong công suất điển hình với cơ chế cut-out mềm.
Nguồn: Tua bin tham chiếu 15 MW theo IEA.

Chất lượng tài nguyên điện gió ngoài khơi thường tăng tỷ lệ thuận với khoảng cách đến bờ. Vì vậy, khi các yếu tố khác tương đương, các trang trại xa bờ thường có sản lượng điện hàng năm cao hơn các trang trại gần bờ.

Đầu ra

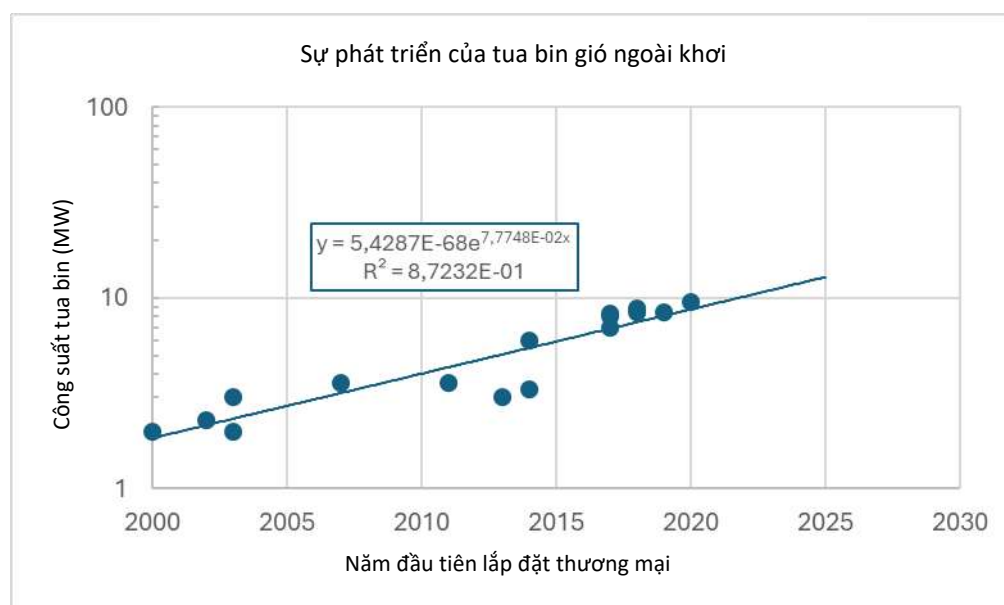
Đầu ra của tua bin gió ngoài khơi là điện năng.

Công suất điển hình

Hiện nay, công suất định mức của các tua bin gió thương mại trên thị trường ngoài khơi Bắc Âu dao động trong khoảng 14-15 MW. Những tua bin này dự kiến sẽ được lắp đặt và đi vào vận hành từ năm 2025 [12] [13]. Trang trại điện gió vận hành thương mại đầu tiên sử dụng tua bin 14 MW đã được đưa vào vận hành tại Vương quốc Anh vào cuối năm 2024 [14].

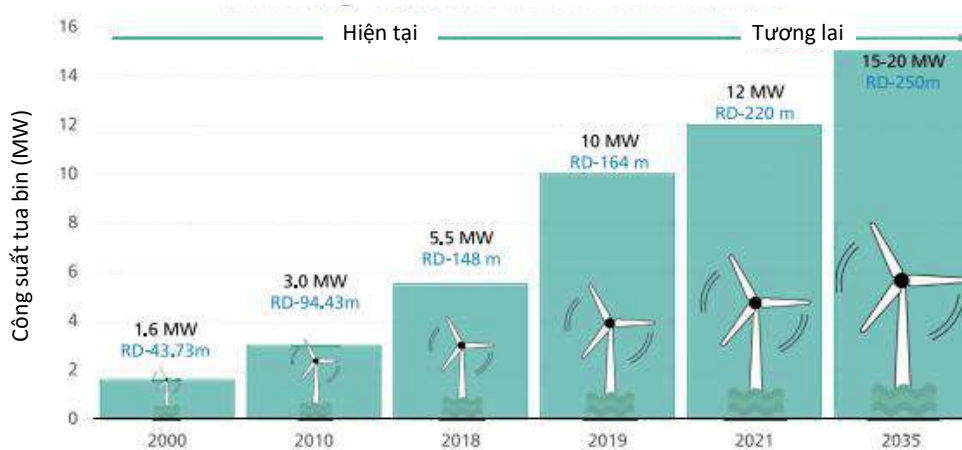
Đường kính rotor, chiều cao hub và chiều cao tổng thể của tua bin ngày càng tăng. Trên toàn cầu, đường kính rotor bình quân gia quyền của tua bin gió trong các dự án điện gió ngoài khơi đã được đưa vào vận hành tăng 84 % từ năm 2010 đến 2023, và tăng 16 % trong giai đoạn 2022-2023. Tại châu Âu, đường kính rotor bình quân gia quyền là 141 m vào năm 2017, tăng 35% lên 190 m vào năm 2023. Tại Trung Quốc, đường kính tăng 33% trong cùng kỳ, từ 171 m lên 227 m. Khác biệt về đường kính rotor giữa Trung Quốc và châu Âu chủ yếu do các dự án ở Trung Quốc có tốc độ gió trung bình thấp hơn. Phân bố tốc độ gió tại các vị trí lắp đặt ảnh hưởng đáng kể đến sản lượng điện, do đó các nhà sản xuất điều chỉnh kích thước rotor và tua bin để tối ưu hóa sản lượng điện theo điều kiện gió khác nhau [15].

Như minh họa trong Hình 60 và Hình 61, trong giai đoạn 2000-2020, công suất tua bin trong năm đầu tiên đi vào vận hành thương mại tại mỗi dự án tăng theo cấp số nhân và trung bình mất 8-9 năm để công suất tăng gấp đôi [15]. Các loại tua bin mới nhất trong phân khúc 14-15 MW dự kiến sẽ duy trì xu hướng này trong vài năm tới. Đồng thời, tốc độ tăng trưởng dài hạn được dự đoán sẽ giảm dần khi ngành công nghiệp phát triển và trở nên ổn định hơn, hướng tới chuẩn hóa thiết bị và linh kiện. Mức độ cạnh tranh thị trường có thể quyết định thời điểm và quy mô công suất khi quá trình chuẩn hóa được tăng cường.



Hình 60: Tốc độ tăng trưởng của các tua bin gió ngoài khơi được đưa vào vận hành (năm đầu tiên vận hành thương mại của từng tua bin) [15].

Sự phát triển của tua bin gió ngoài khơi



Hình 61: Kích cỡ tua bin gió ngoài khơi tăng dần [9].

Giả định rằng tốc độ tăng trưởng trong quá khứ và hiện tại sẽ duy trì đến năm 2030, khi đó công suất tua bin có thể đạt khoảng 20 MW. Sau thời điểm này, tốc độ tăng trưởng dự kiến sẽ chậm lại và ổn định dần. Với công nghệ hiện nay, ngành công nghiệp có thể chế tạo và vận hành rotor với đường kính 300 m [3]. Nhờ đường kính lớn này và với công suất riêng trung bình không đổi 350 W/m², công suất máy phát tương ứng đạt khoảng 25 MW, vượt mức dự đoán cho năm 2030. Các cải tiến công nghệ dự kiến sẽ tiếp tục tăng công suất tua bin [10] nhưng tốc độ và tỷ lệ tăng trưởng sẽ chậm hơn.

Tua bin gió ngoài khơi công suất 26 MW do Tập đoàn Điện khí Đông Phương (Trung Quốc) phát triển hiện được xem là tua bin gió lớn nhất thế giới, đánh dấu một cột mốc quan trọng cho ngành công nghiệp điện gió toàn cầu. Với đường kính rotor hơn 310 m và chiều cao hub khoảng 185 m, tua bin khổng lồ này có thể khai thác hiệu quả tài nguyên gió ngoài khơi, giúp tăng sản lượng điện và giảm chi phí năng lượng bình quân trên mỗi đơn vị công suất. Đặc biệt, thiết kế của tua bin cho phép vận hành trong điều kiện khắc nghiệt, bao gồm cả trong khu vực thường xuyên bị ảnh hưởng bởi gió mạnh và bão. Tháng 9/2025, nguyên mẫu 26 MW đã được lắp đặt để thử nghiệm tại Trung tâm Thử nghiệm Dongying (tỉnh Sơn Đông, Trung Quốc), nhưng vẫn đang trong giai đoạn thử nghiệm và chưa đi vào vận hành thương mại [16].

Tại Việt Nam, các dự án điện gió ngoài khơi dự kiến sẽ bắt đầu vận hành vào khoảng năm 2030. Các tua bin có công suất từ 18 MW trở lên vẫn đang trong giai đoạn thử nghiệm và chưa có dự án thương mại nào triển khai loại tua bin lớn như vậy. Tuy nhiên, một số nhà sản xuất đang lên kế hoạch thương mại hóa các tua bin có công suất trên 18 MW trong tương lai gần. Do đó, hầu hết các thiết kế dự án sơ bộ thường lựa chọn tua bin có công suất trong khoảng 16-20 MW.

Tài nguyên gió và hệ số công suất

Một trong những lý do chính để phát triển trang trại điện gió ngoài khơi thay vì trên bờ là tài nguyên gió tốt hơn, giúp bù đắp phần nào chi phí đầu tư và vận hành, bảo dưỡng.

Hiện nay, tại Việt Nam chưa có dự án điện gió ngoài khơi nào đi vào vận hành thương mại, do đó hệ số công suất của các dự án này vẫn chưa được xác nhận. Theo dữ liệu vệ tinh, các vùng biển ngoài khơi tỉnh Khánh Hòa và Lâm Đồng có tốc độ gió cao nhất, với hệ số công suất ước tính khoảng 51-57%. Trong khi đó, các vùng biển ngoài khơi ở miền Bắc có hệ số công suất thấp hơn, dao động khoảng 36-40%.

Khả năng tăng giảm công suất

Tua bin gió ngoài khơi có khả năng điều tiết và cung cấp các dịch vụ phụ trợ tương tự như tua bin gió trên bờ. Xem chi tiết trong chương *Điện gió trên bờ*. Khả năng điều tiết công suất tác dụng và phản kháng của các trang trại điện gió ngoài khơi phải tuân thủ Thông tư số 05/TT-BCT ngày 1/2/2025 về quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng. Việt Nam hiện chưa ban hành các quy định riêng cho điện gió ngoài khơi.

Do khoảng cách giữa trang trại điện gió và điểm đầu nối lưới tương đối xa, các tua bin trong trang trại hầu

như không cung cấp công suất phản kháng. Việc điều chỉnh điện áp là một hiện tượng cục bộ nên các trang trại điện gió ngoài khơi thường không bắt buộc phải điều chỉnh hay ổn định điện áp. Việc bù công suất phản kháng cho cáp xuất thường được thực hiện tại trạm biến áp hoặc gần điểm đầu nối lưới điện. Thỏa thuận đầu nối lưới quy định rõ trách nhiệm của các bên về phân bù công suất phản kháng cho cáp xuất và các khía cạnh về điện áp như cài đặt cho phép điều áp khi có tải.

Nhờ các bộ chuyển đổi điện tử công suất hiện đại, nguồn điện gió ngoài khơi có khả năng điều khiển công suất gần như ngay lập tức, tăng độ linh hoạt cho hệ thống điện:

- Khả năng tăng/giảm công suất: Một trang trại điện gió ngoài khơi quy mô lớn có thể thay đổi công suất từ mức tối thiểu lên tối đa (hoặc ngược lại) trong vài phút, thay vì mất nhiều giờ như các nhà máy điện than.
- Đáp ứng tần số nhanh: Các tua bin được trang bị công nghệ tạo lưới có thể ngay lập tức, ở tốc độ mili giây, điều chỉnh công suất để bù các sai lệch tần số, cung cấp “quán tính ảo” cho hệ thống. Khả năng này giúp trang trại điện gió ngoài khơi tham gia các thị trường dịch vụ phụ trợ giá trị cao, góp phần giúp ổn định lưới điện quốc gia.
- Khả năng khởi động đen: Sau sự cố mất điện trên diện rộng, các trang trại điện gió ngoài khơi tích hợp công nghệ tạo lưới có thể tự khởi động và tạo ra điện áp để hỗ trợ khôi phục lưới mà không cần phụ thuộc vào nguồn điện bên ngoài. Ví dụ, các dự án thí điểm ở Biển Bắc (như của Siemens Gamesa) đã cho thấy các tua bin gió ngoài khơi có thể giúp khôi phục lưới điện khu vực trong một khoảng thời gian tương đối ngắn (khoảng 20-30 phút) [42].
- Giảm công suất: Trong trường hợp lưới điện bị tắc nghẽn, điện gió ngoài khơi có thể giảm công suất từ 100% xuống 0% gần như ngay lập tức thông qua điều khiển góc cánh, mà không gây hư hại cho thiết bị.

Ưu/nhược điểm

Tua bin gió ngoài khơi có ưu, nhược điểm chung tương tự như tua bin gió trên bờ. Xem chi tiết trong chương *Điện gió trên bờ*.

Những ưu điểm chính của điện gió ngoài khơi so với điện gió trên bờ bao gồm tài nguyên gió dồi dào hơn, giảm tác động về cảnh quan, tầm nhìn và tiếng ồn, cũng như khả năng xây dựng các tua bin lớn hơn. Ngoài ra, do diện tích xây dựng ngoài khơi rộng và diện tích chiếm dụng đất thấp (diện tích đất chủ yếu dành cho trạm biến áp trên bờ), các dự án điện gió ngoài khơi dễ mở rộng quy mô công suất hơn, đồng thời có thể rút ngắn được thời gian liên quan đến các thủ tục giải phóng mặt bằng.

Về nhược điểm, điện gió ngoài khơi có thiết kế móng phức tạp, chi phí cao, đồng thời việc đầu nối lưới điện và hoạt động logistics cũng khó khăn hơn so với các điện gió trên bờ. Ngoài ra, trang trại điện gió ngoài khơi cần tàu thuyền, công cụ và thiết bị chuyên dụng cho môi trường biển, dẫn đến chi phí đầu tư và vận hành cao hơn. Hạn chế về số lượng cảng và tàu so với nhu cầu xây dựng và bảo dưỡng cũng có thể là nút thắt trong ngắn hạn đối với phát triển điện gió ngoài khơi. Đối với các trang trại điện gió nổi, việc vận hành và bảo dưỡng tua bin phức tạp hơn, đồng thời công nghệ vẫn cần tiếp tục phát triển.

Tuy nhiên, các chi phí bổ sung này có thể được bù đắp nhờ lợi nhuận cao hơn do tài nguyên gió ngoài khơi dồi dào hơn.

Ưu, nhược điểm khác của điện gió ngoài khơi:

Ưu điểm:

- Các tua bin gió không phát thải khí nhà kính trong quá trình vận hành.
- Nhờ chi phí vận hành thấp và không tốn chi phí nhiên liệu, điện gió có cơ cấu chi phí ổn định và có thể dự đoán.
- Tính mô-đun của công nghệ điện gió tạo thuận lợi cho việc mở rộng quy mô công suất, đảm bảo tính linh hoạt để đáp ứng nhu cầu, từ đó ngăn ngừa tình trạng phát triển quá nhiều và phát sinh chi phí dư thừa.
- Dự án điện gió thường có thời gian thực hiện ngắn hơn so với các công nghệ năng lượng thay thế khác nên sẽ cho phép triển khai nhanh hơn.

Nhược điểm:

- Phát triển điện gió đòi hỏi vốn đầu tư ban đầu rất lớn, bao gồm đầu tư đáng kể cho tua bin, móng, hệ thống đấu nối lưới, logistics và máy móc.
- Việc phụ thuộc vào điện gió có thể dẫn đến những biến động về sản lượng điện, ảnh hưởng đến cân bằng hệ thống và phương pháp dự báo của đơn vị vận hành lưới điện.
- Tính biến động của điện gió có thể đòi hỏi các dịch vụ phụ trợ để đảm bảo độ ổn định lưới điện và an ninh nguồn cung.
- Điện gió gần bờ có thể tác động đến cảnh quan, tầm nhìn, dẫn đến ý kiến trái chiều từ cộng đồng dân cư lân cận do làm giảm giá trị bất động sản.
- Đối với cả điện gió trên bờ lẫn ngoài khơi, tiếng ồn từ các tua bin có thể ảnh hưởng đến cư dân ở gần.

Yêu cầu về không gian

Về lý thuyết, việc bố trí các tua bin điện gió ngoài khơi để thực hiện hơn so với trên bờ do ít bị hạn chế bởi địa hình. Tuy nhiên, các tua bin gió ngoài khơi cần được bố trí khoảng cách thích hợp để giảm tổn thất do ảnh hưởng của vết hậu lưu giữa các tua bin và tăng sản lượng điện. Thông thường, khoảng cách tối thiểu giữa các tua bin là khoảng sáu lần đường kính rotor.

Theo Nghị định số 58/2025/NĐ-CP ngày 3/3/2025, quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về phát triển điện năng lượng tái tạo và điện năng lượng mới, diện tích khu vực biển sử dụng để khảo sát điện gió ngoài khơi tối đa 20 ha/01 MW và diện tích khu vực biển sử dụng để thực hiện dự án điện gió ngoài khơi tối đa 05 ha/01 MW [18].

Tiêu thụ nước

Do đặc thù đặt tại môi trường biển, các trang trại điện gió ngoài khơi thường không sử dụng nước ngọt trong quá trình sản xuất điện mà chỉ tiêu thụ một lượng nước nhỏ ở giai đoạn vận hành và trong một số quy trình ở giai đoạn thi công.

Môi trường

Giai đoạn xây dựng các trang trại điện gió ngoài khơi có thể gây ra một số tác động tới sinh vật biển. Trong nhiều thập kỷ qua, các nhà phát triển đã xây dựng các biện pháp để đảm bảo phát triển bền vững và bảo vệ môi trường biển trong suốt quá trình xây dựng và vận hành. Công nghệ mới là gắn hệ thống phun nước áp lực cao đã được cấp bằng sáng chế vào móng cọc đơn, giúp giảm sức cản của đáy cát và giảm tiếng ồn trong quá trình lắp đặt.

Trước, trong và sau quá trình xây dựng hai trang trại điện gió của Đan Mạch là Horns Rev I và Nysted Havmøllepark (Rødsand I), các chương trình giám sát quy mô lớn đã được triển khai để khảo sát và ghi nhận tác động về môi trường. Kết quả cho thấy, trong điều kiện thích hợp, các trang trại điện gió lớn tiềm ẩn rủi ro thấp đối với chim, động vật có vú và cá. Trên thực tế, đa dạng sinh học thậm chí có xu hướng cải thiện do các móng đóng vai trò như những rạn san hô mini, tạo ra môi trường sống phong phú hơn. Ngoài ra, việc cấm đánh bắt cá trong khu vực trang trại điện gió cũng giúp cải thiện điều kiện sinh sản của cá [19], [20], [21], [22].

Các kết quả giám sát cho thấy có thể phát triển điện gió ngoài khơi theo hướng bền vững về môi trường, gây tác động gần như không đáng kể cho môi trường biển. Tuy nhiên, mỗi dự án điện gió ngoài khơi đang được phát triển đều phải thực hiện đánh giá tác động môi trường riêng để đảm bảo tuân thủ quy định và xác định các biện pháp giảm thiểu khi cần thiết.

Đối với các dự án gần bờ, khoảng cách đến bờ gần có thể tác động đến phản ứng của cộng đồng dân cư lân cận. Các dự án điện gió ngoài khơi cũng có thể tác động đến du lịch biển, một trong những thế mạnh của Việt Nam. Ngoài ra, xung đột có thể nảy sinh giữa các nhà phát triển điện gió và ngư dân do ảnh hưởng đến khu vực đánh bắt cá.

Các trang trại điện gió ngoài khơi chiếm diện tích lớn trên biển, làm hạn chế không gian cho giao thông đường thủy. Trong điều kiện thời tiết xấu (sương mù, bão), tàu thuyền có thể mất phương hướng và va chạm với tua bin. Các tàu nhỏ và tàu đánh cá có thể vô tình đi vào khu vực hạn chế tiếp cận, gây rủi ro cho cả tàu thuyền và hệ thống điện gió.

Các nghiên cứu đánh giá vòng đời của tua bin gió cho thấy tác động môi trường xuất phát từ ba nguyên nhân chính:

- Khối lượng chất thải lớn từ tháp, hộp số, máy biến áp, cánh quạt và móng tua bin, mặc dù phần lớn thép và cánh quạt có thể tái chế.
- Chất thải nguy hại từ các thành phần của vỏ tua bin như chất làm mát điều hòa không khí, dầu thủy lực, lớp phủ mạch điện tử, cáp điện, v.v.
- Khí nhà kính (Ví dụ: CO₂ từ sản xuất thép và các dung môi từ lớp phủ bề mặt).

Nghiên cứu và phát triển

Bên cạnh tiềm năng nghiên cứu và phát triển được mô tả trong Chương 8. *Điện gió trên bờ* hoạt động phát triển công nghệ điện gió ngoài khơi dự kiến sẽ bao gồm các nội dung sau:

- Nâng cấp công suất tua bin gió và chiều cao hub, đồng thời sản xuất quy mô lớn các mức công suất tua bin hiện có và khai thác lợi ích dự kiến từ các tua bin này.
- Phát triển mới hoặc cải tiến các loại móng cố định và móng nổi, phù hợp cho quy mô công nghiệp.
- Phát triển trạm biến áp ngoài khơi gọn nhẹ, bao gồm trạm chuyển đổi HVDC, thiết bị đóng cắt mạch và cáp. Hệ thống HVDC hiện đã có mặt trên thị trường nhưng chỉ được đánh giá là bền vững về kinh tế khi khoảng cách đầu nối lưới điện trên ~100km.
- Hệ thống HVDC nhiều cầu đầu nhằm tích hợp lượng lớn điện gió vào hệ thống lưới điện ngoài khơi trong tương lai.
- Cải thiện các phương pháp thiết kế trong quy hoạch và bố trí nhà máy nhằm giảm tổn thất do ảnh hưởng của vết hậu lưu, chi phí vận hành và bảo dưỡng; ví dụ như cải tiến chiến lược giám sát và điều khiển nhờ ứng dụng công nghệ AI, và chiến lược bảo dưỡng thông qua robot và máy bay không người lái.
- Cải thiện phương pháp gia cố cho các điều kiện đáy biển khác nhau, từ đó giảm chi phí móng và rủi ro liên quan.
- Nâng cao hiệu quả vận hành và độ tin cậy bằng cách tích hợp các chức năng chịu lỗi thông qua hệ thống giám sát và điều khiển tiên tiến, đảm bảo trang trại vận hành trơn tru.
- Phát triển tua bin gió ngoài khơi tích hợp hệ thống sản xuất hydrogen và hệ thống pin lưu trữ để kết nối trực tiếp với mạng lưới hydrogen trong tương lai.
- Cải thiện hiện tượng vết hậu lưu ở quy mô trung bình - lập mô hình và phân tích tổn thất do ảnh hưởng của vết hậu lưu để hiểu rõ hơn tác động của các trang trại điện gió công suất lớn (nhiều GW) lên tốc độ gió khu vực.

Các dự án điện gió ngoài khơi móng cố định ở châu Âu và Trung Quốc đã vận hành ổn định 95-98% thời gian nhờ tối ưu hóa các quy trình vận hành và bảo dưỡng. Việc ứng dụng công nghệ giám sát từ xa đã giảm đáng kể thời gian ngừng hoạt động do sự cố, giúp các trang trại vận hành gần như liên tục bất kể điều kiện khắc nghiệt trên biển. Các nhà phát triển lớn như Ørsted, Equinor và Vattenfall đã tích hợp công nghệ Bản sao kỹ thuật số vào quy trình vận hành tiêu chuẩn cho các trang trại điện gió ngoài khơi ở Biển Bắc và châu Á. Công nghệ Bản sao kỹ thuật số không chỉ trực quan hóa các thông số mà còn có khả năng chẩn đoán tự động. Ví dụ, các hệ thống này có thể phát hiện các vết nứt siêu nhỏ trên cánh tua bin hoặc tình trạng ăn mòn ở móng trước khi có thể nhìn thấy bằng mắt thường, giúp giảm chi phí bảo dưỡng 20-30%. Ở cấp độ trang trại điện gió, Bản sao kỹ thuật số cho phép tối ưu hóa góc quay của tua bin đầu chuỗi để giảm thiểu tác động của vết hậu lưu lên tua bin cuối chuỗi, từ đó tăng tổng sản lượng điện của dự án thêm 1-2% [41]. Trong năm 2025, các tổ chức như PTSC và các liên doanh quốc tế đang nghiên cứu ứng dụng công nghệ Bản sao kỹ thuật số vào các trạm biến áp ngoài khơi và các dự án thí điểm. Công nghệ này hiện là yêu cầu bắt buộc trong các cuộc đấu thầu quốc tế nhằm đảm bảo minh bạch và an toàn suốt vòng đời dự án, thường kéo dài 25-30 năm.

Hiện nay, Việt Nam chưa tự sản xuất toàn bộ tua bin gió ngoài khơi, nhưng một số công ty trong nước đã bắt đầu tham gia vào chuỗi cung ứng thiết bị và công trình phục vụ lĩnh vực này. PTSC (Tổng công ty Cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam) là một trong những đơn vị tiên phong phát triển công trình ngoài khơi. Cụ thể, vào tháng 5/2023, PTSC trúng thầu và ký hợp đồng với Tập đoàn Ørsted để chế tạo và cung cấp 33 móng tua bin cho dự án điện gió ngoài khơi CHW2204 tại Đài Loan (Trung Quốc), với tổng công suất 920 MW. PTSC cũng đã ký kết và đang thực hiện các hợp đồng thiết kế, chế tạo chín trạm biến áp

ngoài khơi cho các dự án tại Đài Loan (Trung Quốc) và châu Âu (vùng biển Baltic) [23]. Ngoài ra, Doosan Vina – công ty con của Doosan Enerbility, có trụ sở tại Khu kinh tế Dung Quất (Quảng Ngãi) – đã ký biên bản ghi nhớ với Ørsted để phát triển chuỗi cung ứng móng monopile và các linh kiện ngoài khơi cho dự án điện gió ở Đông Nam Á, khu vực châu Á - Thái Bình Dương và châu Âu. Với hơn 15 năm kinh nghiệm sản xuất thiết bị cho các nhà máy điện, nhà máy hóa chất và hạ tầng cảng, Doosan Vina có tiềm năng trở thành nhà sản xuất hàng đầu về móng và kết cấu cơ khí trong chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi khu vực [24].

Ví dụ về những dự án hiện có

Hiện tại, các dự án điện gió ngoài khơi tại Việt Nam dự kiến sẽ bắt đầu vận hành vào khoảng giai đoạn 2030 - 2035. Các dự án đang trong giai đoạn nghiên cứu thường lựa chọn tua bin gió có công suất khoảng 16-20 MW, đường kính rotor khoảng 240-280 m và chiều cao hub khoảng 140-180 m. Các tua bin có công suất từ 18 MW trở lên vẫn đang trong giai đoạn thử nghiệm và chưa có dự án nào triển khai sử dụng loại tua bin này. Tuy nhiên, một số nhà sản xuất có kế hoạch thương mại hóa tua bin 18 MW trong tương lai gần, vì vậy các tua bin công suất lớn hơn dự kiến sẽ được triển khai trong thời gian tới. Tại các khu vực ngoài khơi có tiềm năng phát triển điện gió cao ở Việt Nam như Duyên hải Nam Trung Bộ, tốc độ gió vào khoảng 8-9 m/s, phù hợp với các loại tua bin gió ngoài khơi mới có công suất cao.

Vì các dự án này vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu, việc lựa chọn loại tua bin gió ngoài khơi cụ thể sẽ được quyết định sau khi tiến hành khảo sát và đo đạc tại các khu vực biển tiềm năng.

Các yêu cầu trong tương lai đối với điện gió ngoài khơi

Trong tương lai, công nghệ điện gió ngoài khơi dự kiến sẽ gặp một số các thách thức sau:

- Chú trọng hơn đến đa dạng sinh học và tác động môi trường khi quy mô và số lượng dự án tăng lên.
- Yêu cầu cao hơn đối với việc tham gia điều tiết và mở rộng lưới điện.
- Giải pháp lưu trữ điện mới, ví dụ Power-to-X.
- Yêu cầu về phát triển bền vững sẽ ngày càng đóng vai trò quan trọng.

Điện gió ngoài khơi móng nổi

Điện gió ngoài khơi móng nổi hiện đang phát triển nhanh chóng. Trong khi điện gió ngoài khơi móng cố định hiện giới hạn ở độ sâu dưới 60, thì điện gió móng nổi, về lý thuyết, có thể áp dụng cho độ sâu bất kỳ từ 30-40 m trở lên. Trên thực tế, độ sâu này thường giới hạn ở mức dưới 1.000-1.500 m do chi phí hệ thống neo, nhưng ngay cả như vậy, IEA ước tính rằng công suất điện gió ngoài khơi móng nổi có thể vượt mức tiêu thụ điện toàn cầu tới 10 lần [36].

Hiện có ba dạng kết cấu nổi chính cho tua bin gió ngoài khơi, khác nhau ở cách duy trì độ ổn định để giữ cho tua bin đứng vững trước mọi điều kiện gió và sóng. Kết cấu dạng phao trụ dựa vào trọng lượng (dẫn) để ổn định, với trọng tâm của toàn bộ kết cấu nằm thấp hơn tâm lực đẩy. Kết cấu nửa chìm dựa vào lực nổi để ổn định. Kết cấu có các cột trụ bên dưới mặt nước, mức độ ngập nước của các cột này thay đổi khi tua bin bị nghiêng do mô-men uốn từ gió và sóng. Sự khác biệt về lực nổi tương ứng với độ ngập của các cột sẽ tạo ra mô-men phục hồi. Kết cấu neo đứng (TLP) dựa vào hệ thống neo để ổn định. Kết cấu này sử dụng các dây neo thẳng đứng hoặc gần thẳng đứng luôn được giữ căng nhờ lực nổi. Khi có mô-men uốn do gió và sóng, sự thay đổi lực căng trong dây neo sẽ tạo ra mô-men phục hồi [39].

Các tua bin gió ngoài khơi thông thường có thể dùng cho móng nổi nhưng cần hai điều chỉnh chính là gia cố tháp và bổ sung phần mềm điều khiển chuyển động. Cần gia cố tháp để chịu thêm tải trọng do tháp bị nghiêng và gia tốc do sóng. Phần mềm điều khiển chuyển động đảm bảo ổn định khi vận hành trên mức công suất định mức, khi mà thuật toán điều khiển tiêu chuẩn có thể gây ra lực giảm chấn khí động học thấp hoặc âm.

Trong điện gió móng nổi, các tua bin gió thường được lắp đặt lên kết cấu nổi tại cầu cảng bằng cần cẩu trên bờ. Sau đó toàn bộ kết cấu được lai dắt ra vị trí lắp đặt và kết nối với hệ thống neo đã đặt sẵn bằng các tàu lai dắt lớn, tàu xử lý neo hoặc các tàu tương tự, nhờ đó giảm nhu cầu sử dụng tàu lắp đặt lớn, chi phí cao. Có nhiều loại hệ thống neo khác nhau, phổ biến nhất là ba hoặc nhiều neo kéo được nối với kết cấu nổi bằng chuỗi xích và dây cáp. Cáp động được sử dụng làm cáp nối là các cáp ngầm thông thường được gia

cố thêm bằng dây thép nhằm đảm bảo độ uốn do chuyển động của kết cấu duy trì trong giới hạn cho phép, qua đó giảm thiểu tải trọng môi ở lõi cáp.

Khi điều kiện gió và sóng cho phép tàu thuyền tiếp cận an toàn, kết cấu nổi hầu như không có chuyển động đáng kể, nên việc vận hành và bảo dưỡng (O&M) có thể thực hiện tương tự như tua bin gió ngoài khơi móng cố định. Hiện nay, các giải pháp như cần cầu tự nâng và cần cầu gắn trên tàu có hệ thống điều khiển chuyển động đang được phát triển. Tuy nhiên, ở thời điểm hiện tại, giả định chung của ngành là các tua bin gió móng nổi sẽ cần được lai dắt về cảng khi cần thay thế các bộ phận chính.



Hình 62: Dự án thử nghiệm quy mô thương mại của Stiesdal TetraSpar năm 2021 [40].

Cho đến nay, số lượng các cấu trúc móng nổi đã được kiểm chứng hiệu quả vẫn rất hạn chế. Các dự án thử nghiệm đầu tiên được lắp đặt vào khoảng năm 2010 bởi Equinor (dạng phao trụ) và Principle Power (dạng nửa chìm), và cả hai đơn vị này sau đó đều đã chứng minh được hiệu quả của công nghệ tại các trang trại điện gió quy mô nhỏ. Năm 2017, công ty Ideol của Pháp đã lắp đặt một biến thể dạng sà lan của kết cấu nửa chìm. Năm 2021, công ty Stiesdal Offshore Technologies của Đan Mạch đã lắp đặt một kết cấu dạng phao trụ (xem Hình 62) [39].

Hiện tại có hai công ty Đan Mạch đang tham gia phát triển kết cấu nổi cho điện gió ngoài khơi, bao gồm Stiesdal Offshore Technologies và Floating Power Plant.

Stiesdal đã phát triển công nghệ Tetra, một mô hình sản xuất công nghiệp hóa toàn diện, trong đó tất cả các thành phần của kết cấu được chế tạo sẵn trong nhà máy, sau đó lắp ráp tại cảng. Quy trình sản xuất này có thể áp dụng cho cả ba dạng kết cấu nổi. Năm 2021, mẫu kết cấu trụ thử nghiệm đầu tiên được trang bị tua bin 3,6 MW, đường kính 130 m, đã được lắp đặt tại độ sâu 200 m ở khu thử nghiệm METCentre ngoài khơi Na Uy.

Floating Power Plant đã phát triển móng FPP, một kết cấu tích hợp cả năng lượng từ gió và sóng. Dự án thử nghiệm quy mô thương mại đầu tiên có thể được lắp đặt tại khu thử nghiệm PLOCAN (Quần đảo Canary) vào năm 2024.

Tài liệu tham khảo

- [1] DEA-EREA, Cẩm nang công nghệ phát điện của Việt Nam, 2023
- [2] COWI, Nghiên cứu các tiêu chí và thiết lập quy định cho thị trường điện gió ngoài khơi hiệu quả và bền vững ở Việt Nam, 2021.

- [3] Spiergie (2023), Kinh nghiệm từ hoạt động bảo dưỡng lớn tại trang trại điện gió nổi vận hành thương mại đầu tiên trên thế giới, <https://www.spiergie.com/blog/lessons-learned-from-heavy-maintenance-at-the-worlds-first-commercial-floating-wind-farm>
- [4] IRENA (2024), Triển vọng điện gió nổi ngoài khơi, <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Floating-offshore-wind-outlook>
- [5] SSE Renewables (truy cập tháng 8/2024), Điện gió móng nổi - Công nghệ và đổi mới, <https://www.sserenewables.com/offshore-wind/floating-wind/technology-and-innovation/>
- [6] IRENA (2024), Triển vọng điện gió nổi ngoài khơi, <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Floating-offshore-wind-outlook>
- [7] Phát triển thể hệ điện gió ngoài khơi tiếp theo: bước chuyển sang hệ thống cáp 132kV, Carbon Trust, 2022. <https://www.carbontrust.com/our-work-and-impact/guides-reports-and-tools/unlocking-the-next-generation-of-offshore-wind-step-change-to-132-kv-array-systems>
- [8] ESMAP, Mở rộng ra toàn cầu: Mở rộng điện gió ngoài khơi đến các thị trường mới nổi. Washington, DC: Ngân hàng Thế giới, 2021
- [9] Viện Khí tượng Na Uy, NCHMF, Tiềm năng kỹ thuật của điện gió tại khu vực ngoài khơi Việt Nam, 2025.
- [10] Vestas (truy cập tháng 8/2024), Tua bin Vestas V236-15 MW, <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-tua-bin/V236-15MW>
- [11] Siemens Gamesa (truy cập tháng 8/2024), Tua bin Siemens Gamesa SG 14-236 DD, <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/offshore/wind-tua-bin-sg-14-236-dd.html>
- [12] Wind Europe (truy cập tháng 8/2024), Bản đồ các trang trại điện gió ngoài khơi châu Âu, <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/european-offshore-wind-farms-map-public/>
- [13] Vestas (2024), Vestas sẽ lắp đặt tua bin V236-15,0 MW cho một dự án tại Đan Mạch, <https://www.vestas.com/en/media/company-news/2024/vestas-to-install-v236-15-0-mw-tua-bin-for-a-project-in-c3943237>
- [14] Ocean Winds kỷ niệm việc lắp đặt tua bin gió cuối cùng cho dự án Moray West, OW Ocean Winds, tháng 11/2024. <https://www.oceanwinds.com/news/uncategorized/ocean-winds-celebrates-final-wind-tua-bin-installed-on-moray-west/>
- [15] IRENA, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2023, <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- [16] <https://www.windindustry.com/news/world/article-6767-china-dongfang-electric-presents-the-worlds-largest-offshore-wind-tua-bin-with-a-capacity-of-26-mw?>
- [17] Siemens Gamesa (truy cập tháng 8/2024), Tua bin Siemens Gamesa SG 14-236 DD, <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/offshore/wind-tua-bin-sg-14-236-dd.html>
- [18] Nghị định số 58/2025/NĐ-CP ngày 03/3/2025 của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới.
- [19] Khảo sát chim biển phục vụ điện gió ngoài khơi tại vùng biển Đan Mạch – Biển Bắc I, Energinet Eltransmission A/S. Ngày 15/11/2024
- [20] Đánh giá tác động môi trường: Ảnh hưởng của trang trại điện gió ngoài khơi Horns Rev 2 đến các loài chim. Báo cáo của NERI do Energy E2 ủy quyền thực hiện, 2006.
- [21] Lợi ích đối với sinh vật biển từ việc phát triển trang trại điện gió ngoài khơi Leonhard, Simon B.; Stenberg, Claus; Støttrup, Josianne; Deurs, Mikael van; Christensen, Asbjørn; Pedersen, John, 2013
- [22] Tác động của các trang trại điện gió ngoài khơi đang vận hành đối với cá và nghề cá. Báo cáo đánh giá của Svendsen, Jon Christian; Ibanez-Erquiaga, Bruno; Savina, Esther; Wilms, Tim, 2022
- [23] <https://www.ptsc.com.vn/tin-tuc/tin-ptsc-1/san-xuat-kinh-doanh/tin-hieu-vui-tu-cong-truong-dien-gio-ngoai-khoi>
- [24] <https://vietnamenergy.vn/doorsan-vina-and-rsted-signed-the-mou-on-cooperation-in-offshore-wind-power-development-29730.html>
- [25] IRENA (2022), Các chỉ số đổi mới công nghệ năng lượng tái tạo: Bản đồ tiến bộ về chi phí, bằng sáng chế và tiêu chuẩn, ISBN: 978-92-9260-424-0, <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Renewable-Technology-Innovation-Indicators>
- [26] Offshorewind.biz (2023), Phát triển tua bin điện gió ngoài khơi 22 MW cho giai đoạn 2024/2025, <https://www.offshorewind.biz/2023/10/23/22-mw-offshore-wind-tua-bin-in-the-works-for-2024-25/>
- [27] EWEA, Ngành điện gió ngoài khơi châu Âu - xu hướng và số liệu thống kê chính năm 2013, https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/European_offshore_statistics_2013.pdf
- [28] WindEurope, Điện gió tại châu Âu: Thống kê năm 2023 và triển vọng giai đoạn 2024-2030, <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2023-statistics-and-the-outlook-for-2024-2030/>
- [29] Bo Tranberg, Kim Tranberg và David Michalco (truy cập tháng 8/2024), Thống kê về tua bin gió tại Đan Mạch, <https://tua-bins.dk/statistics/>
- [30] Swisher, P., Murcia Leon, JP, Gea-Bermúdez, J., Koivisto, M., Madsen, HA, & Münster, M. (2022). Tính cạnh tranh của tua bin gió công suất riêng thấp, tốc độ gió cut-out thấp tại Bắc và Trung Âu đến năm 2050. Tạp chí Năng lượng ứng dụng, 304, Bài 118043. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118043>
- [31] Zahle, F., Barlas, A., Lønbæk, K., Bortolotti, P., Zalkind, D., Wang, L., Labuschagne, C., Sethuraman, L., & Barter, G. DTU (2024). Định nghĩa tua bin gió ngoài khơi 22 MW tham chiếu của IEA Wind, <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/definition-of-the-iea-wind-22-megawatt-offshore-reference-wind-tu>
- [32] Vestas (2023), Vestas nhận đơn đặt hàng 960 MW tua bin V236-15,0 MW cho dự án điện gió ngoài khơi He Dreiht của EnBW, (<https://www.vestas.com/en/media/company-news/2023/vestas-secures-a-960-mw-firm-order-of-v236-15-0-mw-wind-c3845287>).
- [33] NREL (2023), Tổng quan chi phí điện gió năm 2022, <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf>
- [34] Cơ quan Năng lượng Quốc tế IEA (2023), Báo cáo Triển vọng năng lượng toàn cầu 2023, IEA, Paris, <https://origin.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [35] IRENA (2024), Triển vọng điện gió ngoài khơi móng nổi, <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Floating-offshore-wind-outlook>
- [36] DNV (2024). TRIỂN VỌNG CHUYỂN ĐỔI NĂNG LƯỢNG NĂM 2024
- [37] DNV (2020). ĐIỆN GIÓ MÓNG NỔI: TIỀM NĂNG THƯƠNG MẠI HÓA
- [38] NREL (2023), Tổng quan chi phí điện gió năm 2022, <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf>
- [39] Siemens Gamesa (truy cập tháng 8/2024), Tua bin Siemens Gamesa SG 14-236 DD, <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/offshore/wind-tua-bin-sg-14-236-dd.html>
- [40] RWE (truy cập tháng 8/2024), Trang trại điện gió ngoài khơi Thor, <https://thor.rwe.com/Home>

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025.

Điện gió ngoài khơi (móng cố định)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điển hình	MW_e		15	20	25	12	18	20	35		1, 2, 5
Công suất một nhà máy điển hình	MW_e		500	1000	1500	100	1000	100	2000		1, 2, 5
Ngừng máy cường bức	%		4,0	3,0	2,5	1,0	5,0	1,0	5,0	A	2
Ngừng máy theo kế hoạch	%		0,3	0,3	0,3	0,1	0,5	0,1	0,5	A	2
Vòng đời kỹ thuật	năm		27	30	30	25	40	25	40	B	
Thời gian xây dựng	năm		3	3	2,5	2,5	4	2	3,5	C	2, 3
Yêu cầu không gian	1000 m ² /MW_e		200	167	125	182	222	91	111	D	1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%		46,5	47,2	47,0	41,7	53,7	47,0	57,5	E	
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%		44,5	45,7	45,7	40,0	51,4	45,7	55,9	E	
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e		4,30	3,69	3,45	3,70	5,50	2,56	4,55	F, G, H, I	1, 2, 4, 5, 6
- Tỷ lệ thiết bị	%		55	55	55	-	-	-	-	G, J	2, 5
- Tỷ lệ lắp đặt	%		30	30	30	-	-	-	-	G, J	2, 5
- Tỷ lệ lưới đầu nối	%		15	15	15	-	-	-	-	G, J	2, 5
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e		2,37	2,03	1,90	2,04	3,03	1,41	2,50	G, H, I	
- Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_e		1,29	1,11	1,03	1,11	1,65	0,77	1,36	G, H, I	
- Chi phí lưới đầu nối	MUSD/MW_e		0,65	0,55	0,52	0,56	0,83	0,38	0,68	G, H, I	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm		150.500	133.245	128.736	129.500	192.500	100.000	175.000	H, K	5
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh		-	-	-	-	-	-	-	K	
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành công suất cực đại trung bình	MWh_e/MW_e		3.900	4.000	4.000	3.500	4.500	4.000	4.900	E	2, 5
Đường kính rotor	m		150	170	190	-	-	-	-		1, 2
Chiều cao tua bin	m		236	280	320	-	-	-	-		1, 2
Công suất riêng	W/m ²		343	325	311	-	-	-	-		1, 2
Độ khả dụng	%		95,7	96,7	97,2	-	-	-	-		
Độ sâu trung bình	m		30	30	30	20	40	20	40		4, 5
Khoảng cách cấp cáp bờ (mỗi mạch)	km		80	80	80	50	150	50	150		4, 5
Khoảng cách tối cặng vận hành và bảo dưỡng	km		65	65	65	45	75	45	75		4, 5
Tiêu thụ nước			0	0	0	-	-	-	-		7, 8

Ghi chú:

Tổng quan: Bảng dữ liệu này đại diện cho một dự án sử dụng kết nối AC và móng trụ đơn (monopile). Dữ liệu được trình bày theo các năm FID và không bao gồm năm 2025, do các dự án điện gió ngoài khơi đầu tiên sẽ được triển khai sau năm 2030, với thời điểm FID gần năm 2030.

- A Các tua bin điện gió ngoài khơi thường có tỷ lệ sự cố cường bức cao hơn so với điện gió trên bờ do khó khăn trong việc tiếp cận để sửa chữa, đặc biệt trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt.
- B Vòng đời kỹ thuật phụ thuộc vào điều kiện gió, bao gồm tốc độ gió trung bình năm và mức độ nhiễu động, so với cấp thiết kế của tua bin.
- B Giá định các tuabin bố trí dạng hình vuông và khoảng cách trung bình giữa các tua bin bằng 8 lần đường kính rotor (8RD). Nhu cầu điện tích phụ thuộc rất lớn vào quy mô khu vực, phương án bố trí và khoảng cách lựa chọn giữa các tua bin.
- D Thời gian xây dựng được tính từ thời điểm FID đến khi vận hành thương mại.
- E Hệ số công suất và số giờ vận hành đầy tải trung bình năm phụ thuộc rất lớn vào địa điểm cụ thể của dự án và có thể biến động đáng kể. Đối với các địa điểm có điều kiện gió khác với mức 3.900 giờ đầy tải trung bình năm nêu tại đây (cho năm 2030), hệ số công suất cần được điều chỉnh tương ứng.
- F Chi phí đầu tư bao gồm toàn bộ thiết bị vật lý và lắp đặt tua-bin (EPC), móng (monopile), đầu nối lưới điện (không bao gồm tăng cường lưới), cáp nội bộ trong trang trại điện gió (inter-array), trạm biến áp ngoài khơi và cáp truyền tải đến điểm đầu nối tại đường bờ biển. Chi phí này không bao gồm VAT và các loại thuế khác, chi phí tài chính, chi phí thuê hoặc mua đất, các chi phí phát sinh trước FID như chi phí phát triển dự án (hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, phê duyệt/cấp phép, v.v.), cáp trên bờ và chi phí tháo dỡ.
- G Chi phí thiết bị: Chi phí tua-bin, móng, bao gồm cả vận chuyển. Chi phí lắp đặt: Hạ tầng điện của tua-bin, cáp nội bộ (array) và cáp truyền tải (export), trạm biến áp, xây dựng dân dụng, công tác lập kế hoạch và quản lý. Đầu nối lưới điện: Chi phí cáp truyền tải và trạm biến áp (hạng mục trên biển). Cơ cấu phân bổ chi phí có thể khác nhau đáng kể giữa các dự án.
- H Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập (learning rate), giá định tỉ lệ đường cong học tập theo khu vực là 10% trong giai đoạn 2030–2040, thấp hơn so với mức toàn cầu 15% theo IEA WEO 2025 và 18,3% theo [6]. Trong giai đoạn 2040–2050, áp dụng tỉ lệ đường cong học tập 15% theo IEA WEO 2025. Tỷ lệ đường cong học tập cho OPEX được giả định là 8% cho tất cả các năm. Tỷ lệ đường cong học tập thấp hơn trong giai đoạn 2030–2040 được lựa chọn do lĩnh vực điện gió ngoài khơi tại Việt Nam vẫn đang ở giai đoạn phát triển ban đầu. Mức độ không chắc chắn còn cao do thị trường còn mới, điều này có thể dẫn đến tỉ lệ đường cong học tập cao hơn sau các dự án đầu tiên (FOAK – dự án đầu tiên), so với mức 10% được giả định cho giai đoạn 2030–2040. Tỷ lệ đường cong học tập tương ứng theo các dự báo công suất trong World Energy Outlook 2025 của International Energy Agency, trong đó kịch bản Chính sách đã công bố (Stated Policies) được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn các kịch bản Chính sách hiện hành (Current Policies) và Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 (Net Zero Emissions by 2050) được sử dụng làm cơ sở cho khoảng bất định trên và dưới tương ứng.
- I Các mức bất định thấp hơn cho năm 2050 được tính toán bằng cách sử dụng công suất bổ sung từ kịch bản Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 từ [9], với tốc độ học hỏi 15% trong giai đoạn 2030–2050; trong khi các mức bất định cao hơn được tính toán bằng cách sử dụng công suất bổ sung từ kịch bản Chính sách hiện hành từ [9], với tốc độ học hỏi 10% trong giai đoạn 2030–2050.
- J Cơ cấu chi phí 55%, 30% và 15% được xây dựng dựa trên thông tin địa phương và khu vực, tuy nhiên có thể thay đổi đáng kể tùy thuộc vào đặc điểm của từng địa điểm.
- K Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) tương ứng bằng 3,5% CAPEX mỗi năm. Toàn bộ O&M được giả định là chi phí cố định. Trên thực tế, một phần O&M sẽ là chi phí biến đổi, nhưng do sự biến thiên lớn của hệ số công suất có thể xảy ra, toàn bộ O&M được đơn giản hóa và tính vào chi phí O&M cố định.

Tài liệu tham khảo

- 1 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 - Danh mục Công nghệ Đan Mạch cho phát điện và sưởi ấm khu vực
- 2 Nghiên cứu tiền khả thi các dự án tại Việt Nam
- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 - Danh mục Công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 4 Hội đồng Năng lượng Gió Toàn cầu, 2025 - Các cơ chế tài chính đổi mới cho giai đoạn cất cánh của điện gió ngoài khơi Đông Nam Á: Nghiên cứu về mở khóa tài chính hỗn hợp
- 5 Đối thoại song phương với các bên liên quan trong nước
- 6 Wood Mackenzie, 2025 - Báo cáo chi phí điện quy dẫn (LCOE) khu vực Châu Á - Thái Bình Dương năm 2025
- 7 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào
- 8 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước
- 9 IEA, 2025 – Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2025

Điện gió ngoài khơi (móng nổi)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điển hình	MW_e		6	8	10	8	15	15	25		1, 2
Công suất một nhà máy điển hình	MW_e		200	500	1000	50	500	50	3000		1
Ngừng máy cường bức	%		3,0	2,5	2,0	1	5	1	5		1, 2, 3
Ngừng máy theo kế hoạch	%		0,3	0,3	0,3	0,1	0,5	0,1	0,5		1, 2, 3
Vòng đời kỹ thuật	năm		30	30	30	20	35	20	35	A	2, 3
Thời gian xây dựng	năm		2,5	2,5	2,5	1,5	4,0	1,5	4,0		1, 3
Yêu cầu không gian	1000 m ² /MW_e		279	209	167	251	313	125	200	B	
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%		35,4	36,5	36,5	-	-	-	-		1
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%		34,3	35,6	35,8	-	-	-	-		
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e		5,59	4,79	4,59	5,03	6,71	2,98	6,19	C, D, E, F	3, 4
- Tỷ lệ thiết bị	%		60	60	60	-	-	-	-	G	
- Tỷ lệ lắp đặt	%		30	30	30	-	-	-	-	G	
- Tỷ lệ lưới đầu nối	%		10	10	10	-	-	-	-	G	
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e		3,35	2,88	2,75	3,02	4,02	1,79	3,72	E, F	
- Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_e		1,68	1,44	1,38	1,51	2,01	0,89	1,86	E, F	
- Chi phí lưới đầu nối	MUSD/MW_e		0,56	0,48	0,46	0,50	0,67	0,30	0,62	E, F	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm		195.650	167.747	160.607	176.085	234.780	104.394	216.819	C, E, H	2, 3, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh		-	-	-	-	-	-	-	H	
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành công suất cực đại trung bình	MWh_e/MW_e		3.007	3.120	3.136	-	-	-	-		
Đường kính rotor	m		120	130	140	-	-	-	-		
Chiều cao tua bin	m		164	220	250	-	-	-	-		
Công suất riêng	W/m ²		284	210	204	-	-	-	-		
Độ khả dụng	%		97,0	97,5	98,0	-	-	-	-		
Tiêu thụ nước			0	0	0	-	-	-	-	-	6, 7

Ghi chú:

A Vòng đời kỹ thuật phụ thuộc vào điều kiện gió, bao gồm tốc độ gió trung bình năm và mức độ nhiễu loạn, so với cấp thiết kế của tua bin.

B Giả định các tuabin bố trí dạng hình vuông và khoảng cách trung bình giữa các tua bin bằng 8 lần đường kính rotor (8RD). Nhu cầu diện tích phụ thuộc rất lớn vào quy mô khu vực, phương án bố trí và khoảng cách lựa chọn giữa các tua bin.

C Giả định chi phí OPEX và CAPEX của điện gió ngoài khơi nổi (floating offshore) đắt hơn điện gió ngoài khơi móng cố định (fixed-bottom offshore) 30%.

D Chi phí thiết bị: Chi phí tua bin, bao gồm cả vận chuyển. Chi phí lắp đặt: Hạ tầng điện của tua bin, công trình xây dựng, đầu nối lưới điện, công tác quy hoạch và quản lý. Tỷ trọng chi phí giữa các hạng mục có thể thay đổi tùy từng dự án.

E Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học tập, với giả định tỷ lệ học tập 10% cho CAPEX theo IEA và 8% cho OPEX. Do thị trường còn ở giai đoạn sơ khai, mức độ bất định là cao và có thể xuất hiện tỉ lệ đường cong học tập cao hơn sau các dự án đầu tiên. Tỷ lệ đường cong học tập tương ứng theo các dự báo công suất trong World Energy Outlook 2025 của International Energy Agency, trong đó kịch bản Chính sách đã công bố (Stated Policies) được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn các kịch bản Chính sách hiện hành (Current Policies) và Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 (Net Zero Emissions by 2050) được sử dụng làm cơ sở cho khoảng bất định trên và dưới tương ứng.

F Mức độ không chắc chắn thấp và cao lần lượt là -10% (thấp) và +20% (cao) cho năm 2030, và ±35% cho năm 2050.

- G Cơ cấu chi phí có thể thay đổi đáng kể tùy theo đặc điểm địa điểm dự án. Trong phân tích này, giả định áp dụng cùng tỷ lệ phân bổ như điện gió gần bờ: 60% cho thiết bị (dựa trên các dự án địa phương – điện gió gần bờ), 30% cho lắp đặt và 10% cho đấu nối lưới, chỉ nhằm mục đích mô hình hóa.
- H Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) tương ứng 3,5% CAPEX/năm. Toàn bộ O&M được giả định là chi phí cố định. Trên thực tế, một phần O&M có thể là chi phí biến đổi, nhưng do biên độ biến thiên lớn của các hệ số công suất có thể xảy ra, để đơn giản hóa, toàn bộ O&M được hạch toán dưới dạng chi phí O&M cố định.

Tài liệu tham khảo

- 1 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2023 – Cẩm nang công nghệ Việt Nam cho phát điện
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho phát điện và lưu trữ điện năng
- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2024 – Cẩm nang công nghệ Đan Mạch cho phát điện và cung cấp nhiệt đô thị
- 4 IEA, Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới, 2025
- 5 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và Ea Energy Analyses, 2024 – Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia: Công nghệ phát điện và lưu trữ điện
- 6 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào
- 7 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước

Điện gió gần bờ											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điển hình	MW_e	5	6	8	10	4	8	6	15		1
Công suất một nhà máy điển hình	MW_e	150	200	300	500	50	500	50	3000		1
Ngừng máy cường bức	%	4,0	3,0	2,5	2,0	1,0	5,0	1,0	5,0	A	
Ngừng máy theo kế hoạch	%	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,5	0,1	0,5	A	
Vòng đời kỹ thuật	năm	27	30	30	30	20	35	20	35	A, B	1, 2
Thời gian xây dựng	năm	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5	4,0	1,5	4,0		1
Yêu cầu không gian	1000 m ² /MW_e	334	279	209	167	300	375	125	200	C	2
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	34,2	35,4	36,5	36,5	28,5	40,0	32,0	45,7		1
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	32,8	34,3	35,6	35,8	28,3	38,0	31,6	43,4		1
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	2,70	2,38	2,11	2,04	2,43	3,24	1,32	2,75	D, E, H	1, 3
- Tỷ lệ thiết bị	%	60	60	60	60	-	-	-	-	F	1
- Tỷ lệ lắp đặt	%	30	30	30	30	-	-	-	-	F	1
- Tỷ lệ lưới đầu nối	%	10	10	10	10	-	-	-	-	F	1
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	1,62	1,43	1,27	1,22	1,46	1,94	1,12	1,24		
- Chi phí lắp đặt	MUSD/MW_e	0,81	0,71	0,63	0,61	0,73	0,97	0,56	0,62		
- Chi phí lưới đầu nối	MUSD/MW_e	0,27	0,24	0,21	0,20	0,24	0,32	0,19	0,21		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	94.500	86.102	78.662	76.678	40.000	100.000	25.000	45.000	G, H	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	G	
Số liệu riêng về công nghệ											
Số giờ vận hành công suất cực đại trung bình	MWh_e/MW_e	3.000	3.100	3.200	3.200	2.500	3.500	2.800	4.000		1
Đường kính rotor	m	110	120	130	140	-	-	-	-		1
Chiều cao tua bin	m	145	164	220	250	-	-	-	-		1
Công suất riêng	W/m ²	303	284	210	204	-	-	-	-		1
Độ khả dụng	%	95,7%	97,0%	97,5%	98,0%	-	-	-	-		
Tiêu thụ nước		0	0	0	0	-	-	-	-		4, 5

Ghi chú:

A Không có sự khác biệt đáng kể giữa điện gió gần bờ và điện gió ngoài khơi về tỷ lệ sự cố/ngừng vận hành và tuổi thọ. Tuy nhiên, quá trình lai đất đối với dự án intertidal thường mất ít thời gian hơn.

B Vòng đời kỹ thuật phụ thuộc vào điều kiện gió, bao gồm tốc độ gió trung bình năm và mức độ nhiễu động, tương quan với cấp thiết kế của tua bin.

C Giả định các tuabin bố trí dạng hình vuông và khoảng cách trung bình giữa các tua bin bằng 8 lần đường kính rotor (8RD). Nhu cầu diện tích phụ thuộc rất lớn vào quy mô khu vực, phương án bố trí và khoảng cách lựa chọn giữa các tua bin.

D Chi phí thiết bị: Chi phí tua bin bao gồm cả vận chuyển. Chi phí lắp đặt: Hạ tầng điện của tua bin, công tác xây dựng dân dụng, đầu nối lưới, lắp kế hoạch và quản lý. Tỷ trọng chi phí có thể thay đổi đáng kể giữa các dự án.

E Mức độ không chắc chắn thấp và cao lần lượt là -10% (thấp) và +20% (cao) cho năm 2025, và ±35% cho năm 2050.

F Cơ cấu chi phí có thể thay đổi đáng kể tùy thuộc vào đặc điểm của từng địa điểm. Trong phân tích mô hình này, giả định tỷ lệ 60%, 30% và 10% lần lượt cho thiết bị (dựa trên các dự án trong nước), lắp đặt và đầu nối lưới, chỉ nhằm mục đích mô hình hóa.

G Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) được giả định tương ứng 3,5% CAPEX mỗi năm. Toàn bộ chi phí O&M được coi là chi phí cố định. Trên thực tế, một phần chi phí O&M sẽ là chi phí biến đổi, tuy nhiên do mức độ biến thiên lớn của các hệ số công suất có thể xảy ra, nên để đơn giản hóa, toàn bộ chi phí O&M được hạch toán dưới dạng chi phí cố định.

- H Chi phí được dự báo theo phương pháp đường cong học hỏi (learning rate), với giả định tỷ lệ học hỏi 8% đối với CAPEX và 6% đối với OPEX. Mức độ bất định còn cao do thị trường đang ở giai đoạn sơ khai, điều này có thể dẫn tới tỉ lệ đường cong học hỏi cao hơn sau các dự án đầu tiên. Tỉ lệ đường cong học tập tương ứng theo các dự báo công suất trong World Energy Outlook 2025 của International Energy Agency, trong đó kịch bản Chính sách đã công bố (Stated Policies) được sử dụng cho giá trị trung tâm, còn các kịch bản Chính sách hiện hành (Current Policies) và Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 (Net Zero Emissions by 2050) được sử dụng làm cơ sở cho khoảng bất định trên và dưới tương ứng.

Tài liệu tham khảo

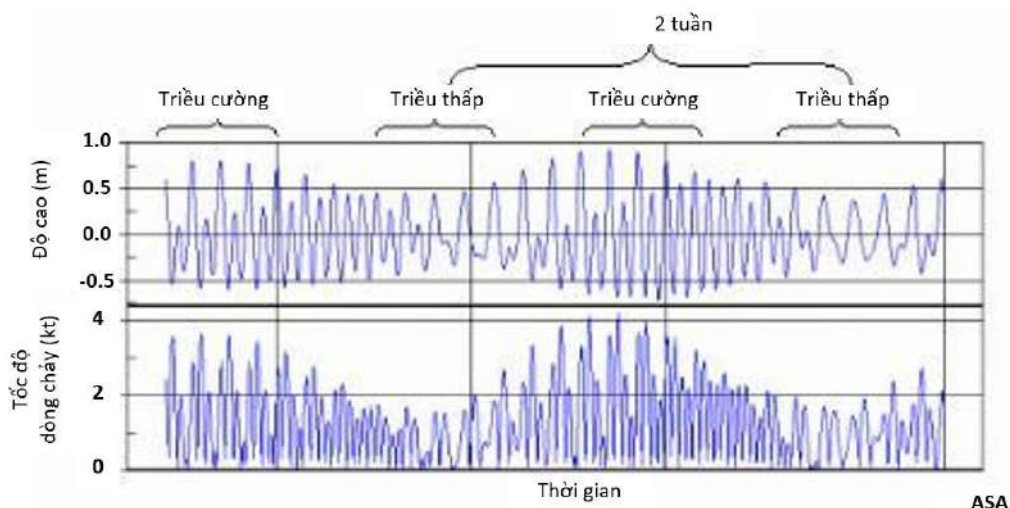
- 1 Các dự án hiện trạng tại Việt Nam
- 2 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, 2024 – Cẩm nang công nghệ Đan Mạch cho phát điện và cung cấp nhiệt đô thị
- 3 Đối thoại các bên liên quan
- 4 Viện Tài nguyên Thế giới, 2020 - Hướng dẫn tính toán lượng nước hàm chứa trong điện năng mua vào
- 5 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, 2023 - Ngành điện Hoa Kỳ tiếp tục cải thiện hiệu quả sử dụng nước

10. ĐIỆN THỦY TRIỀU

Mô tả công nghệ

Năng lượng thủy triều đã được khai thác cho nhiều mục đích khác nhau từ thế kỷ 19. Nhà máy điện thủy triều lâu đời nhất, La Rance tại Pháp, đã đi vào vận hành từ năm 1966. Mặc dù vậy, tính đến năm 2024, tổng công suất đặt của năng lượng biển (bao gồm thủy triều, sóng và các công nghệ năng lượng đại dương khác) trên thế giới vào khoảng hơn 500 MW. Tuy nhiên, trong thập kỷ qua, việc khai thác năng lượng thủy triều đã thu hút sự chú ý nhiều hơn, tổng sản lượng điện từ các nguồn năng lượng biển ước tính là 60 GW công suất đặt vào năm 2040 [1].

Thủy triều là kết quả của lực hấp dẫn từ mặt trời và mặt trăng, kết hợp với chuyển động quay của trái đất. Chu kỳ thủy triều có thể là bán nhật triều (hai lần thủy triều lên và hai lần thủy triều xuống mỗi ngày) hoặc nhật triều (một chu kỳ thủy triều mỗi ngày). Năng lượng thủy triều là một nguồn năng lượng biến đổi nhưng có khả năng dự đoán cao. Thủy triều ở hầu hết các địa điểm là bán nhật triều, với chu kỳ kéo dài khoảng 12 giờ rưỡi. Chu kỳ thủy triều cũng thay đổi theo chu kỳ triều cường và triều thấp 14 ngày. Trong giai đoạn triều cường, mực nước triều ở mức tối đa, thường xảy ra theo trăng tròn hoặc trăng non, Mặt trời và Trái đất nằm thẳng nhau. Khi mặt trăng ở giai đoạn trăng thượng tuần hoặc hạ tuần, Mặt trời và Mặt trăng vuông góc 90° với nhau khi nhìn từ Trái đất, lực thủy triều của Mặt trời triệt tiêu một phần lực thủy triều của Mặt trăng. Tại thời điểm này, dòng triều đang ở mức nhỏ nhất, là triều thấp. Triều cường và triều thấp cách nhau 7 ngày [2].



Hình 63: Triều cường và triều thấp theo chuỗi thời gian và quan hệ tương quan với sự thay đổi tốc độ dòng triều.[3]

Một thông số quan trọng liên quan đến tài nguyên thủy triều là dòng triều, là sự chuyển động của nước và lưu lượng nước liên quan đến sự lên xuống của thủy triều. Tài nguyên dòng triều biến đổi theo đường cong hình sin với dòng mạnh nhất là trong thời kỳ trung triều. Triều xuống (khi mực nước đang xuống) thường có dòng chảy lớn hơn một chút so với triều cường (khi mực nước đang lên). Hình trên cho thấy mối tương quan giữa cao độ thủy triều và tốc độ của dòng triều. Cần lưu ý có nhiều dòng hải lưu không phải là dòng triều, cũng có thể được khai thác cho năng lượng thủy triều, nhưng hiện nay công nghệ này vẫn chưa được thực hiện trên quy mô toàn cầu.

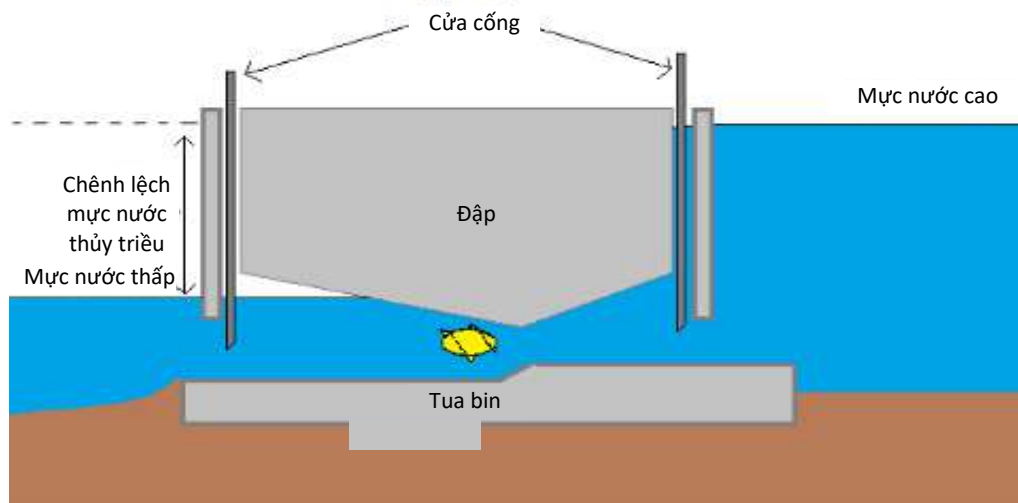
Các nhà máy điện thủy triều khai thác sự chuyển động của nước để sản xuất điện. Có hai loại nhà máy điện thủy triều chính:

Thủy triều đập chứa: Nhìn chung, công nghệ này rất giống với các nhà máy thủy điện. Cần xây dựng đập chứa để chứa một lượng nước lớn và dùng sự chênh lệch mực nước để quay tua bin và sản xuất điện. Nước trong bể/đập chứa có thể được sử dụng thông qua các cơ chế phát điện khác nhau: phát điện nhờ triều xuống, phát điện nhờ triều lên và phát điện hai chiều.

Phát điện nhờ triều xuống: Khi nước chứa trong đập cao hơn so với mực nước ngoài biển hay đại dương, các cửa cống (xem hình vẽ) được mở để cho nước chảy ra. Khi chảy ra ngoài, nước sẽ làm quay tua bin.

Phát điện nhờ triều lên: Phương pháp này đối lập với phương pháp phát điện triều xuống. Trong phương pháp này, dòng nước theo hướng ngược lại, tức là nước ở phía biên/đại dương cao hơn, nước sẽ chảy từ phía biển sang phía đập chứa. Tuy nhiên, phương pháp này thường kém hiệu quả hơn do hình dạng của đáy nước, trong trường hợp độ sâu đáy thấp hơn đập chứa.

Phát điện hai chiều: Đây là phương pháp kết hợp của hai phương pháp trên.



Hình 64: Sơ đồ nhà máy kiểu đập chứa[4]

Các nhà máy thủy triều tốt nhất là đặt tại những vùng nước nông có độ cao hoặc phạm vi thủy triều lớn (chênh lệch giữa mực nước triều cao và thấp) và mức độ này tăng lên đáng kể khi hướng dẫn về phía bờ biển [2]. Các nhà máy thủy triều có thể được thiết kế theo hai dạng, đập thủy triều và đầm thủy triều.

- **Đập thủy triều** liên quan đến việc xây dựng một cấu trúc giống như một con đập trên vùng nước có mực nước triều cao, do đó tạo ra phần chứa nước ở một phía của đập.
- **Đầm phá thủy triều** có hai loại. Các đầm phá thủy triều được xây dựng dựa vào bờ của các khu vực nước nông. Các đầm phá thủy triều ngoài khơi gần đây mới được phát triển. Theo công nghệ này, một khu vực ngăn nước hoàn toàn nhân tạo ngoài khơi được xây dựng trên các bãi triều ở khu vực triều cao.



(a) Đập thủy triều



(b) Đầm phá thủy triều



(c) Hồ chứa thủy triều ngoài khơi

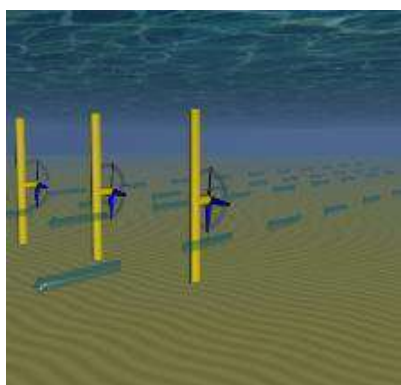
Hình 65: Các loại đập thủy triều [2]

Dòng triều: Thiết bị chuyển đổi năng lượng thủy triều quy mô lớn là một công nghệ phát triển nhanh chóng, đặc biệt là ở Anh. Trong khi hệ thống đập chứa thủy triều khai thác năng lượng do chênh lệch mực nước, công nghệ dòng triều lại sử dụng động năng từ lưu lượng của dòng chảy do thủy triều thay đổi, hay còn được gọi là dòng triều. Nguyên lý hoạt động của dòng triều tương tự như các nhà máy điện gió. Thay vì lực đẩy từ gió, lực từ dòng nước được sử dụng để quay tua bin. Ưu điểm là do nước nặng hơn không khí

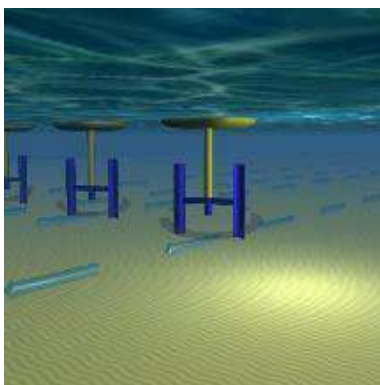
830 lần nên có thể tạo ra lượng điện năng lớn với đường kính rotor tương đối nhỏ và tốc độ quay chậm (~ 10 vòng/phút). Tuy nhiên, điều này cũng có nghĩa là các tua bin dòng triều phải được chế tạo chắc chắn hơn và được điều chỉnh để thích ứng với môi trường biển, dẫn đến tăng chi phí. Một yếu tố quan trọng cần xem xét đối với các nhà máy dòng triều là cường độ của các dòng chảy được tạo ra bởi các nguồn thủy triều và các nguồn khác thay đổi tùy thuộc vào vị trí, hình dạng của bờ biển và độ sâu của nước.

Các loại công nghệ tua bin cho nhà máy dòng triều gồm [2][5]:

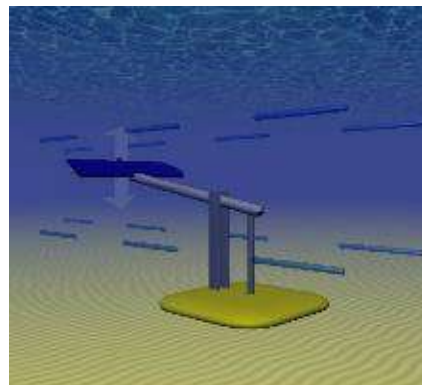
- *Tua bin trục ngang*: Về cơ bản, chúng hoạt động giống như tua bin gió. Dòng triều làm cánh quạt quay quanh trục ngang và tạo ra điện năng. Thuật ngữ trong ngành gọi công nghệ này là máy phát tua bin thủy triều (TTG).
- *Tua bin trục đứng*: Nguyên tắc hoạt động tương tự như tua bin trục ngang. Tuy nhiên, tua bin được lắp trên một trục thẳng đứng. Dòng triều làm cánh quạt quay quanh trục thẳng đứng và tạo ra điện.
- *Tấm nâng thủy lực dao động*: Một tấm nâng thủy lực được gắn với một cánh tay đòn dao động. Dòng thủy triều chảy hai bên cánh dẫn đến lực nâng. Chuyển động này sau đó dẫn động chất lỏng trong hệ thống thủy lực để chuyển hóa thành điện năng.
- *Các đầu bịt (thiết bị hiệu ứng Venturi)*: Dòng triều chảy qua một ống dẫn, ống dẫn này thu hẹp dòng chảy và tạo ra chênh lệch áp suất. Điều này dẫn đến dòng chất lỏng thứ cấp qua tua bin. Dòng chảy đó có thể dẫn động tua bin trực tiếp hoặc sự chênh lệch áp suất trong hệ thống có thể dẫn động tua bin không khí.
- *Trục vít Archimedes*: Trục vít Archimedes là một thiết bị hình xoắn ốc dạng nút chai (một bề mặt xoắn bao quanh một trục hình trụ trung tâm). Thiết bị tiếp nhận năng lượng từ dòng triều khi nước di chuyển lên trên/qua các tua bin xoắn ốc.
- *Điều thủy triều*: Điều thủy triều là một thiết bị có gắn tua bin bên dưới cánh được buộc vào đáy biển. Con điều ‘bay’ theo dòng thủy triều, theo hình số tám, làm tăng tốc độ nước chảy qua tua bin tạo ra điện năng.



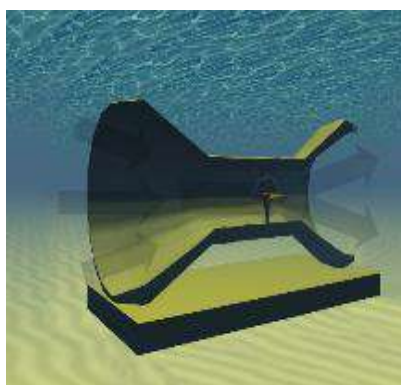
(a) Tua bin trục ngang



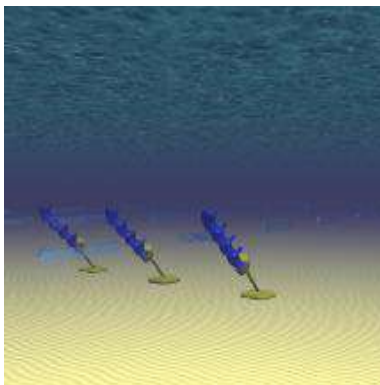
(b) Tua bin trục đứng



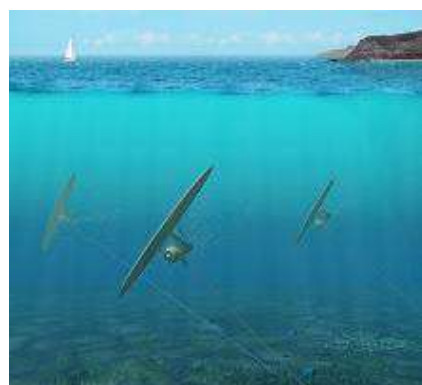
(c) Tấm nâng thủy lực dao động



(d) Đầu bịt (Thiết bị hiệu ứng Venturi)



(e) Trục vít Archimedes



(f) Điều thủy triều

Hình 66: Các loại tua bin dòng triều [2]

Hầu hết các tua bin trục ngang và trục đứng sử dụng các cánh được nối với cần trục rotor trung tâm, thông qua hộp số, được nối với trục máy phát. Một loại khác, được gọi là tua bin tâm hở, có thiết kế khác, các cánh được gắn trên trục tâm hở bên trong, đặt trong một ống tĩnh. Khi nước chảy qua cần trục, nó quay và tạo ra điện. Ưu điểm của thiết kế này là nó không cần hộp số. Thiết bị không có hộp số được gọi là máy phát điện truyền động trực tiếp [6].

Tổng quan về các dự án dòng thủy triều cho thấy gần 2/3 tổng số tổ hợp máy phát tua bin là có trục ngang [6] [26]. Hơn nữa, hầu hết các dàn máy đa thiết bị dự kiến cũng được đặt trên các tua bin trục ngang. Sự phát triển tương đối của công nghệ này phản ánh sự tương đồng của nó với các tua bin gió đã được thiết kế tốt. Nhưng nó cũng được ưa chuộng do khả năng mở rộng dễ dàng và tính phổ quát, vì một số nhà phát triển tập trung vào các tua bin thủy động mà cũng có thể được triển khai trên sông.

Tính đến cuối năm 2024, tổng công suất lắp đặt điện thủy triều trên toàn cầu (điện năng lượng đại dương, tập trung vào công nghệ thủy triều) ước đạt khoảng 513 MW, trong đó 1,6 MW được đưa vào vận hành trong năm 2024. Trong tổng công suất này, hai hệ thống thủy triều dạng đập (tidal range/barrage) gồm Nhà máy điện thủy triều La Rance tại Pháp (240 MW) và Nhà máy điện thủy triều hồ Sihwa tại Hàn Quốc (254 MW) chiếm phần lớn công suất đang vận hành, cho thấy công nghệ thủy triều dạng đập vẫn là công nghệ chủ đạo duy nhất đã được triển khai ở quy mô thương mại.

Bên cạnh các hệ thống thủy triều dạng đập quy mô lớn, công nghệ thủy triều dạng dòng chảy (tidal stream – tua bin đặt trong dòng nước) đang nổi lên như hướng phát triển chính, đặc biệt tại châu Âu và các quốc gia có tiềm năng thủy triều lớn, do giúp khắc phục các hạn chế về vị trí và chi phí đầu tư ban đầu cao của công nghệ đập. Tại châu Âu, trong 5 năm tới, dự kiến sẽ triển khai 11 dự án thủy triều dạng dòng chảy với tổng công suất 152 MW tại các địa điểm tiền thương mại, trong đó phần lớn nhận được nguồn vốn công và cơ chế hỗ trợ doanh thu [26]. Vương quốc Anh, quốc gia dẫn đầu thế giới về điện thủy triều, được ước tính có tiềm năng khoảng 11 GW, đủ để đáp ứng 11% nhu cầu điện quốc gia nếu được khai thác đầy đủ. Tiềm năng này đang được thúc đẩy thông qua cơ chế Hợp đồng chênh lệch (CfD), bảo đảm mức giá cố định cho các nhà sản xuất điện tái tạo; mặc dù điện thủy triều đã tham gia đấu thầu CfD từ năm 2014, nhưng chỉ đến năm 2021 lĩnh vực này mới bắt đầu nhận được hỗ trợ tài chính công chuyên biệt. Tính đến cuối năm 2024, 6 dự án điện thủy triều mới đã được trao thầu, nâng tổng danh mục dự án của Anh lên khoảng 130 MW, dự kiến đưa vào vận hành trước năm 2029 [27].

Ngoài châu Âu, nghiên cứu và phát triển công nghệ thủy triều dạng dòng chảy đang được mở rộng tại Bắc Mỹ và khu vực châu Á – Thái Bình Dương, với sự hỗ trợ của các chương trình công, nguồn tài trợ và sáng kiến R&D tại Canada, Hoa Kỳ và Trung Quốc, dù công suất vận hành hiện nay vẫn còn rất hạn chế. Mặc dù tiềm năng tài nguyên toàn cầu là rất lớn, điện thủy triều hiện vẫn chỉ chiếm tỷ trọng rất nhỏ trong tổng công suất năng lượng tái tạo, và khả năng mở rộng trong tương lai phụ thuộc nhiều vào hiệu quả của chính sách hỗ trợ, đầu tư tài chính và tiến bộ công nghệ trong những năm tới.

Tuy nhiên, năm 2019 chứng kiến nhiều thiết bị khác ngoài công nghệ trục ngang được triển khai. Thị trường do đó đang có một bước chuyển mình thú vị. Mặc dù các tua bin trục không ngang vẫn còn nhỏ hơn nhiều về quy mô và số lượng, cuộc đua hướng tới sự hội tụ thị trường vẫn chưa kết thúc và có thể sẽ sớm có sự cạnh tranh lớn hơn. [28] Điều này có thể được thấy rõ hơn từ dữ liệu về các dự án dòng thủy triều đang hoạt động và dự kiến triển khai, được minh họa trong hình sau:

Cách phân loại thiết bị thứ hai có thể dựa vào độ sâu của cột nước và loại chân đế [7].

- **Thế hệ đầu tiên:** Bao gồm các thiết bị được cố định dưới đáy biển. Chúng thường hoạt động ở độ sâu lên đến 40m. Có các phương án sau để cố định tua bin xuống đáy biển:

Cột đơn: Một tháp thép hình ống hoặc kết cấu đỡ tua bin (TSS) được đặt dưới đáy biển và tua bin được gắn trên kết cấu này. Thiết kế này chỉ phù hợp với độ sâu nước tối đa 30m (có thể lên đến 100 mét nước biển (msw)).

Móng cọc: Phương án này tham chiếu đến kết cấu móng “cọc”. Chân đế được đặt trên đáy biển, các cọc thép được đóng theo các cọc định vị trong kết cấu đỡ tua bin. Cọc có thể được đổ xi măng tại chỗ, tùy thuộc vào loại đất ở đáy biển/thềm đá.

Trọng lực: Kết cấu đỡ tua bin và được cố định dưới đáy biển thông qua các phương tiện có trọng lượng lớn, ví dụ một kết cấu dẫn nặng 200 tấn ở mỗi đầu của kết cấu đỡ tua bin.

1. Hộp động cơ

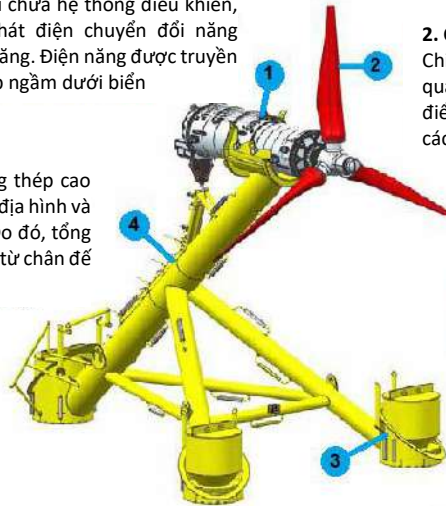
Hộp động cơ là nơi chứa hệ thống điều khiển, hộp số và máy phát điện chuyển đổi năng lượng thành điện năng. Điện năng được truyền tải vào bờ bằng cáp ngầm dưới biển

2. Cánh

Chiều dài cánh khoảng 10,5m. Cánh quay với tốc độ 10 vòng/ phút lúc cao điểm. Công suất được tối ưu hóa bằng cách điều chỉnh độ dốc của cánh.

4. Giá đỡ

Giá đỡ là hệ khung 3 chân bằng thép cao khoảng 22m, phù hợp với nhiều địa hình và điều kiện đáy biển khác nhau. Do đó, tổng chiều cao tua bin là khoảng 33m từ chân đế đến đỉnh cánh.

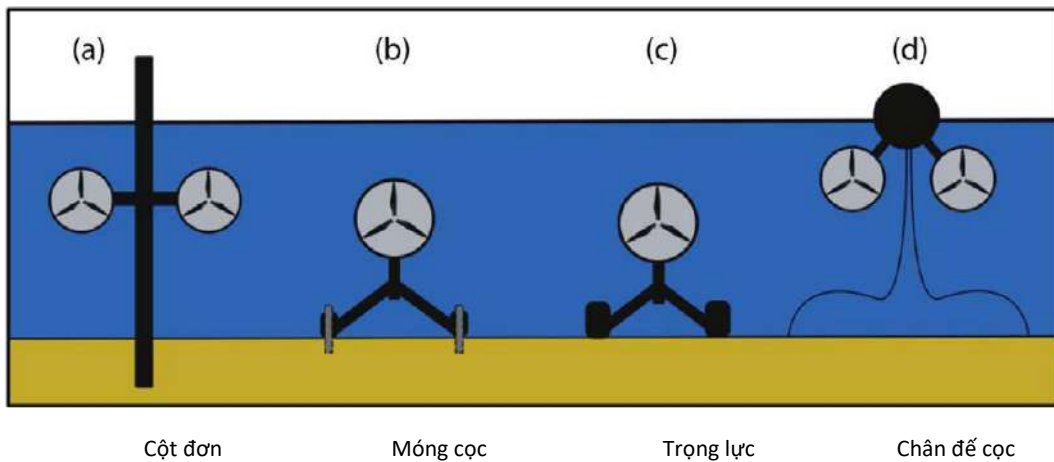


3. Trọng lượng dẫn

Giữ cho thiết bị đứng vững. Mặc dù tới nay các thiết kế mới chỉ sử dụng trọng lực, một số phương án cố định bổ sung khác như ống siêu nhỏ có thể cần được tính đến.

Hình 67: Thiết kế cấu trúc phụ dựa trên trọng lực ban đầu [8]

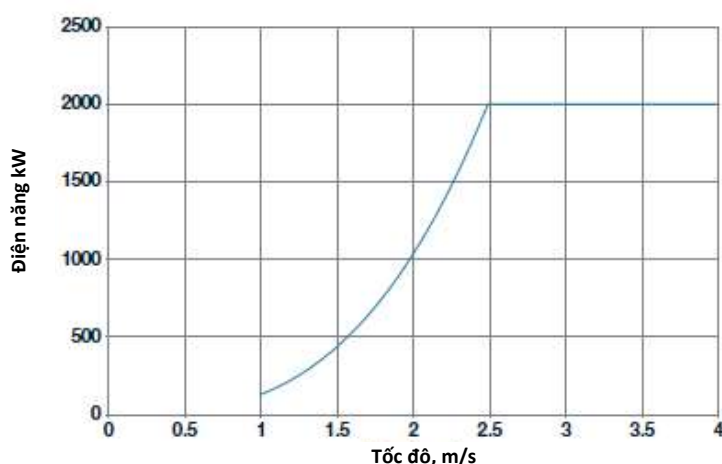
- **Thế hệ thứ hai:** Thiết bị này có thể nổi và được neo xuống đáy biển thông qua dây chằng hoặc dây neo. Loại thiết bị nổi này tương tác với các dòng chảy nông, gần bề mặt. Các thiết bị khác hoạt động chìm dưới nước hoàn toàn với dây neo và phù hợp để khai thác năng lượng ở độ sâu lớn vì chúng có thể được lắp đặt ở độ sâu mong muốn bằng cách sử dụng phao và dây. Tuy nhiên, các thiết bị này có nhiều thách thức như: làm thế nào để xử lý nhiều thiết bị neo; sự an toàn và duy trì lâu dài liên quan đến việc neo đậu ở vùng nước sâu như vậy đối với các dây tua bin nổi hoặc nửa chìm. Ngoài ra, các thiết bị định vị trên bề mặt là những mối nguy hiểm tiềm tàng của tàu thuyền; bị giới hạn ở độ sâu mà thiết bị TTG có thể được định vị.
- **Thế hệ thứ ba:** Bao gồm các thiết bị có thể khai thác năng lượng từ các dòng vận tốc nhỏ. Tuy nhiên, công nghệ này vẫn đang được phát triển và chưa được đề cập nhiều trong tài liệu.



Hình 68: Các loại chân đế: Thiết bị thế hệ đầu tiên [7]



Hình 69: Các loại chân đế: Các thiết bị thể hệ thứ hai - Hệ thống neo sử dụng dây và phao. [7]



Hình 70: Đường cong công suất mẫu cho tua bin dòng triều. [9]

Như đã đề cập trước đây, các thông số chính cần xem xét khi ước tính tiềm năng tài nguyên cho các nhà máy dòng triều là vận tốc của dòng nước. Vì hầu hết các tua bin là thiết kế trục ngang và trục dọc, nên tài liệu này tập trung vào các loại thiết bị này. Hầu hết các tua bin có tốc độ dòng cắt tối thiểu từ 0,5 đến 1,0 m/s với tốc độ vận hành/lý tưởng trong khoảng 1,5 đến 3,5 m/s và tốc độ dừng hoạt động của tua bin từ 4 đến 5 m/s. Dựa trên những giá trị này, đường cong công suất của tua bin dòng triều sẽ có hình dạng tương tự như của tua bin gió. Điều này được thể hiện rõ hơn bằng đường cong công suất mẫu cho một tua bin 2 MW được thể hiện trong hình.

Trên toàn cầu, hầu hết các dự án thủy triều hiện có đều ở Anh, Pháp, Canada, Hoa Kỳ, Hàn Quốc và Trung Quốc. Mặc dù có bờ biển dài ~ 3200 km nhưng vẫn chưa có nhà máy năng lượng thủy triều nào được đưa vào vận hành tại Việt Nam. Trước đó, đã có một số bên quan tâm đến việc xây dựng dự án thủy triều ở tỉnh Bình Thuận. Các nghiên cứu cho rằng vùng biển Quảng Ninh có tiềm năng năng lượng biển (thủy triều và sóng) cao nhất. Một khu vực tiềm năng khác sẽ là vùng Đồng bằng sông Cửu Long; tuy nhiên, điều này có thể liên quan đến các vấn đề môi trường. Các ước tính cho thấy, ở Việt Nam, tổng năng lượng thủy triều có thể khai thác (đập) là 1753 GWh/năm và tổng công suất có thể khai thác là 5GW. [10], [11]

Đầu vào

Tùy thuộc vào loại nhà máy, đầu vào chính có thể là từ sự thay đổi mực nước triều hoặc chuyển động của nước do dòng triều. Các dòng hải lưu không phải là dòng thủy triều cũng có thể đóng một vai trò quan trọng như là năng lượng đầu vào.

Đầu ra

Điện năng.

Công suất điển hình

Trên toàn cầu, công suất đặt quy mô lớn thuộc về loại đập thủy triều. Quy mô nhà máy có thể thay đổi từ dưới 10 MW đến các nhà máy điện lớn hơn như Nhà máy điện thủy triều La Rance và Nhà máy điện thủy triều hồ Sihwa trên 200 MW. Người ta kỳ vọng một số dự án tương lai được đề xuất trên khắp thế giới có thể ở quy mô lớn hơn nhiều, có thể lên đến con số tính bằng GW [12]. Do đó, công suất điển hình của loại nhà máy đập chứa rất khác nhau tùy thuộc vào diện tích sẵn có và nguồn tài nguyên thủy triều.

Ngoại trừ các tua bin đang vận hành đã được kiểm chứng tại các địa điểm như MeyGen (Atlantis) từ năm 2016 và Bluemull Sound (Nova Innovations) kể từ tháng 4 năm 2014, các hệ thống thiết bị dòng triều OEM khác hiện vẫn đang trong giai đoạn phát triển ban đầu với hầu hết các dự án trình diễn hoặc thí điểm. Do đó, công suất điển hình nằm trong khoảng từ dưới 1 MW đến hơn 100 MW. Dự án dòng triều MeyGen ở Pentland Firth ngoài khơi bờ biển phía bắc Scotland, đang được lắp đặt theo từng giai đoạn, dự kiến sẽ là một trong những dự án lớn nhất với công suất được chính phủ phê duyệt là 398 MW.

Khả năng tăng giảm công suất

Việc vận hành và điều khiển hệ thống thủy triều phụ thuộc vào loại tua bin và máy phát điện được sử dụng, tuy nhiên có nhiều chiến lược khác nhau đã được các dự án sử dụng thành công. Nói chung, hệ thống điều khiển vận hành linh hoạt và được thiết kế để đạt được sản lượng công suất tối đa theo đường cong công suất bằng cách điều chỉnh tốc độ quay dựa trên nguồn thủy triều. Việc điều khiển tua bin trong một hệ thống gồm nhiều tua bin nhằm tối ưu hóa hoạt động và sản lượng điện bằng cách áp dụng khoảng cách từng tua bin trong cột nước có tính đến đến hướng của hệ thống trong chu kỳ thủy triều. Ưu điểm của cấu hình dòng triều là tài nguyên này dễ dự đoán hơn gió, do đó có thể áp dụng các chiến lược kiểm soát dựa trên dự báo để tối ưu hóa sản lượng. Tuy nhiên, việc điều khiển các tua bin dòng triều cũng cần tính đến các điều kiện hoạt động khắc nghiệt do hiện tượng nhiễu động cao. Cần tính đến yếu tố này để tránh hư hỏng của thiết bị. Đối với tác động của thủy triều, tương tự như thủy điện, tua bin có thể được tăng giảm công suất nhanh chóng trên một dải rộng. Hơn nữa, việc kiểm soát các cửa cống cho phép tối ưu hóa sản lượng điện tốt hơn.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Năng lượng sạch, không phát thải trong quá trình phát điện.
- Mật độ năng lượng cao hơn so với gió. Vì nước nặng hơn gió 830 lần nên có thể chuyển đổi năng lượng cao hơn từ một khu vực nhỏ hơn, mặc dù dải tốc độ hẹp hơn. Điều này cũng cho phép thiết kế rotor nhỏ hơn, giảm chi phí thiết bị và vận hành.
- Các thông số thủy triều như thủy triều hàng ngày, mực nước và vận tốc dòng chảy dễ dự đoán hơn các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi khác. Hơn nữa, tốc độ dòng chảy mang tính tuần tự, đây là yếu tố khiến thủy triều ưu điểm hơn gió và sóng trong việc cải thiện tính liên tục của việc cung cấp năng lượng.
- Tuổi thọ so với hệ thống điện gió dài hơn.

Nhược điểm:

- Công nghệ đang ở giai đoạn sơ khai, vì vậy khả năng thương mại cần được đánh giá.
- Chi phí đầu tư ban đầu cao.
- Khó điều chỉnh theo nhu cầu năng lượng.
- Tác động đến môi trường tùy theo vị trí.

Tiêu thụ nước

Các tua bin hoặc công nghệ chuyển đổi khác được sử dụng để phát điện thường được đặt ngập trong nước và không tiêu thụ nước trong quá trình vận hành.

Tuy nhiên, một lượng nước nhất định có thể được sử dụng cho các hệ thống phụ trợ, chẳng hạn như hệ thống làm mát cho thiết bị điện, hoặc phục vụ bảo dưỡng và vệ sinh tua bin. Ngoài ra, nước cũng có thể được sử dụng trong quá trình chế tạo thiết bị điện thủy triều, nhưng nội dung này không liên quan trực tiếp đến vận hành của nhà máy điện thủy triều.

Môi trường

Mặc dù việc phát điện từ các nhà máy thủy triều là không có phát thải nhưng việc lắp đặt các nhà máy như vậy có nhiều tác động bên ngoài mà nếu không được quản lý đúng cách, có thể là một trở ngại cho các dự án trên toàn cầu. Một số tác động này bao gồm:

- Những thay đổi vật lý đối với nguồn nước và các đường bờ biển xung quanh. Mực nước tăng và lũ lụt ở một số địa điểm, trong khi mực nước giảm ở các địa điểm khác là có thể do các dự án đập chứa.
- Sự thay đổi tiềm ẩn về chất lượng đất xung quanh các dự án có thể có tác động đến hệ sinh thái của khu vực.
- Sự thay đổi về mực nước triều và dòng triều sau khi xây dựng các công trình thủy triều có thể ảnh hưởng đến sức khỏe của đa dạng sinh học trong khu vực.
- Có tác động tiềm tàng đối với các ngành công nghiệp biển và các hoạt động khác của con người dựa vào các vùng nước như ngư nghiệp, nông nghiệp, du lịch và các tuyến đường vận chuyển.

Tác động môi trường được dự đoán trước như lũ lụt ở các khu vực lân cận và tác động đến đa dạng sinh học trong khu vực đã khiến dự án Severn Barrage ở Anh bị đình chỉ trong hơn một thập kỷ mặc dù khu vực này có tiềm năng năng lượng thủy triều cao. Tương tự như vậy, nhà máy điện thủy triều Kislaya Guba ở Nga đã dẫn đến giảm thủy triều, giảm lượng bùn biển, giảm lưu lượng nước ngọt từ khu vực nước bị chia cắt ra biển, và tác động cơ học của tua bin lên sinh vật phù du và cá [13]. Với kinh nghiệm và đánh giá môi trường tốt hơn, các dự án trong tương lai có thể tránh được một số vấn đề này.

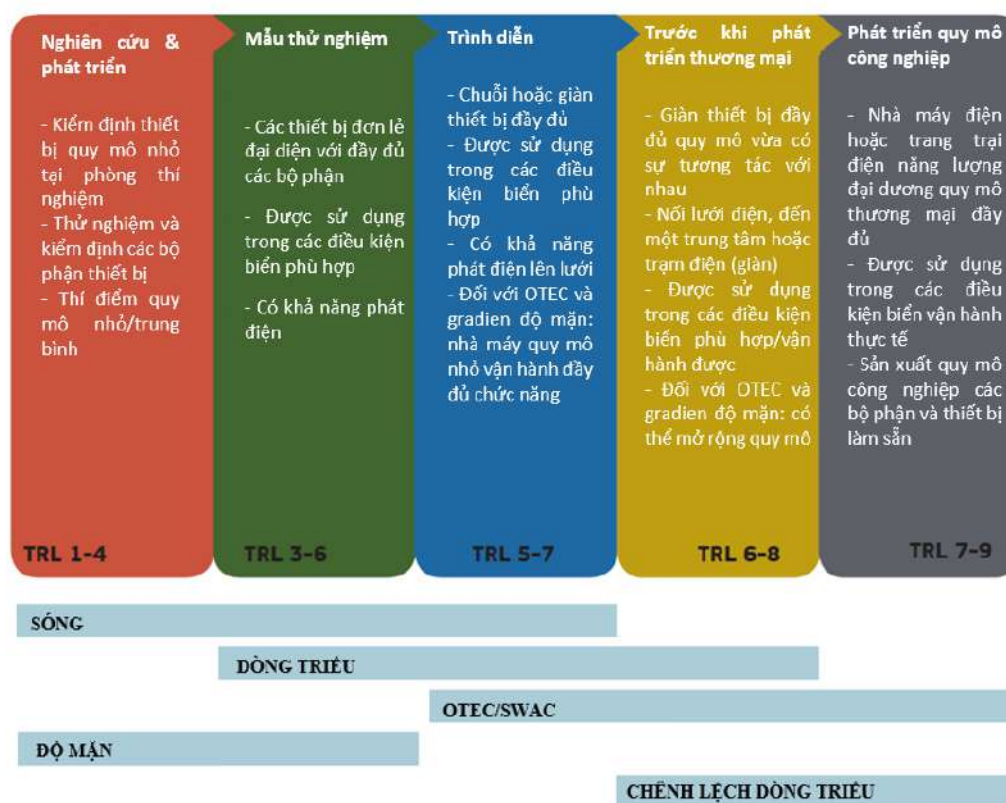
Cũng cần lưu ý rằng không phải tất cả các dự án đều có tác động tiêu cực. Trong một số trường hợp, đập thủy triều có thể thúc đẩy tính kết nối và du lịch. Trong một số trường hợp, các dự án dòng triều cũng có thể làm giảm độ đục hoặc trầm tích trong nước, cho phép ánh sáng mặt trời xuyên xuống và kích hoạt các loài thực vật phù du nở hoa, có tác dụng thúc đẩy chuỗi thức ăn tích cực từ dưới lên.

Việc làm

Đối với châu Âu, người ta ước tính rằng mục tiêu 100 GW năng lượng biển (bao gồm năng lượng thủy triều) sẽ mang lại 400.000 việc làm vào năm 2050. Điều này có nghĩa là có thể tạo ra 4000 việc làm trên mỗi GW phát triển năng lượng đại dương. [14]

Nghiên cứu và phát triển

Mặc dù công nghệ liên quan đến tua bin được sử dụng cho năng lượng thủy triều đã có từ lâu, nhưng vẫn còn nhiều dư địa để phát triển. Công nghệ đập chứa cũng như công nghệ dòng triều có thể được phân loại là loại 2. Hiện có khung đánh giá sự phát triển công nghệ với năng lượng đại dương có tên Mức độ sẵn sàng về công nghệ (TRL). Trung tâm Năng lượng Hàng hải Châu Âu (EMEC) là cơ sở thử nghiệm đầu nối lưới điện duy nhất trên thế giới được công nhận để cấp chứng chỉ TRL. Như được trình bày dưới đây, công nghệ đập chứa thủy triều được coi là ở mức TRL 7-9 trong khi công nghệ dòng triều vẫn đang ở giai đoạn tiền thương mại.



Hình 71: Giai đoạn phát triển của các công nghệ năng lượng đại dương [14]

Tua bin: Để cánh tua bin có thể chịu được lực thủy triều mạnh, cần có các phương án thiết kế tốt hơn. Tránh hỏng hóc do lực môi là một yếu tố quan trọng trong thiết kế cánh tua bin thủy triều. Cánh tua bin thường được chế tạo từ vật liệu composite làm bằng polyme được gia cố bằng sợi carbon hoặc thủy tinh. Gần đây thiết kế đã được cải thiện độ tin cậy và hiệu suất nhờ cải tiến trong thiết kế cánh và vật liệu đổi mới. [15]

Một trong những phát triển gần đây trong thiết kế tua bin là phương pháp truyền động trực tiếp giúp loại bỏ sự cần thiết phải dùng hộp số. Công nghệ này đã được lắp đặt thành công ở Shetland (Anh) cho mục đích thương mại. Công nghệ giúp giảm một phần ba chi phí. [16]



Hình 72: Tua bin truyền động trực tiếp 500 kW [16]

Chân đế và neo: Một phần lớn chi phí lắp đặt phụ thuộc vào loại kết cấu chân đế. Trong hầu hết các trường hợp, chân đế được đóng cọc hoặc dựa trên trọng lực. Việc lắp đặt chân đế dựa trên trọng lực khá tốn kém vì nó liên quan đến việc định vị chân đế với khối lượng nặng. Hiện nay người ta đang hướng tới các cấu trúc cọc đơn vì loại này có khả năng định vị tua bin rất chính xác trong ‘vùng’ tối ưu của dòng chảy thủy triều. Ngoài ra, loại cọc đơn giúp loại bỏ vấn đề với các cấu trúc dựa trên trọng lực do đáy biển không bằng phẳng thường đòi hỏi phải san lấp mặt bằng rộng ở đáy biển. Hơn nữa, nhu cầu về thép gần như giảm một nửa đối với giải pháp cọc đơn so với kết cấu trọng lực. Các kỹ thuật mới trong thi công lắp đặt cọc bằng

các phương tiện tàu ngầm điều khiển từ xa giúp giảm chi phí khi các nhà phát triển chuyển sang hệ thống gồm nhiều tua bin. [15]

Lắp đặt: Nhìn chung, các công nghệ năng lượng biển như thủy triều có tổng chi phí cao hơn nhiều so với các công nghệ tái tạo đã phát triển. Lý do chính là chi phí cao liên quan đến việc thuê tàu lắp đặt. Với thiết kế cải tiến của các cấu phần và công nghệ sáng tạo như hệ thống neo điều khiển từ xa, chi phí lắp đặt cho một số loại thiết bị dự kiến giảm đáng kể. Các giải pháp như kỹ thuật khoan đặc biệt dưới đáy biển (thay cho tàu tự nâng đất tiền) và các quy trình lắp đặt cho phép sử dụng tàu rẻ hơn [15], được kỳ vọng sẽ giảm chi phí lắp đặt hệ thống điện thủy triều.

Vận hành và bảo dưỡng: Tương tự như chi phí lắp đặt, yếu tố chính khiến chi phí vận hành và bảo dưỡng các thiết bị điện thủy triều ở mức cao là chi phí tàu biển. Hơn nữa, tần suất bảo dưỡng thiết bị cũng là một lý do quan trọng khiến chi phí cao hơn, vì nó liên quan đến việc sử dụng tàu. Do đó, những cải tiến về khả năng triển khai hoặc việc sử dụng tàu cho các thiết bị thủy triều chắc chắn sẽ có tác động tích cực đến chi phí. Một ví dụ về công nghệ bảo dưỡng thuận tiện hơn là các thiết bị thủy triều với nan nổi (lớp vỏ chứa tất cả các bộ phận cấu thành) có thể dễ dàng tách ra và nổi lên mặt nước [15]. Giống như các công nghệ khác, việc phát triển các hệ thống bảo dưỡng phòng ngừa cho phép rút ngắn thời gian và giảm tần suất bảo dưỡng, từ đó giảm chi phí, giảm thời gian ngừng máy và tăng tuổi thọ của nhà máy.

Ví dụ về những dự án hiện có

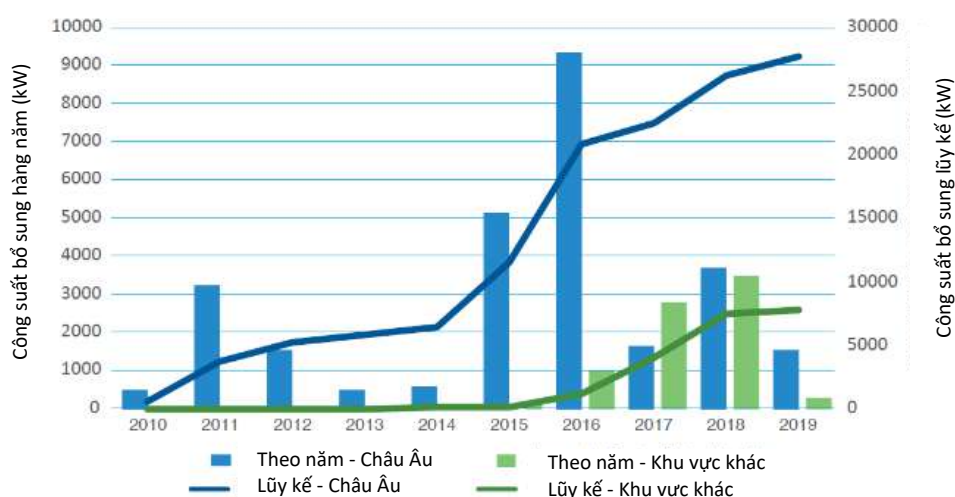
Một số ví dụ về các dự án quốc tế:

Dự án dòng triều MeyGen ở Pentland Firth ngoài khơi bờ biển phía bắc Scotland, đang được lắp đặt theo từng giai đoạn, dự kiến sẽ là một trong những dự án lớn nhất với công suất được chính phủ phê duyệt là 398 MW vào năm 2025. Giai đoạn 1A có công suất 6MW (bao gồm bốn tua bin thủy triều công suất 1,5MW) đã hoàn thành đóng tài chính vào năm 2014, xây dựng và đi vào vận hành từ năm 2017. Mỗi tua bin có một hệ thống cáp chuyên dụng được lắp đặt trực tiếp dưới đáy biển nổi vào bờ. Các tua bin sẽ cung cấp điện cho hệ thống chuyển đổi điện năng trên bờ tại Ness of Quoy, để chuyển đổi điện áp thấp sang 33kV thông qua đầu nối lưới 14,9MW cấp cho mạng phân phối địa phương. Giai đoạn 1A kết hợp hai công nghệ tua bin khác nhau (Atlantis Resources AR1500 và Andritz Hydro Hammerfest AH1000 MK1), với thiết bị giám sát môi trường được lắp đặt để đánh giá sự tương tác giữa các tua bin thủy triều và môi trường biển, bao gồm động vật có vú ở biển. Giai đoạn 1b (80MW) dự kiến được triển khai năm 2021/2. [23]

Nhà máy điện thủy triều hồ Sihwa (Hàn Quốc) hiện là nhà máy điện thủy triều lớn nhất thế giới về công suất lắp đặt, đạt 254 MW. Dự án bắt đầu vận hành thương mại từ tháng 11/2011 và sử dụng 10 tổ máy tua bin kiểu bầu trục ngang, mỗi tổ máy có công suất 25,4 MW. Nhà máy khai thác biên độ thủy triều trung bình khoảng 5,6 m tại vịnh Gyeonggi thông qua tuyến đê biển dài 12,7 km. Hồ chứa có diện tích mặt nước khoảng 43,8 km², với mực nước vận hành được thiết kế dao động trong khoảng từ -4,0 m đến +4,0 m so với mực nước biển. Sản lượng điện tái tạo trung bình hằng năm của nhà máy ước đạt khoảng 552,7 GWh [25].

Ước tính số liệu

Mặc dù công nghệ năng lượng thủy triều đã tồn tại trong nhiều thập kỷ nhưng mức tăng trưởng công suất rất thấp. Theo Hình 7, công suất lũy kế của các nhà máy dòng triều là ~ 35 MW.



Hình 73: Công suất đặt và công suất lũy kế của năng lượng dòng triều.[17]

Tương tự, ngoài hai dự án đập chứa lớn nhất ở Pháp và Hàn Quốc có công suất 240 MW và 254 MW, hiện chưa có sự phát triển đáng kể trong công nghệ đập chứa mặc dù rất nhiều dự án đã được đề xuất. Do đó, rất khó để đánh giá chi phí sẽ thay đổi như thế nào. Phương pháp tiếp cận đường cong học tập trong thống kê (learning rate) khó phù hợp để áp dụng vì công nghệ vẫn đang trong giai đoạn phát triển ban đầu và cần phải xây dựng năng lực trước khi có thể tính toán ước tính về đường cong học tập. Do đó, ước tính chi phí được trình bày ở đây dựa trên nhiều dải chi phí từ các nguồn khác nhau. Những phương pháp này có sự không chắc chắn vì dữ liệu dựa trên các nghiên cứu tương đối cũ. Chi phí được sử dụng dưới đây được tính theo tỷ giá USD năm 2025 và tỷ lệ lạm phát hiện hành.

Chi phí đầu tư cho điện thủy triều kiểu đập:

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Điện thủy triều kiểu đập						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		6,8	6,4			6,3
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024		6,13	5,70			5,70
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	6,96		6,46			6,46
IEA WEO 2025 – Ấn Độ*		6,5		4,25		2,8
IEA WEO 2025 – Trung Quốc*		6,6		4,25		2,8
* Chi phí đầu tư cho phát điện năng lượng biển (thủy triều và sóng biển)						

Các giá trị được đề xuất cho năm 2025 là giá trị trung bình của các giá trị ở ngưỡng trên. Theo giả định theo thời gian phát triển, chi phí có thể giảm xuống, các giá trị cho năm 2030 cho thấy các giá trị trung tâm của các dải giá trị giảm xuống. Tuy nhiên, tương tự như chi phí thủy điện, người ta cho rằng chi phí dự kiến sẽ không giảm nhiều thêm theo thời gian.

Chi phí đầu tư cho điện thủy triều kiểu dòng chảy:

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Điện thủy triều kiểu dòng chảy						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		7,1	5,7			4,2
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024		5,92	5,18			3,80

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Điện thủy triều kiểu dòng chảy						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2023	7,22		5,82			4,30
IEA WEO 2025 – Ấn Độ*		6,5		4,25		2,8
IEA WEO 2025 – Trung Quốc*		6,6		4,25		2,8
* Chi phí đầu tư cho phát điện năng lượng biển (thủy triều và sóng biển)						

Chi phí đề xuất cho hệ thống dòng triều vào năm 2025 là giá trị ngưỡng trên tham khảo từ báo cáo của IEA. Đối với năm 2030, giá trị trung bình được sử dụng và đối với năm 2050, giá trị thấp hơn được sử dụng. Điều này là do giả định rằng theo thời gian chi phí sẽ giảm xuống. Tuy nhiên, vì công nghệ vẫn còn sơ khai, yếu tố chi phí vẫn còn chưa chắc chắn, điều này thể hiện trong các ước tính của nhà phát triển thương mại. Mức độ không chắc chắn này đã được tính đến trong dải giá trị trình bày trong bảng số liệu cuối cùng.

Dự kiến đường cong học tập đối với công nghệ dòng triều trong dài hạn sẽ là từ 5% đến 10% [22], tương đối thấp hơn so với hầu hết các công nghệ tái tạo khác. Tuy nhiên, cùng với việc triển khai lĩnh vực điện gió, thủy điện và công nghệ biển như thủy triều, mức độ giảm chi phí có thể sẽ cao hơn. Nhưng điều này có khả năng dự báo chính xác hơn khi có thêm công suất mới được triển khai trên toàn cầu.

Tài liệu tham khảo

- [1] IEA, “Triển vọng Năng lượng Thế giới 2024,” 2024.
- [2] “Dự án Aqua-RET.” <http://www.aquaret.com/>.
- [3] Chương trình COMET, “Giới thiệu về dòng chảy đại dương.”
- [4] http://stream1.cmatc.cn/pub/comet/MarineMeteorologyOceans/ocean_currents/comet/oceans/currents/print.htm.
- [5] G. Ollis-brown, “Đánh giá các hệ thống năng lượng đập thủy triều tiềm năng quanh Plymouth Sound,” [Online]. Tại: www.ths.org.uk.
- [6] Ủy ban Châu Âu, “Nghiên cứu về các bài học phát triển năng lượng đại dương,” 2017. doi: 10.2777/389418.
- [7] L. Mofor, J. Goldsmith, và F. Jones, “Năng lượng đại dương: Sự sẵn sàng về kỹ thuật, bằng sáng chế, tình trạng triển khai và triển vọng,” 2014. doi: 10.1007/978-3-540-77932-2.
- [8] E. Segura, R. Morales, J. A. Somolinos, và A. López, “Những thách thức về kinh tế và công nghệ của hệ thống chuyển đổi năng lượng thủy triều: Hiện trạng và xu hướng,” *Đánh giá NLTT và năng lượng bền vững*, tập 77, Tháng 5/2016, trang 536–550, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.054.
- [9] “Andritz Hydro Hammerfest.” <http://www.andritzhydrohammerfest.co.uk/tidal-tua-bins/>.
- [10] SIMEC Atlantis Energy, “Sách giới thiệu về tua bin dòng thủy triều SeaGen-S 2 MW.” [Online]. Tại: <https://simecatlantis.com/services/tua-bins/>.
- [11] V. V. Le, D. C. Nguyen, và V. H. Dong, “Năng lượng tái tạo trong định hướng phát triển ở Việt Nam,” *Int. J. Sci. Technol. Res.*, tập 06, cuốn số 08, trang 204–207, 2017.
- [12] M. A. J. R. Quirapas, H. Lin, M. L. S. Abundo, S. Brahim, và D. Santos, “Đánh giá năng lượng tái tạo đại dương ở Đông Nam Á,” *Đánh giá NLTT và năng lượng bền vững*, tập 41, trang 799–817, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.08.016.
- [13] Hội đồng Năng lượng Thế giới, “Khảo sát tài nguyên năng lượng,” 2010. doi: 10.1016/j.matcom.2009.06.033.
- [14] EnergyBC, “Điện thủy triều.” <http://www.energybc.ca/tidal.html>.
- [15] D. Cagney, R. Gruet, và Ocean Energy Europe, “Cung cấp điện cho các ngôi nhà hôm nay, cung cấp điện cho các quốc gia ngày mai - Các giải pháp chính sách để triển khai lĩnh vực năng lượng đại dương,” 2019.
- [16] SI Ocean, “Năng lượng Đại dương: Chi phí năng lượng và cơ hội giảm chi phí,” 2013. http://si-ocean.eu/en/upload/docs/WP3/CoE_report_3_2_final.pdf.
- [17] “Đổi mới Nova.” <https://www.novainnovation.com/d2t2>.
- [18] Ocean Energy Europe, “Năng lượng đại dương: Các xu hướng và số liệu thống kê chính 2019,” 2020.
- [19] DECC GOV.UK, “The UK 2050 Calculator: Dữ liệu chi phí về các loại hình thủy triều,” 2011.
- [20] Ernst & Young, “Chi phí và hỗ trợ tài chính của hoạt động phát điện theo loại hình thủy triều, dòng triều và sóng tại Anh UK,” 2010.
- [21] IRENA, “Tóm tắt công nghệ năng lượng thủy triều,” 2014. doi: 10.1002/9781119014492.ch4.
- [22] Ocean Energy Systems - OES, “Chi phí năng lượng quy dẫn quốc tế của các công nghệ năng lượng đại dương,” 2015.
- [23] Carbon Trust, “Năng lượng biển trong tương lai,” 2006. <http://www.carbontrust.co.uk/Publications/pages/PublicationDetail.aspx?id=CTC601>.
- [24] SIMEC Atlantis Energy, “Dự án MeyGen.” <https://simecatlantis.com/projects/meygen/>.
- [25] “SBS International Ltd.” <http://www.sbsintl.com/>.
- [26] <https://www.hydropower.org/blog/technology-case-study-sihwa-lake-tidal-power-station>
- [27] <https://www.ren21.net/gsr-2025/technologies/ocean-power>.
- [28] <https://www.power-technology.com/features/tidal-powers-position-in-the-global-energy-transition/?cf-view&cf-closed>.

Bảng số liệu

Các trang tiếp theo trình bày bảng số liệu về công nghệ. Tất cả chi phí được tính bằng USD, giá năm 2025.

Điện thủy triều – Kiểu đập										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Công suất phát của một tổ máy	MWe	1	10	25	1	25	1	25	A	3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MWe	30	100	150	10	300	10	300	B	3
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	90	90	90	85	95	85	95	F	5
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	90	90	90	85	95	85	95	F	5
Ngừng máy cưỡng bức	%	4	4	4	2	6	2	6		
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm									
Vòng đời kỹ thuật	năm	40	40	50	30	120	30	120	C	2
Thời gian xây dựng	năm	5	5	4	4	6	4	6		3,5
Yêu cầu không gian	1000m ² / MWe	0,2	0,2	0,2	0,1	0,3	0,1	0,3	D	
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện										
Hệ số công suất, lý thuyết	%	35	35	40	35	40	35	40	E	
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%									
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% mỗi phút	50	50	50	30	100	30	100	G	
Phụ tải tối thiểu	% đầy tải	0	0	0	0	0	0	0	G	
Thời gian khởi động ấm	giờ	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3	G	
Thời gian khởi động lạnh	giờ	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3	G	
Môi trường										
PM 2.5	g/Nm ³	0	0	0						
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	0	0	0						
NO _x	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
CH ₄	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
N ₂ O	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
Số liệu kinh tế										
Đầu tư danh nghĩa	triệu USD/MWe	6,8	6,4	6,3	3,6	9,3	3,6	9,3	E	1,2,4
- trong đó thiết bị										
- trong đó lắp đặt										
Vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MWe/năm	88.145	77.811	44.446	29.133	89.639	29.133	89.639	E	1,2,3,4
Vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0	0	0						
Chi phí khởi động	USD/MWe/lần khởi động									
Số liệu riêng của công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	-	-	-	-		

Ghi chú

- A. Dựa trên nhiều bảng số liệu dự án và công ty. Quy mô của tua bin có thể khác nhau tùy từng dự án. Dự án Hồ Sihwa ở Hàn Quốc có công suất tua bin 25.4 MW.
- B. Công suất phụ thuộc nhiều vào tài nguyên sẵn có và hình dạng của đường bờ biển. Mặc dù rất nhiều nhà máy đề xuất có quy mô lớn hơn, trong đó có một số nhà máy có công suất hơn 2 GW, công suất nhà máy cung cấp trong bảng này dựa trên kinh nghiệm triển khai vận hành các nhà máy cho đến nay.
- C. Vòng đời vận hành thực tế có thể lên tới 120 năm. Tuy nhiên, vòng đời được sử dụng là 40 năm vì có thể có chi phí cải tạo rất lớn sau 40 năm và dòng tiền chiết khấu không đáng kể sau 40 năm.

- D. Dựa trên thông tin của nhà máy được đề xuất.
- E. Số liệu dự báo với giả định gia tăng khai thác điện thủy triều và công nghệ được cải tiến, giá trị sẽ được cải thiện trong dải giá trị ước tính.
- F. Tua bin dạng bầu thường được dùng cho nhà máy đập triều. Giá trị được ước tính dựa trên hiệu suất của tua bin dạng bầu.
- G. Được xem là tương tự như thủy điện.

Tài liệu tham khảo

1. Bộ Năng lượng và Biến đổi Khí hậu Anh, “The UK 2050 Calculator: Dữ liệu chi phí về các loại hình thủy triều”, 2011.
2. Ernst & Young, “Chi phí và hỗ trợ tài chính của hoạt động phát điện theo loại hình thủy triều, dòng triều và sóng tại Vương quốc” Anh, 2010.
3. IRENA, “Tóm tắt công nghệ năng lượng thủy triều”, 2014.
4. Phòng Thí nghiệm Quốc gia Tây Bắc Thái Bình Dương (PNNL), Tethys.
5. Tatiana Montllonch Araquistain, Điện thủy triều: Đánh giá kinh tế và kỹ thuật.

Điện thủy triều – Kiểu dòng chảy										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Công suất phát của một tổ máy	MWe	1	2	2	0.1	6	1	6	A	3,5
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MWe	10	150	150	1	400	1	400	A	3,5
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	90	92	95	87	97	87	97	B	2,3,5
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	90	92	95	87	97	87	97	B	2,3,5
Ngừng máy cưỡng bức	%	4%	4%	4%	2%	6%	2%	6%		2
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm									
Vòng đời kỹ thuật	năm	25	25	30	20	30	20	30	B	
Thời gian xây dựng	năm	3	2	2					C	
Yêu cầu không gian	1000m ² / MWe									
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện										
Hệ số công suất, lý thuyết	%	33	35	37	33	40	35	40	B	1,2,4
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	33	35	37	33	40	35	40	B	1,2,4
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% mỗi phút	-	-	-						
Phụ tải tối thiểu	% đầy tải	-	-	-						
Thời gian khởi động ấm	giờ	-	-	-						
Thời gian khởi động lạnh	giờ	-	-	-						
Môi trường										
PM 2.5	g/Nm ³	0	0	0						
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	0	0	0						
NO _x	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
CH ₄	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
N ₂ O	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
Số liệu kinh tế										
Đầu tư danh nghĩa	triệu USD/MWe	7,1	5,7	4,2	3,7	8,8	2,5	8,8	B	1,2,3
- trong đó thiết bị		87	87	87	83	91	83	91		1,2
- trong đó lắp đặt		13	13	13	9	17	9	17		1,2
Vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MWe/năm	353.105	286.716	142.821	115.410	512.933	115.410	512.933	B	1,2
Vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	15	11	9						4
Chi phí khởi động	USD/MWe/lần khởi động									
Số liệu riêng của công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	-	-	-	-		

Ghi chú

- A. Các dự án đang ở giai đoạn đầu, tua bin và công suất nhỏ hơn. Các dự án lớn hơn dự kiến sẽ được thực hiện trong các giai đoạn công suất nhỏ hơn.
- B. Số liệu dự báo với giả định gia tăng khai thác điện thủy triều và công nghệ được cải tiến, giá trị sẽ được cải thiện trong dải giá trị ước tính.
- C. Ước tính dựa trên dự án dòng triều MeyGen.

Tài liệu tham khảo

- Ernst & Young, “Chi phí và hỗ trợ tài chính của hoạt động phát điện theo loại hình thủy triều, dòng triều và sóng tại Vương quốc Anh”, 2010.
- Ocean Energy Systems – OES (IEA), “Chi phí năng lượng quy dẫn quốc tế đối với công nghệ năng lượng đại dương”, 2015.
- SIMEC Atlantis Energy, Các dự án.
- Chính phủ Anh, Chi phí phát điện 2020 (tính toán ngoại suy từ giá trị LCOE).
- Phòng Thí nghiệm Quốc gia Tây Bắc Thái Bình Dương (PNNL), Tethys.

11. ĐIỆN SÓNG BIỂN

Mô tả công nghệ

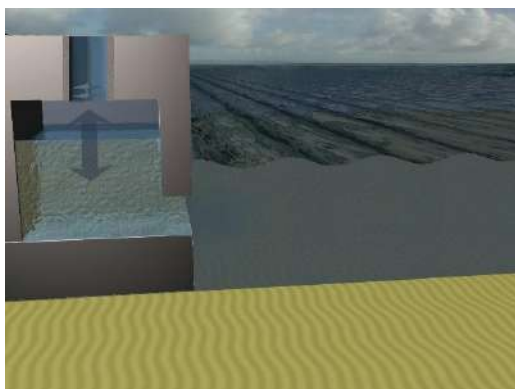
Trong lĩnh vực năng lượng biển, một trong những công nghệ đang được khám phá là sản xuất điện từ năng lượng sóng biển. Đây là loại công nghệ nhằm khai thác năng lượng từ sự chuyển động của sóng biển.

Luồng gió trên bề mặt nước là tác nhân hình thành sóng biển. Độ lớn của sóng biển phụ thuộc vào tốc độ gió, thời gian và khoảng cách mặt nước mà nó thổi qua (chiều dài), độ sâu của đáy biển và dòng chảy. Các thiết bị năng lượng sóng biển khai thác động năng từ chuyển động của nước.

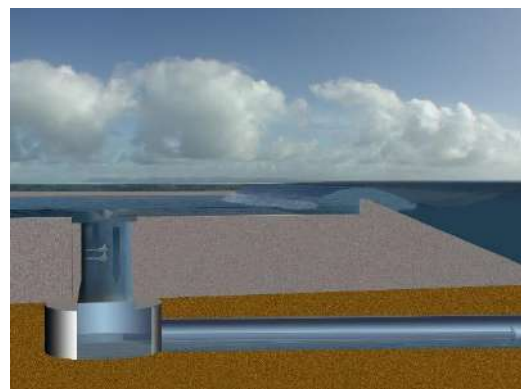
Vì công nghệ này vẫn đang trong giai đoạn phát triển sơ khai, có rất nhiều loại thiết bị năng lượng sóng biển khác nhau đang được nghiên cứu. Dưới đây là một số bộ chuyển đổi năng lượng sóng biển thế hệ đầu tiên (WEC) đang được phát triển trên toàn cầu [1], [2]:

Cột nước dao động (OWC): Là một cấu trúc rỗng, chìm một phần, có lỗ hở dưới đáy cho phép nước biển tràn vào, bao bọc một cột không khí phía trên cột nước. Sóng biển làm cho cột nước dâng lên và hạ xuống, từ đó lần lượt nén và xả cột không khí đó. Dòng không khí bị giữ lại này đi vào và đi ra ngoài qua một tua bin, tua bin này có khả năng quay bất kể luồng không khí đi theo hướng nào. Tua bin quay sẽ tạo ra điện.

Thiết bị sóng tràn: Trong hệ thống này, sóng biển chảy qua một bức tường và nước được trữ vào một bể chứa. Các con sóng đến tạo ra một cột nước, được giải phóng trở lại biển thông qua các tua bin cột nước thấp thông thường được lắp đặt dưới đáy hồ chứa. Thiết bị sóng tràn giúp sử dụng các bộ thu để tập trung năng lượng sóng. Các thiết bị chạy ngược thường là các cấu trúc lớn do yêu cầu về không gian cho bể chứa, cần có dung tích lưu trữ tối thiểu.



(a) Cột nước dao động



(b) Thiết bị sóng tràn

Hình 74: Bộ thu/chuyển đổi năng lượng sóng biển [2]

Bộ chuyển đổi xung sóng dao động: theo nguyên tắc con lắc ngược, thiết bị này hoạt động gần mặt nước. Thiết bị được gắn trên một phần mở rộng/cánh tay quay ở đáy biển. Cánh tay dao động đồng thời với chuyển động của sóng biển.

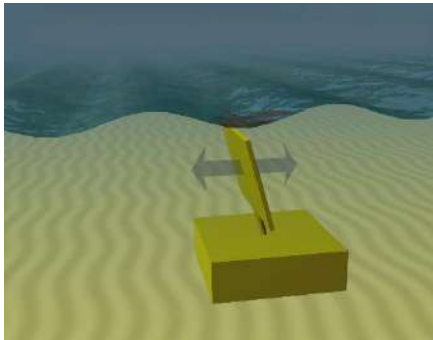
Bộ suy hao: Là một thiết bị nổi được đặt song song với hướng sóng biển cho phép di chuyển dễ dàng theo chuyển động của sóng. Thiết bị này thu năng lượng một cách hiệu quả khi sóng di chuyển qua bằng cách hạn chế các chuyển động dọc theo chiều dài của nó một cách có chọn lọc.

Bộ hấp thụ điểm: Bộ hấp thụ điểm là một cấu trúc nổi, hấp thụ năng lượng từ mọi hướng thông qua các chuyển động của nó trên/gần bề mặt nước. Nó chuyển đổi chuyển động của đỉnh nổi so với chân đế thành công suất điện.

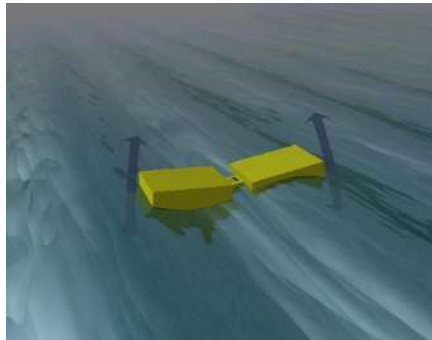
Chênh lệch áp suất chìm: Các thiết bị chênh lệch áp suất chìm thường được đặt gần bờ và gắn vào đáy biển. Chuyển động của sóng biển làm cho mực nước biển dâng lên và hạ xuống bên trên thiết bị, gây chênh lệch áp suất trong thiết bị. Áp suất xoay chiều bơm nước qua một hệ thống để tạo ra điện.

Sóng phồng: Là một ống cao su chứa đầy nước, neo xuống đáy biển hướng vào sóng biển. Nước đi vào qua

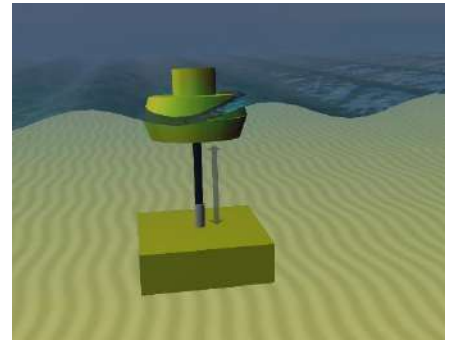
phía sau ống và sóng đi qua gây ra sự thay đổi áp suất dọc theo chiều dài của ống, tạo ra một 'khối phòng'. Khi khối phòng di chuyển qua ống, nó lớn lên, tích tụ năng lượng tới mức có thể điều khiển tua bin cột nước thấp tiêu chuẩn đặt ở phía đầu ống, tại đó nước được chuyển trả lại biển.



(c) Bộ chuyển đổi xung sóng dao động



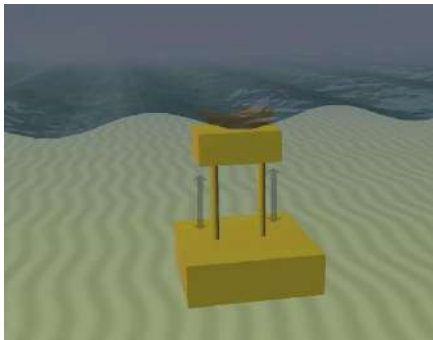
(d) Bộ suy hao



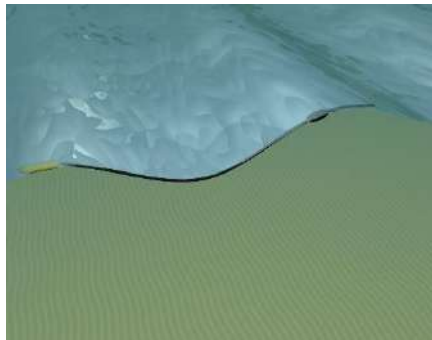
(e) Bộ hấp thụ điểm

Hình 75: Bộ thu/chuyển đổi năng lượng sóng biển [2]

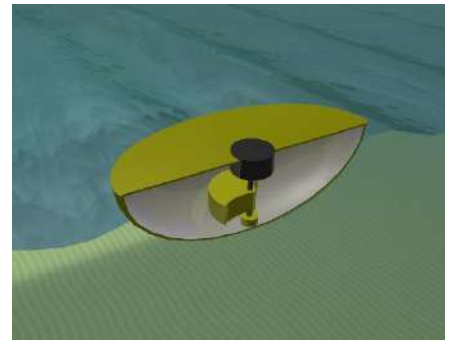
Khối quay: Hai mẫu quay được dùng để thu năng lượng bằng chuyển động của thiết bị sẽ chuyển động pháp phòng và lắc lư trong sóng biển. Chuyển động này dẫn động một trọng lượng lệch tâm hoặc một con quay hồi chuyển gây ra tuế sai. Trong cả hai trường hợp, chuyển động được gắn với máy phát điện bên trong thiết bị.



(f) Chênh lệch áp suất chìm



(g) Sóng phồng



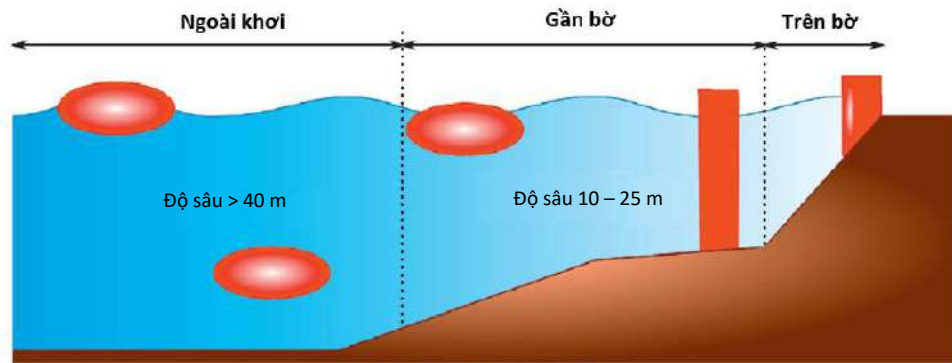
(h) Khối quay

Hình 76: Bộ thu/chuyển đổi năng lượng sóng biển [2]

WEC có nhiều cách phân loại, theo kích thước thiết bị và đặc tính sóng biển định hướng, nguyên lý làm việc và vị trí. Mặc dù không có quy ước quốc tế về phân loại các WEC, tuy nhiên có một cách phân loại phổ biến là theo vị trí. Các loại này bao gồm [3]:

1. Thiết bị trên bờ: Được đặt gần bờ biển và thường ở trên bề mặt biển hoặc ở vùng nước nông. Khả năng tiếp cận dễ dàng giúp các thiết bị này dễ vận hành và bảo dưỡng, đồng thời không yêu cầu dây buộc hoặc cáp biển dài. Tuy nhiên, sóng không mạnh bằng khu vực gần bờ do tương tác của chúng với đáy biển. Ngoài ra, có thể khó tìm thấy các địa điểm phù hợp để triển khai trên bờ và có thể cần phải vượt qua các rào cản về môi trường.
2. Thiết bị gần bờ: Thường được bố trí cách bờ biển vài trăm mét và được lắp đặt ở độ sâu nước vừa phải trong khoảng 10-25 m. Vì các thiết bị này thường nằm yên dưới đáy biển nên không cần neo đậu. Có một vài trường hợp thiết bị là loại nổi và có thể được yêu cầu neo.
3. Thiết bị ngoài khơi: Các thiết bị này được đặt xa bờ, ở độ sâu trên 40m, thuộc loại nổi hoặc chìm được neo dưới đáy biển. Mặc dù con sóng cao hơn đáng kể ở những địa điểm này, điều kiện khắc nghiệt đòi hỏi thiết bị phải có độ chắc chắn lớn hơn làm tăng chi phí. Ngoài ra, vận hành và bảo dưỡng thiết bị có thể phức tạp, cần có cáp biển dài để đưa điện đến điểm đấu nối lưới điện gần nhất.

Phần lớn dự án trên toàn cầu đang nghiên cứu các thiết bị ngoài khơi.



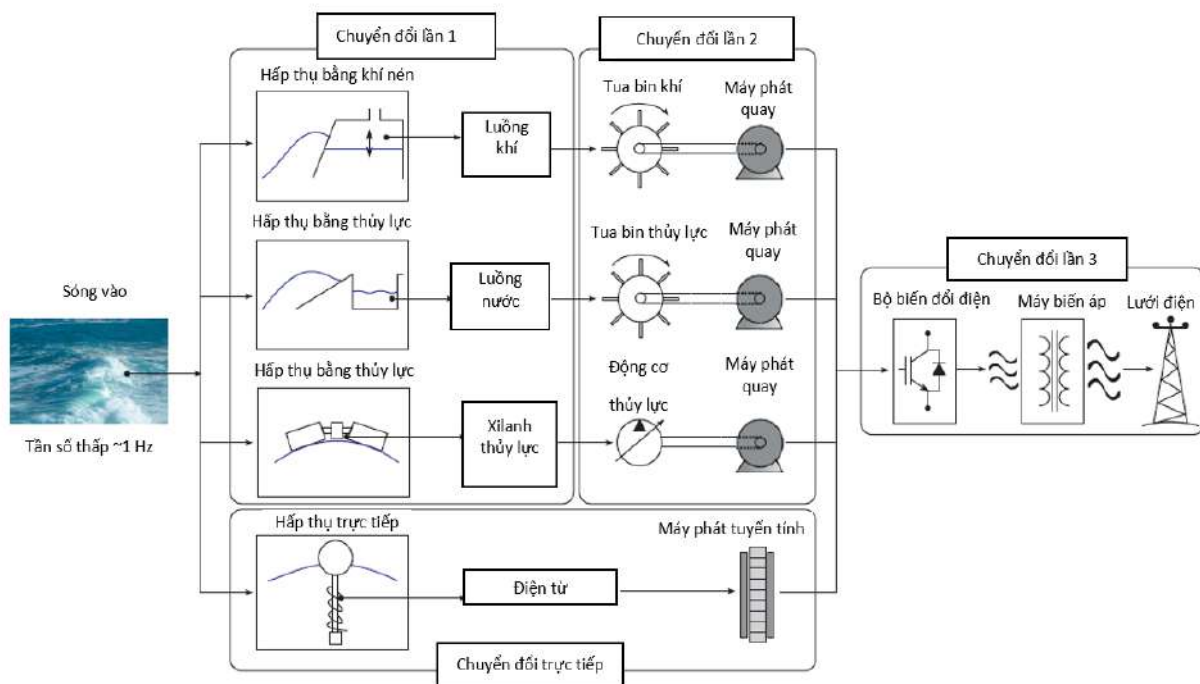
Hình 77: Vị trí của bộ chuyển đổi năng lượng sóng biển [3]

Như vậy, có thể thấy rằng hệ thống neo của các thiết bị này là vấn đề quan trọng. Thiết kế neo liên quan mật thiết với vị trí và nguyên tắc làm việc của các WEC. Dựa trên cấu hình bố trí của hệ thống neo đậu, nó có thể được phân loại như sau [4]:

1. Hệ thống neo rải, gồm nhiều dây neo được kết nối trực tiếp với WEC.
2. Các hệ thống neo đơn trong đó WEC tự do xoay quanh thân của nó. Bao gồm hệ thống neo trụ xoay, phao neo (CALM) và phao neo đơn (SALM).

Một phân loại khác của hệ thống neo dựa trên vai trò của chúng trong khi vận hành:

1. Neo thụ động chỉ có nhiệm vụ giữ cho WEC ở đúng vị trí.
2. Neo chủ động, ngoài việc giữ cho WEC ở đúng vị trí, còn giúp tối ưu hóa việc thu năng lượng.
3. Neo phản ứng phù hợp với các thiết kế trong đó bộ chuyển đổi năng lượng (PTO) lấy năng lượng qua chuyển động tương đối giữa WEC và đáy biển.



Hình 78: Các giai đoạn chuyển đổi năng lượng sóng biển. [3]

Phần tiếp theo của hệ thống là vị trí của bộ chuyển đổi năng lượng (PTO). Có nhiều cấu hình khác nhau

dựa trên loại WEC và vị trí của trang trại sóng biển. Trong hầu hết các thiết kế, giai đoạn chuyển đổi chủ yếu là chuyển đổi năng lượng thủy động lực từ sóng biển thành năng lượng cơ học, tiếp theo là quá trình chuyển đổi thứ cấp là chuyển đổi năng lượng cơ học sang năng lượng điện. Có trường hợp năng lượng sóng tới được chuyển đổi trực tiếp thành năng lượng điện bằng cách sử dụng máy phát tuyến tính, máy phát điện aegir, máy phát điện từ động lực, cơ nhân tạo polyme điện hóa hoặc hệ thống truyền lực không tiếp xúc.[5] Hầu hết các công nghệ chuyển đổi trực tiếp vẫn đang trong quá trình phát triển và chưa được sử dụng rộng rãi.

Trong cấu hình đầu tiên, chất lỏng được sử dụng có thể là không khí, nước hoặc các chất lỏng nén khác như dầu áp suất cao hoặc nước áp suất thấp. Sử dụng loại tua bin phụ thuộc vào chất lỏng. Tua bin khí bao gồm tua bin Wells, tua bin Denniss-Auld hoặc tua bin xung lực. Các tua bin thủy lực có thể bao gồm tua bin Francis, Kaplan hoặc Pelton. Các tua bin khí chủ yếu được sử dụng trong các WEC là loại OWC. Một ưu điểm của tua bin khí là chúng không tiếp xúc trực tiếp với nước mặn có khả năng ăn mòn và sóng lừng có khả năng phá hủy; ngoài ra, chúng có thể dễ dàng được tiếp cận để bảo dưỡng. [3], [5]. Ưu điểm của tua bin thủy lực đó là chúng là một công nghệ nổi tiếng, dễ sử dụng và kinh tế.

Mảnh ghép cuối cùng của bức tranh, tương tự như hầu hết các công nghệ thế hệ khác, là hệ thống truyền tải điện bao gồm bộ chuyển đổi và máy biến áp, và dây cáp cần thiết để đưa điện lên lưới. Có thể tóm tắt các giai đoạn khác nhau như Hình 78.

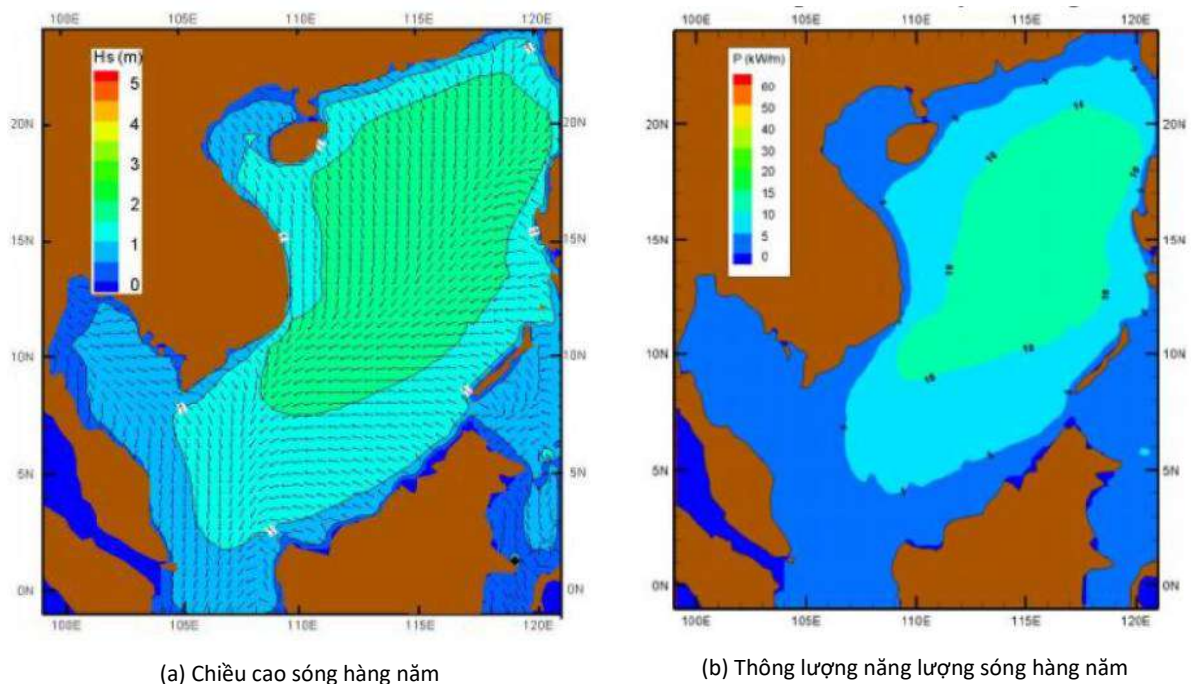
Như đã đề cập từ trước, thiết kế của hệ thống phụ thuộc vào nguồn sóng biển có sẵn. Điều này được ước tính dựa trên thông lượng năng lượng sóng biển (kW/m) là tốc độ vận chuyển của năng lượng sóng qua mặt phẳng thẳng đứng có chiều rộng đơn vị, song song với đỉnh sóng. Phụ thuộc vào chiều cao sóng lớn và chu kỳ sóng đỉnh. Một yếu tố khác ảnh hưởng đến năng lượng sóng biển là tài nguyên gió. Hình dưới đây giúp bạn hình dung những khía cạnh khác nhau này.



Hình 79: Đặc tính sóng biển [2]

Chiều cao sóng biển trung bình hàng năm và thông lượng năng lượng sóng biển ở Việt Nam có thể hình dung được từ các hình dưới đây. Việt Nam, với bờ biển dài hơn 3000 km, có một số vị trí năng lượng sóng biển tốt với thông lượng năng lượng sóng ngoài khơi dao động từ 40-411 kW/m . [6] Điều quan trọng là không được nhầm lẫn các giá trị này với các giá trị gần bờ hoặc trên bờ và cũng cần lưu ý là giá trị đỉnh và giá trị trung bình có thể rất khác nhau. Ngoài ra, một yếu tố quan trọng là mùa gió mùa trong khu vực này.

Một nghiên cứu cho thấy tiềm năng năng lượng sóng biển dọc theo bờ biển Việt Nam hàng năm là 212 TWh. Theo nghiên cứu này, nguồn năng lượng sóng biển tốt nhất là từ Quảng Ngãi đến Ninh Thuận, chiếm 42,4% tổng nguồn tiềm năng. Tiếp theo là khu vực từ Quảng Bình đến Quảng Nam và từ Bình Thuận đến Bạc Liêu với 17,2% và 14,7% tổng nguồn tiềm năng.[8] Một nghiên cứu khác xác định được Trường Sa (Khánh Hòa), Phú Quý (Bình Thuận), Cù Lao Chàm (Quảng Nam), Cồn Cỏ (Quảng Trị) và Hòn Mê (Thanh Hóa) là những địa điểm tiềm năng xây dựng trang trại sóng biển.[6]



Hình 80: Tài nguyên năng lượng sóng biển ở Việt Nam [7]

Đầu vào

Động năng từ sóng biển.

Đầu ra

Điện năng. Một số hệ thống được thiết kế để bơm nước và sản xuất nước uống được.

Công suất điển hình

Hiện nay công nghệ này vẫn đang được phát triển, sản lượng điện từ bộ chuyển đổi năng lượng sóng biển trong một số trường hợp được tạo ra bởi các nhóm được kết nối điện của các tổ máy phát điện nhỏ hơn 100 - 500 kW, trong các trường hợp khác, một số mô đun kết nối cơ khí hoặc thủy lực tạo thành một máy phát tua bin lớn hơn một tổ máy từ 1 - 3 MW. Các kích thước này dành cho các dự án thử nghiệm và trình diễn. Các nhà máy điện sóng biển thương mại thường bao gồm số lượng lớn thiết bị, như trường hợp của các trang trại điện gió ngoài khơi. [9]

Khả năng tăng giảm công suất

Khả năng tăng giảm hoặc điều chỉnh công suất của hệ thống phụ thuộc vào thiết kế của hệ thống PTO. Nói chung, các hệ thống được phát triển nhằm giúp WEC hấp thụ tối đa các sóng tới tại một thời điểm nhất định. Ngoài ra, cấu hình được thiết lập để cho phép ngắt kết nối hệ thống khỏi lưới điện nếu được yêu cầu vì lý do an toàn hoặc vì lý do khác. Năng lượng sóng biển để dự đoán hơn các nguồn khác, có thể có nghĩa là nhiều mô hình điều khiển dự đoán tiên tiến khác nhau có thể được áp dụng trong tương lai. [9]

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Năng lượng sóng biển không phát xạ và là năng lượng tái tạo.
- Vì các trang trại sóng biển thường nằm dưới nước nên ít ảnh hưởng tầm nhìn.
- Tài nguyên sóng biển tương đối dễ dự đoán hơn so với gió.
- Việc khai thác năng lượng sóng biển có thể giúp bảo vệ bờ biển do chiều cao sóng bị giảm xuống.
- Không cản trở cá và động vật thủy sinh.
- Hợp lực mạnh mẽ với gió và các công nghệ khác như dòng thủy triều.

Nhược điểm:

- Vì công nghệ vẫn còn trong giai đoạn sơ khai, nên còn một chặng đường dài trước khi ngành công nghiệp này đi tới một thiết kế cụ thể. Ngoài ra, nó cần được triển khai hàng loạt để giảm chi phí cạnh tranh.
- Chi phí vận hành, bảo dưỡng và đầu nối vào lưới điện còn cao.
- Là một nguồn tài nguyên có thể dự đoán được, nhưng nó có thể thay đổi và không thể tạo ra năng lượng khi sóng tĩnh.
- Thiết bị năng lượng sóng biển ngoài khơi có thể ảnh hưởng đến hàng hải.

Tiêu thụ nước

Các thiết bị hoặc hệ thống dùng để chuyển đổi năng lượng sóng thành điện năng thường được đặt ngập trong nước và không tiêu thụ nước trong quá trình vận hành.

Tương tự như điện thủy triều, một lượng nước nhỏ có thể được sử dụng cho các hệ thống phụ trợ, chẳng hạn như làm mát thiết bị điện hoặc bảo dưỡng, vệ sinh thiết bị. Tuy nhiên, các nhu cầu này là rất nhỏ và không đóng góp đáng kể vào dấu chân nước tổng thể.

Quá trình chế tạo thiết bị điện sóng có thể cần một lượng nước nhất định, nhưng điều này không liên quan trực tiếp đến vận hành của nhà máy điện sóng. Nhìn chung, dấu chân nước của phát điện từ năng lượng sóng là không đáng kể.

Môi trường

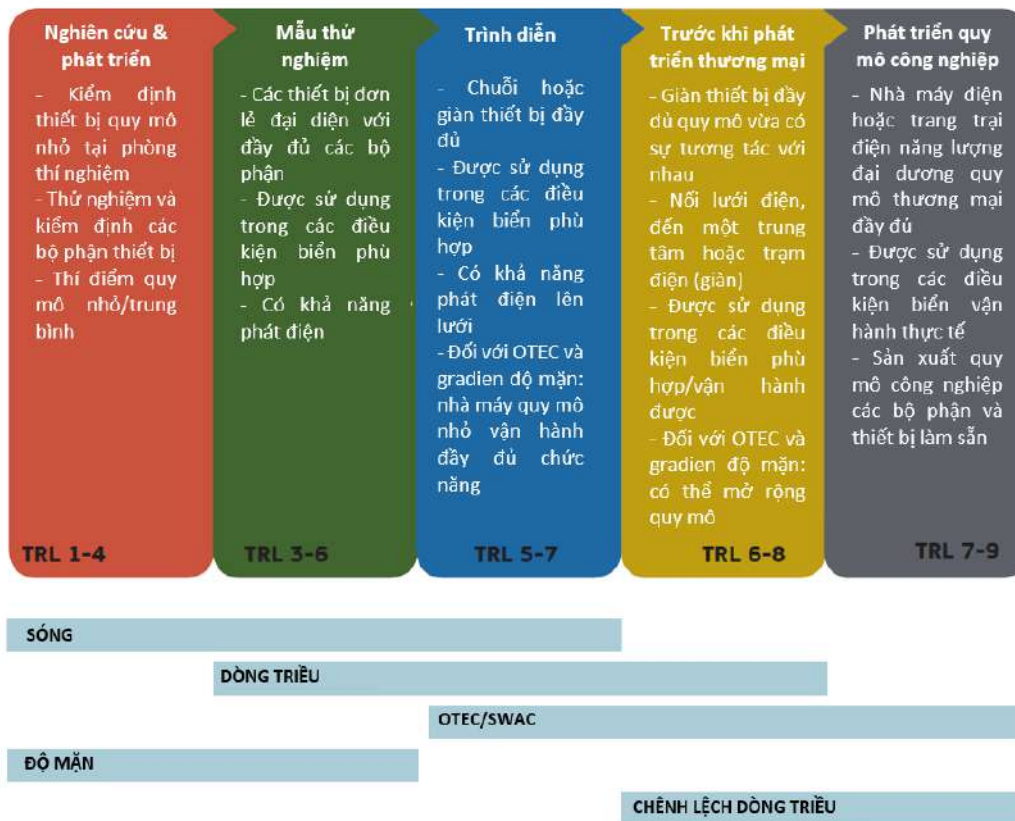
Dự kiến sẽ có tác động tích cực đến đời sống. Với kế hoạch hợp tác với hàng hải, khai thác dầu, trang trại gió và nhà máy điện sóng biển của ngành công nghiệp đánh cá được kỳ vọng sẽ có tác động tích cực đến điều kiện sống của cá ở biển, bằng cách bố trí các khu vực có mái che. [9] Tuy nhiên, cũng có những điều kiện mà các thiết bị năng lượng sóng biển, đặc biệt là trên bờ hoặc gần bờ, có thể gây ra các tác động tiêu cực như xói mòn bờ biển. Vì vậy, điều quan trọng là phải đánh giá tác động môi trường theo từng trường hợp cụ thể.

Việc làm

Ở châu Âu, có ước tính rằng với 100 GW năng lượng biển (bao gồm cả năng lượng sóng biển) sẽ mang lại 400.000 việc làm vào năm 2050. Điều này cho thấy có thể tạo ra 4000 việc làm trên mỗi GW từ phát triển năng lượng đại dương. [10]

Nghiên cứu và phát triển

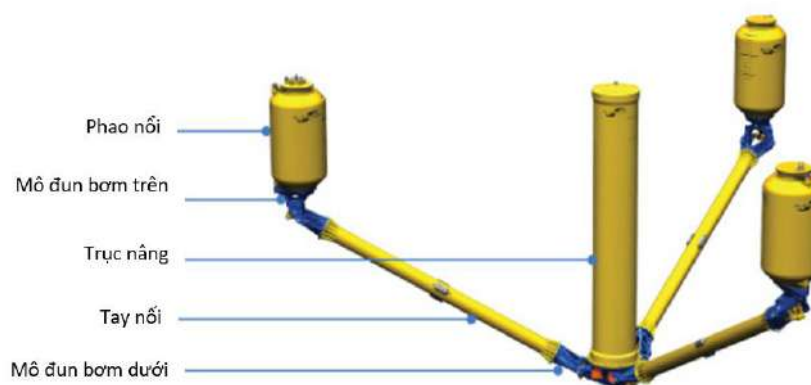
Công nghệ năng lượng sóng biển đã được phát triển từ năm 1970. Tuy nhiên, dù có hàng trăm dự án khác nhau, vẫn chưa đi tới một thiết kế khả thi về mặt thương mại được chấp nhận trong ngành. Do đó, đây vẫn sẽ được phân loại là công nghệ loại 2 (giai đoạn tiên phong). Một khuôn khổ tốt được dùng để đánh giá sự phát triển công nghệ với năng lượng đại dương là Mức độ Sẵn sàng về Công nghệ (TRL). Trung tâm Năng lượng Hàng hải Châu Âu (EMEC) là cơ sở thử nghiệm kết nối lưới điện duy nhất trên thế giới được công nhận để cấp chứng chỉ TRL. Như đã thấy bên dưới, năng lượng sóng mới chỉ đạt TRL 5-7, tức là giai đoạn trình diễn và vẫn chưa đạt đến bước triển khai công nghiệp.[1]



Hình 81: Công nghệ năng lượng đại dương đang trong giai đoạn phát triển [11]

Tuy nhiên, trong thập kỷ vừa qua, có rất nhiều nghiên cứu được thực hiện và thế hệ thiết bị năng lượng sóng biển thứ hai áp dụng các kinh nghiệm từ thế hệ đầu tiên và nâng cấp, tăng sản lượng và giảm chi phí. Để đạt được các mục tiêu này, họ sử dụng nhiều loại vật liệu, trí tuệ nhân tạo và các giải pháp sáng tạo khác để có thiết kế tối ưu. Cho tất cả các bộ phận của hệ thống như bộ thu, bộ ngắt nguồn, neo và hệ thống điều khiển. Một vài dự án trong số đó là:

WaveNET: WaveNET là một bộ hấp thụ đa điểm nhằm thu năng lượng từ 5 trong 6 bậc tự do của năng lượng sóng biển: cao độ, cuộn, pháp phòng, tăng vọt và lắc lư. Các yếu tố cải tiến chủ yếu là ở các bộ phận Squid như ống đứng trung tâm được kết nối với 3 phao nổi bằng các tay liên kết, trong đó các kết nối giữa mỗi bộ phận này được thực hiện bằng 6 mô đun bơm giống nhau và được khớp nối hoàn toàn với nhau. Chuyển động quay được chuyển thành năng lượng thủy lực. Các đơn vị WaveNet được liên kết với nhau phản ứng với phần còn lại của dây để tăng sản lượng phi tuyến tính khi kích thước dây tăng lên. Các thiết bị phát điện Squid có thiết kế mô đun bơm đã được cấp bằng sáng chế, tránh sử dụng các cỡ chặn cơ đầu cuối. [12]



Hình 82: WaveNET [12]

Một số thiết bị thu thể hệ thứ hai đang thử nghiệm sử dụng vật liệu mới giúp chuyển đổi trực tiếp năng lượng sóng biển thành điện năng. SBM 53 là một trong những dự án đó, đó là một bộ chuyển đổi năng lượng sóng sáng tạo có tính năng chuyển đổi năng lượng trực tiếp từ sóng biển thành điện bằng các polyme có hoạt tính điện hóa. Các polyme hoạt tính điện hóa phát điện khi màng tạo thành bộ chuyển đổi được kích thích khi có sóng biển truyền qua. Phần đặt nổi linh hoạt và hệ thống neo chỉ cần bảo dưỡng ở mức tối thiểu.[12] Một cách tiếp cận tương tự là dùng chất đàn hồi điện môi trong các thiết bị ngắt điện để chuyển đổi trực tiếp.

TAOIDE là một dự án nghiên cứu và phát triển (R&D) do EU tài trợ (H2020) nhằm phát triển dòng máy phát điện nam châm vĩnh cửu truyền động trực tiếp có khả năng hoạt động trong điều kiện ngập nước hoàn toàn. Để cung cấp nguồn điện ổn định, điều quan trọng là phải phát triển một máy phát điện có thể chịu được sự xâm nhập của nước. Thiết kế bao gồm một máy phát điện "ướt" ngập hoàn toàn trong nước biển, có khả năng hoạt động liên tục và đáng tin cậy trong môi trường biển. Thiết kế này sẽ duy trì khả năng hoạt động do các rotor và cuộn dây được bọc lại. Công nghệ máy phát điện "ướt" này sẽ nâng cao tuổi thọ của máy phát điện, giảm thời gian sửa chữa và tăng tính khả dụng của hệ thống.[12]

Đối với hệ thống neo đậu cũng vậy, các dự án đang được phát triển với các thiết kế và vật liệu sáng tạo cho phép chuyển đổi điện năng và khả năng kéo dài hoạt động tốt hơn. Một trong những công nghệ đó là hệ thống neo kéo. Hệ thống này được kết nối trực tiếp hoặc kết hợp trong PTO của các thiết bị tương đối nhỏ để các lực trên dây neo được chuyển thành năng lượng thu được.[12]



Hình 83: Một phần thiết bị của dự án TAOIDE.[12]

Có nhiều cải tiến trong việc chuyển đổi năng lượng sóng biển thông qua việc xem xét giảm chi phí, kéo dài thời gian hoạt động và chế tạo các thiết bị có thể dễ sản xuất ở quy mô lớn.

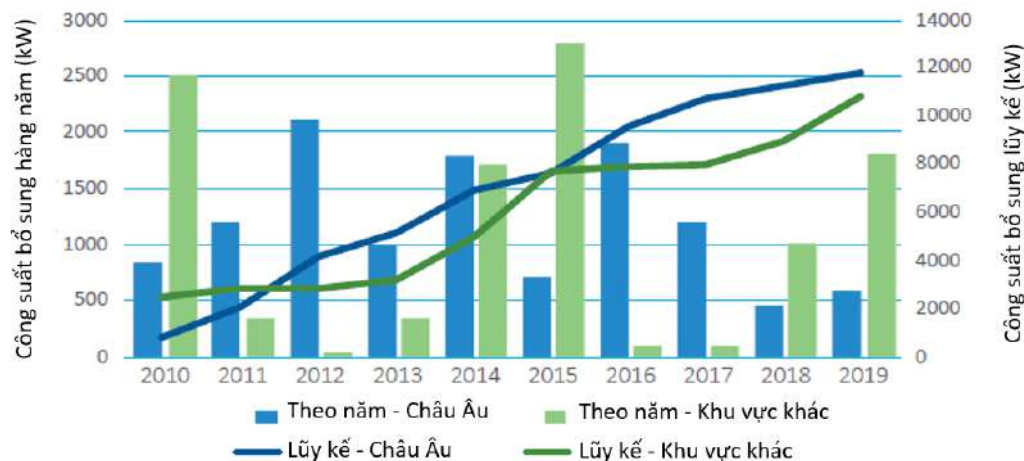
Ví dụ về những dự án hiện có

Do công nghệ vẫn còn ở giai đoạn tiền thương mại, hầu hết các dự án đều là các dự án thử nghiệm hoặc trình diễn để nghiên cứu và phát triển. Dưới đây là ví dụ về một dự án như vậy:

Dự án Trình diễn Năng lượng Sóng biển Sotenäs ở bờ biển phía Tây Thụy Điển bao gồm 36 bộ chuyển đổi năng lượng sóng biển (tổng công suất ~ 1 MW), một trạm biến áp biển và một đường truyền dài gần 10 km giữa công viên năng lượng sóng biển và lưới điện trên đất liền. Năm 2015, trạm biến áp biển hạ thế được kết nối với lưới điện Bắc Âu, là thiết bị đóng cắt máy phát điện dưới biển được nối lưới đầu tiên. Năm 2016, lần đầu tiên năng lượng điện được đưa vào lưới điện Bắc Âu. Đây là một phần của nỗ lực dự án nhằm điều chỉnh việc sản xuất các bộ chuyển đổi năng lượng sóng biển để sản xuất hiệu quả. Các thông số để lựa chọn vật liệu và quy trình là khả năng sản xuất hàng loạt, kiểm soát chất lượng, hiệu quả chi phí, thân thiện với môi trường và dễ sản xuất. Dự án có hợp phần thử nghiệm một vài kỹ thuật lắp đặt khác nhau. Lắp đặt bằng tàu xây dựng hạng nhẹ (LCV) chuyên dụng được chứng minh là phương pháp an toàn nhất và tiết kiệm chi phí nhất, cho phép nhiều thiết bị được lắp đặt và kết nối hơn trên mỗi chuyến đi. Ở độ sâu lắp đặt 50 mét, ưu tiên sử dụng ROV (Phương tiện vận hành dưới nước từ xa) hơn là sử dụng thợ lặn. Dù khi đó dự án có nhiều nỗ lực để mở rộng, kế hoạch này sau đó đã bị hủy bỏ [15].

Ước tính số liệu

Chi phí đầu tư có sự chênh lệch lớn đối với các nhà máy điện sóng biển. Đây là một công nghệ đã được phát triển trong vài thập kỷ, do đó có thể kỳ vọng giá thành công nghệ sẽ giảm đáng kể. Tuy nhiên, cho đến nay, công suất toàn cầu của năng lượng sóng là ~ 23 MW, mức giảm chi phí nhiều hơn vẫn chưa đạt được khi công suất được mở rộng hơn.



Hình 84: Công suất đặt và lũy kế năng lượng sóng biển toàn cầu [10]

Với công nghệ này, không áp dụng cách tiếp cận dự báo vì công suất đặt thấp. Vì vậy ở đây sử dụng cách tiếp cận thực nghiệm, có tính đến các phạm vi giá tương quan. Chi phí đầu tư đề xuất dựa trên báo cáo của IEA Ocean Energy Systems (OES) về chi phí năng lượng đại dương toàn cầu, và nghiên cứu của Intelligent Energy Systems (IES) và Mekong Economics (MKE) về Các giải pháp cho sản xuất điện ở Tiểu vùng sông Mekong mở rộng, tập trung vào Việt Nam.

Chi phí đầu tư điện sóng biển

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Điện sóng biển						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2026		13.4	10.6			6.8
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2023	13.67		10.89			6.96
IEA WEO 2025 – Ấn Độ*		6.5		4.25		2.8
IEA WEO 2025 – Trung Quốc*		6.6		4.25		2.8
* Chi phí đầu tư cho phát điện năng lượng biển (thủy triều và sóng biển)						

Vì năng lượng sóng biển vẫn đang ở giai đoạn trước trình diễn hoặc trong giai đoạn trình diễn, có thể dự đoán là chi phí triển khai vẫn sẽ tăng lên, ít nhất là trong thập kỷ tới. Nhưng với thời gian, việc tăng cường triển khai và hỗ trợ chính sách, công nghệ này có thể khả thi về mặt thương mại và chi phí có thể giảm đáng kể vào năm 2050. Ngoài ra, chi phí cũng có thể bị ảnh hưởng bởi sự hợp lực của gió ngoài khơi, dòng thủy triều và các ngành công nghiệp dầu khí ngoài khơi. Điều quan trọng là phải tính đến sự biến động về chi phí, được trình bày ở biểu dữ liệu sau.

Tài liệu tham khảo

- [1] Trung tâm Năng lượng Biển Châu Âu (EMEC), 2020. <http://www.emec.org.uk/>.
- [2] Dự án Aqua-RET. <http://www.aquaret.com/>.

- [3] I. López, J. Andreu, S. Ceballos, I. Martínez De Alegría, và I. Kortabarria, “Đánh giá công nghệ năng lượng sóng biển và thiết bị điện cần thiết,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, tập 27, pp. 413–434, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.07.009.
- [4] S. Xu, S. Wang, và C. Guedes Soares, “Đánh giá thiết kế neo của hệ thống chuyển đổi năng lượng sóng nổi” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, tập 111, số đăng May, pp. 595–621, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.05.027.
- [5] C. Guedes Soares, J. Bhattacharjee, M. Tello, và L. Pietra, “Đánh giá và phân loại hệ thống chuyển đổi năng lượng sóng biển,” *Marit. Eng. Technol. - Proc. 1st Int. Conf. Marit. Technol. Eng. MARTECH 2011*, số đăng tháng 9 năm 2018, pp. 585–594, 2012, doi: 10.1201/b12726-82.
- [6] M. A. J. R. Quirapas, H. Lin, M. L. S. Abundo, S. Brahim, và D. Santos, “Năng lượng tái tạo đại dương ở Đông nam Á: Một đánh giá,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, tập 41, pp. 799–817, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.08.016.
- [7] D. C. Hung, Nguyen Manh; Dien, “Bản đồ năng lượng sóng biển ở Việt Nam,” 2010.
- [8] Viện nghiên cứu Hải dương và đảo, Trương; Nhiệm; Tuấn; Toán, “Tổng hợp, phân tích và đánh giá việc khai thác sử dụng tài nguyên năng lượng sóng biển trên thế giới và vùng biển Việt Nam”, 2018.
- [9] Cục Năng lượng Đan Mạch, “Số liệu công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung”, 2018.
- [10] Ocean Energy Europe, “Năng lượng Đại dương: Xu hướng chính và số liệu thống kê năm 2019”, 2020.
- [11] D. Cagney, R. Gruet, và Ocean Energy Europe, “Nhà phát điện hôm nay, quốc gia phát điện ngày mai - Các giải pháp chính sách giúp ngành công nghiệp năng lượng đại dương phát triển”, 2019.
- [12] D. Magagna và cộng sự, *Hội thảo về xác định công nghệ mới nổi trong tương lai trong ngành năng lượng đại dương*, số tháng 3 năm 2018.
- [13] Ocean Energy Systems - OES, “Chi phí quốc tế có điều chỉnh của Năng lượng đối với các Công nghệ Năng lượng Đại dương”, 2015.
- [14] Intelligent Energy Systems Pty Ltd (IES); và Kinh tế Mekong (MKE), “Các phương án phát điện tại Tiểu vùng Mekong mở rộng, tập 1: Tầm nhìn ngành điện của tiểu vùng Mekong mở rộng”, số tháng 4 năm 2016.
- [15] Seabased, “Dự án Trình diễn năng lượng điện sóng biển Sotenäs”. <https://seabased.com/projects>.

Bảng số liệu

Trang sau đây trình bày bảng số liệu của công nghệ. Tất cả chi phí được tính bằng USD, giá năm 2025.

Điện sóng biển										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật		Thấp Cao Thấp Cao								
Công suất phát của một tổ máy	MWe	0,2	0,2	0,2	0,1	0,5	0,1	0,5	A	4
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MWe	<1	5	25	<1	3	2	75	B	1,4
Hiệu suất điện, thuận, danh định	%	80%	80%	80%	55%	95%	55%	95%	C	3
Hiệu suất điện, thuận, danh định, trung bình năm	%	80%	80%	80%	55%	95%	55%	95%	C	3
Ngừng máy cưỡng bức	%	10%	8%	4%	2%	15%	2%	5%		1,2
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm									
Vòng đời kỹ thuật	năm	10	15	25	5	15	20	30		4
Thời gian xây dựng	năm	3	3	3	2	4	2	4		4
Yêu cầu không gian	1000m ² / MWe									
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện										
Hệ số công suất, lý thuyết	%	30%	32%	38%	20%	40%	30%	45%	A	1,2,3
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	30%	32%	38%	20%	40%	30%	45%	A	1,2,3
Khả năng tăng giảm công suất										
Tốc độ tăng giảm công suất	% mỗi phút	-	-	-						
Phụ tải tối thiểu	% đầy tải	-	-	-						
Thời gian khởi động ấm	giờ	-	-	-						
Thời gian khởi động lạnh	giờ	-	-	-						
Môi trường										
PM 2.5	g/Nm ³	0	0	0						
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	0	0	0						
NO _x	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
CH ₄	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
N ₂ O	g/GJ nhiên liệu	0	0	0						
Số liệu kinh tế										
Đầu tư danh nghĩa	triệu USD/MWe	13,4	10,6	6,8	5,1	23,2	3,4	11,6		1,5,7
- trong đó thiết bị	%	87	87	87	85	90	85	90		1,6
- trong đó lắp đặt	%	13	13	13	10	15	10	15		1,6
Vận hành & bảo dưỡng cố định	USD/MWe/năm	615.022	384.700	288.836	179.278	1.052.011	89.639	486.788		1,5
Vận hành & bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh									
Chi phí khởi động	USD/MWe/lần khởi động									
Số liệu riêng của công nghệ										
Tiêu thụ nước	L/MWh	0	0	0	-	-	-	-		

Ghi chú
A. Rất nhiều loại thiết kế bộ chuyển đổi và hệ thống hiện đang được nghiên cứu và thử nghiệm, và lĩnh vực này chưa có một thiết kế thống nhất.
B. Số lượng tổ máy nhỏ có thể được kết hợp để tạo ra trang trại điện sóng biển lớn. Theo thời gian, dự kiến quy mô của tổ máy sẽ lớn hơn và cấu hình trang trại điện sóng biển cũng sẽ lớn hơn.

C. Tùy vào hệ thống tiếp nhận điện năng. Nhiều cấu hình đang được khảo sát và đó là lý do tại sao dải giá trị lại rộng như vậy.

Tài liệu tham khảo

1. Ocean Energy Systems – OES (IEA), “Chi phí năng lượng quy dẫn quốc tế đối với công nghệ năng lượng đại dương”, 2015.
2. IRENA, “Tóm tắt công nghệ năng lượng sóng biển”, 2014.
3. Aderinto và Li, Đánh giá hiệu suất công suất và hiệu suất của Bộ chuyển đổi năng lượng sóng biển, 2019.
4. Cục Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ – Phát điện và cấp nhiệt tập trung”, 2024.
5. Ernst & Young, “Chi phí và hỗ trợ tài chính của hoạt động phát điện theo loại hình thủy triều, dòng triều và sóng biển tại Vương quốc Anh”, 2010.
6. Carbon Trust, Năng lượng biển trong tương lai, 2010.
7. Intelligent Energy Systems (IES) và Mekong Economics (MKE). Các giải pháp phát điện ở Tiểu vùng Mekong mở rộng, 2014.

12. ĐIỆN SINH KHỐI

Mô tả công nghệ

Sinh khối có thể được sử dụng để sản xuất điện hoặc làm nhiên liệu cho vận tải, cấp nhiệt và đun nấu. Hình dưới đây trình bày các sản phẩm khác nhau làm từ sinh khối. Trong chương này chúng tôi sẽ tập trung vào đốt sinh khối rắn nhằm phục vụ các mục đích phát điện.



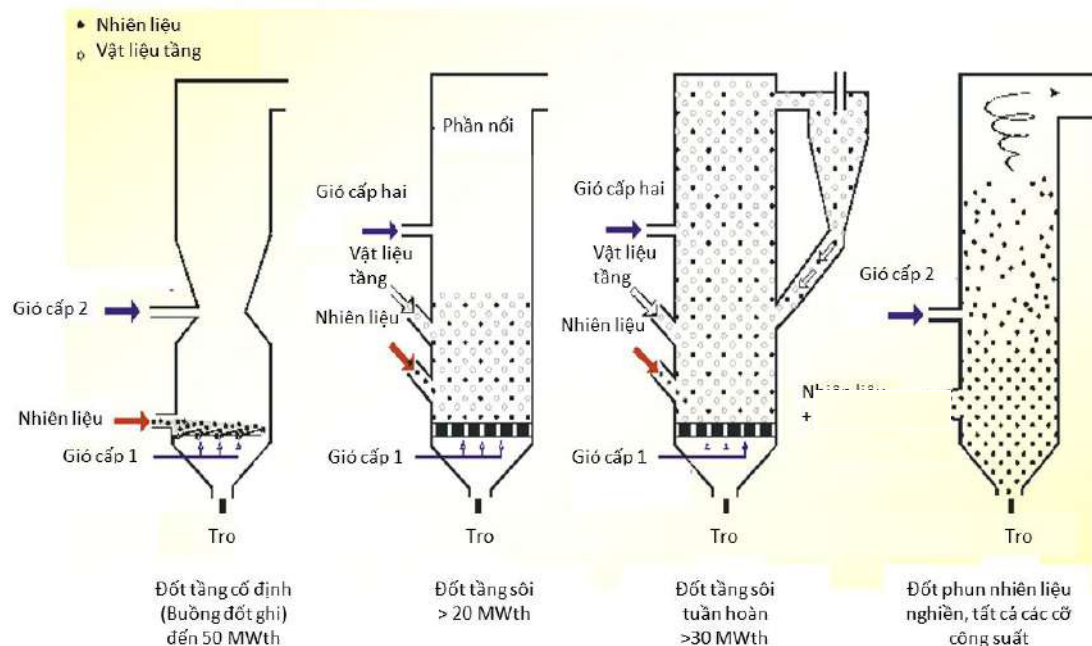
Hình 85: Các quy trình biến đổi sinh khối (Tài liệu tham khảo 1)

Công nghệ sử dụng để sản xuất điện trong nhà máy điện sinh khối phụ thuộc vào nguồn sinh khối. Do nhiệt trị của sinh khối thấp hơn so với than, đồng thời nhiệt độ, áp suất của hơi bị hạn chế do hàm lượng các chất khoáng trong tro nên hiệu suất điện cũng thấp hơn – thường là 15-35% (Tài liệu tham khảo 2).

Nói chung, quá trình đốt trực tiếp sinh khối dựa trên chu trình Rankine, trong đó tua bin hơi được sử dụng để chạy máy phát điện, giống như nhà máy điện đốt than. Cũng có trường hợp bổ sung vào hệ thống một lò hơi thu hồi nhiệt khói thải và bộ quá nhiệt hơi. Loại hệ thống này được phát triển tốt, và đã vận hành thương mại trên thế giới. Phần lớn các nhà máy sinh khối hiện nay là đốt trực tiếp (Tài liệu tham khảo 3). Trong đốt trực tiếp, hơi nước được tạo ra trong lò hơi. Nhiên liệu sinh khối rắn đã được xử lý phù hợp: làm khô, đóng kiện, băm nhỏ, làm thành dạng viên hoặc đóng bánh hoặc dạng khác phù hợp với công nghệ đốt thông qua hệ thống cung cấp và xử lý nhiên liệu. Công nghệ đốt trực tiếp có thể chia thành đốt tầng cố định, đốt tầng sôi, và đốt phun. Trong đốt phun, sinh khối được nghiền hoặc băm nhỏ và đưa vào buồng đốt, có thể đốt cùng với nhiên liệu hóa thạch (xem hình bên dưới).

Việt Nam có nguồn sinh khối phong phú. Các nguồn bao gồm cọ dầu, mía, cao su, dừa, lúa, ngô, sắn, phân động vật và rác thải đô thị. Trong đó phổ biến nhất là các nhà máy điện bã mía với 378 MW đang hoạt động đồng phát cho các nhà máy đường và phát điện lên lưới. Một số nhà máy điện bã mía lớn như ĐSK An Khê (95 MW) tại Gia Lai, KCP Phú Yên (30 MW). Tổng tiềm năng kỹ thuật điện sinh khối sử dụng cho phát điện tới năm 2030 ước tính đạt hơn 7 GW.

Rác thải đô thị được trình bày trong một chương riêng của Cẩm nang Công nghệ này.



Hình 86: Công nghệ đốt sinh khối công nghiệp (Tài liệu tham khảo 4)

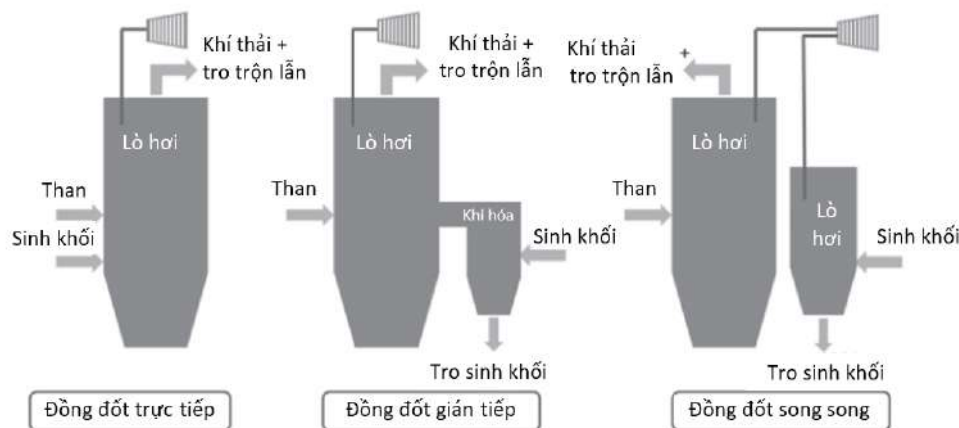
Bảng 24: Nhiệt trị của các loại nhiên liệu sinh khối (Tài liệu tham khảo 9)

Loại	LHV (GJ/tấn)	Độ ẩm (%)	Tro (%)
Bã mía	7,7 – 8,0	40 – 60	1,7 – 3,8
Vỏ hạt cacao	13 – 16	7 – 9	7-14
Vỏ dừa	18	8	4
Vỏ cà phê	16	10	0,6
Phụ phẩm bông			
- Thân	16	10 – 20	0,1
- Bã bông	14	9	12
Ngô			
- Lõi	13 – 15	10 – 20	2
- Thân			3 – 7
Phụ phẩm cọ dầu			
- Chùm quả rỗng	5,0	63	5
- Sợi	11	40	
- Vỏ	15	15	
Mảnh vụn	15	15	
Than bùn	9,0 – 15	13 – 15	1 – 20
Trấu	13	9	19
Rơm rạ	12	10	4,4
Gỗ	8,4 – 17	10 – 60	0,25 – 1,7

Bảng trên cho thấy nhiệt trị của sinh khối nguyên liệu nằm trong dải 5 – 18 GJ/tấn, với chùm quả cọ dầu rỗng (FFB) có nhiệt trị thấp nhất và vỏ dừa có nhiệt trị cao nhất. Nhiệt trị phụ thuộc nhiều vào độ ẩm của nhiên liệu.

Đồng đốt với than

Có ba công nghệ đồng đốt than và sinh khối: đồng đốt trực tiếp, gián tiếp và song song (xem hình bên dưới). Về mặt kỹ thuật, có thể đồng đốt đến 20% công suất sinh khối mà không cần phải cải tiến công nghệ; tuy nhiên hầu hết các nhà máy đồng đốt hiện có sử dụng khoảng 10% sinh khối. Hỗn hợp nhiên liệu đồng đốt cũng phụ thuộc vào loại lò hơi. Nhìn chung, lò hơi tầng sôi có thể đốt tỷ lệ sinh khối cao hơn lò đốt than phun và đốt ghi cố định. Những nhà máy đồng đốt sử dụng nhiên liệu sinh khối có thể đốt 100% sinh khối, đặc biệt trong những nhà máy đồng đốt mà vào thời vụ được cung cấp một lượng lớn sinh khối (Tài liệu tham khảo 5).



Hình 87: Các cấu hình đồng đốt sinh khối khác nhau (Tài liệu tham khảo 15)

Nhìn chung, đốt có thể áp dụng cho nguyên liệu sinh khối có độ ẩm trong khoảng 20 – 60% tùy thuộc vào loại nguyên liệu sinh khối và công nghệ đốt.

Đầu vào

Sinh khối, v.d. phụ phẩm từ các cơ sở công nghiệp (phế thải gỗ, các chùm quả rỗng, vỏ dừa, vv..), rơm rạ, và cây năng lượng.

Gỗ là sinh khối thường được ưa chuộng nhất cho đốt do có hàm lượng tro và ni tơ thấp. Sinh khối loại thảo mộc như rơm rạ và cỏ miscanthus có hàm lượng cao N, S, K, Cl v.v. dẫn đến phát thải NO_x , hạt chất rắn cao hơn, lượng tro, ăn mòn và đóng xỉ tăng lên. Hệ thống làm sạch khói như bơm ammonia (SNCR), phun đá vôi, lọc ngược, chất xúc tác khử NO_x v.v. có thể áp dụng để giảm thêm phát thải.

Những sinh khối ngoại lai khác như viên sinh khối làm từ các chùm quả dầu cọ rỗng (EFB), vỏ hạt cọ dầu (PKS) đã có trên thị trường.

Công suất điển hình

Lớn: cao hơn 50 MW_e

Vừa: 10 – 50 MW_e .

Nhỏ: 1 – 10 MW_e .

Khả năng tăng giảm công suất

Nhà máy có thể điều chỉnh tăng và giảm công suất. Những nhà máy điện sinh khối vừa và nhỏ có lò hơi loại bao hơi có thể vận hành trong dải công suất từ 40-100%. Các nhà máy này thường được trang bị bình tích nhiệt cho phép nhà máy dừng hàng ngày.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Là công nghệ đã chín muồi và phổ biến.
- Đốt sinh khối bền vững được coi là trung tính về phát thải CO₂.
- Sử dụng phụ phẩm sinh khối rẻ tiền.

Nhược điểm:

- Mức độ sẵn có của nguồn sinh khối phụ thuộc vào địa phương.
- Sử dụng sinh khối có thể có những hậu quả tiêu cực gián tiếp là tạo ra sự cạnh tranh giữa sản xuất nhiên liệu và sản xuất thực phẩm, tự nhiên/đa dạng sinh học.
- Sinh khối là nguồn hữu hạn và sản xuất điện phải cạnh tranh với các mục đích sử dụng sinh khối khác như giao thông, công nghiệp, sưởi ấm và đun nấu.
- Trong dải công suất thấp (nhỏ hơn 10 MW), lợi thế kinh tế nhờ quy mô kinh tế là khá lớn.
- Khi đốt sinh khối trong lò hơi sẽ tạo thành clo và lưu huỳnh trong nhiên liệu khí cháy và gây ăn mòn thành lò và các thiết bị khác. Điều này có thể làm hỏng các ống và các thiết bị khác của lò hơi và nhà máy phải ngừng vận hành để sửa chữa lò hơi.
- Tro bay có thể bám vào các ống lò làm giảm hiệu suất lò hơi và có thể làm hỏng các ống của lò. Với nhiệt độ buồng đốt cao hơn 1000°C, các chùm quả rỗng, bã mía, và vỏ dầu cọ sẽ tạo ra xỉ chảy nhiều hơn các nhiên liệu sinh khối khác. Mức độ tro chảy phải không được quá 15% để giữ cho lò không bị hỏng (Tài liệu tham khảo 9).
- Đốt sinh khối làm phát thải SO₂, NO_x và bụi.

Tiêu thụ nước

Mức tiêu thụ nước thay đổi đáng kể giữa các phương thức phát điện từ sinh khối khác nhau. Theo một phân tích vòng đời do các nhà nghiên cứu Trung Quốc thực hiện, một hệ thống phát điện sinh khối đốt trực tiếp điển hình tại Đông Á cần khoảng 42,2 l/kWh. Đáng chú ý, khoảng 85% lượng nước sử dụng phát sinh trong giai đoạn sản xuất nông nghiệp, cho thấy dấu chân nước rất lớn của quá trình canh tác cây trồng. 15% còn lại được quy cho hoạt động vận hành và bảo dưỡng của chính nhà máy điện.

Ngược lại, một nghiên cứu gần đây tại Bắc Mỹ cho thấy nhu cầu nước theo vòng đời cao hơn nhiều, dao động từ 260 đến 1.289 l/kWh, tùy thuộc vào công nghệ cụ thể và điều kiện khu vực.

Môi trường

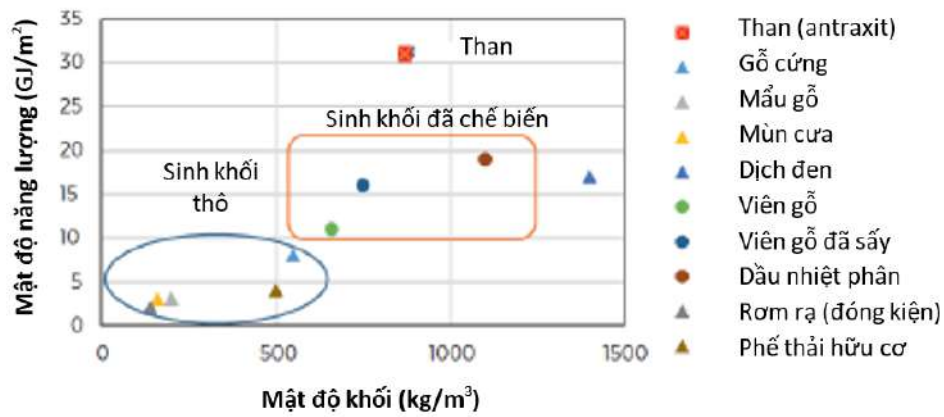
Đốt sinh khối có ảnh hưởng đến biến đổi khí hậu, axit hóa và tạo ra một lượng khí độc nhất định. Tuy nhiên ảnh hưởng này không lớn (Tài liệu tham khảo 10).

Nghiên cứu và phát triển

Các nhà máy điện sinh khối là công nghệ đã chín muồi có tiềm năng phát triển giới hạn (loại 4). Tuy nhiên, ở Việt Nam, việc sử dụng sinh khối cho phát điện là tương đối mới.

Phần lớn năng lượng sinh khối ở Việt Nam được sử dụng theo cách truyền thống, như đun nấu với hiệu suất thấp (10%-20%), trong khi việc sử dụng sinh khối cho phát điện và nhiệt chủ yếu bao gồm đốt sinh khối trực tiếp có hiệu suất cao, đồng đốt sinh khối với than và khí hóa sinh khối. Những mục đích sử dụng mới này, đặc biệt là đốt trực tiếp, hiện đang tăng lên ở Việt Nam.

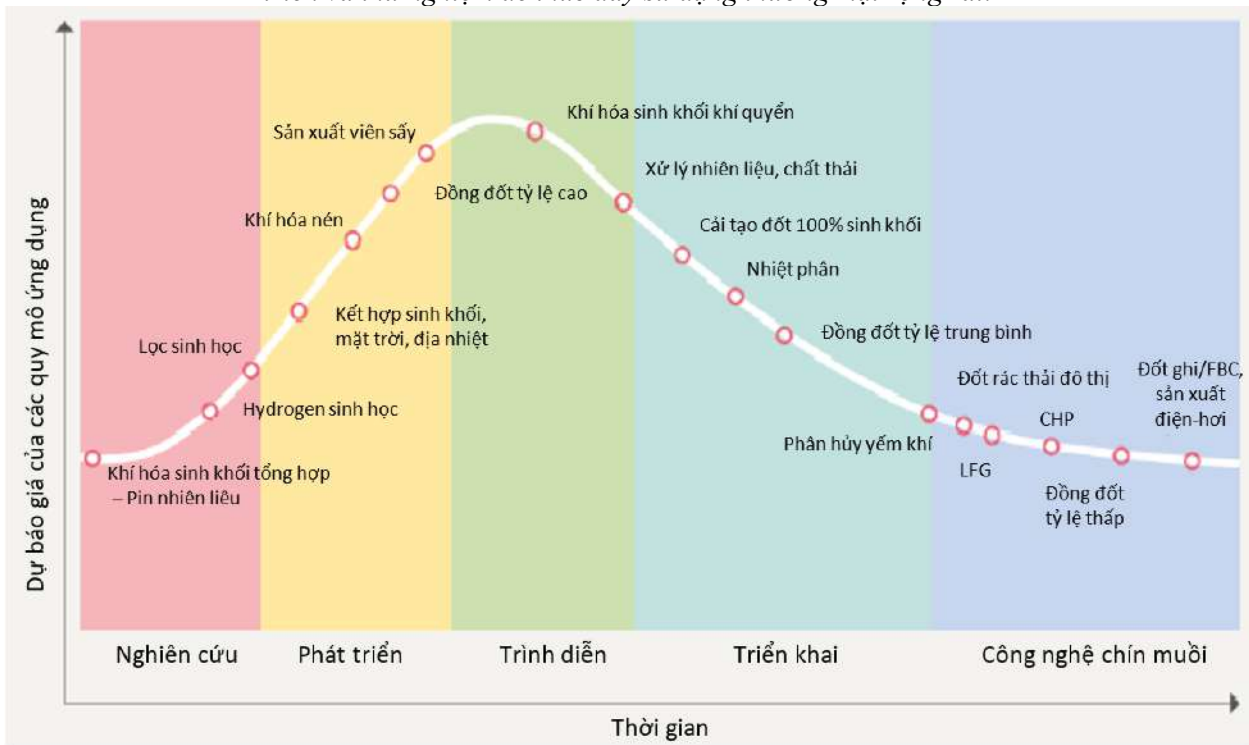
Việc sử dụng sinh khối trực tiếp, theo phương pháp truyền thống để cấp nhiệt và đun nấu dựa vào nguồn sinh khối đa dạng và thiết bị đơn giản, nhưng hiệu suất năng lượng của các ứng dụng này là rất thấp vì hàm lượng ẩm cao của sinh khối, mật độ năng lượng thấp và tính không đồng nhất của sinh khối đầu vào (Tham khảo Hình 88 về mật độ năng lượng của sinh khối). Nhiều giải pháp sơ chế và cải tiến công nghệ đã được triển khai để cải thiện đặc tính của sinh khối, tăng hiệu quả và chi phí của quá trình chế biến, vận chuyển và chuyển đổi. Những dạng sơ chế bao gồm: sấy, đóng viên và bánh, nung và nhiệt phân, trong đó hai dạng sơ chế đầu được sử dụng phổ biến nhất.



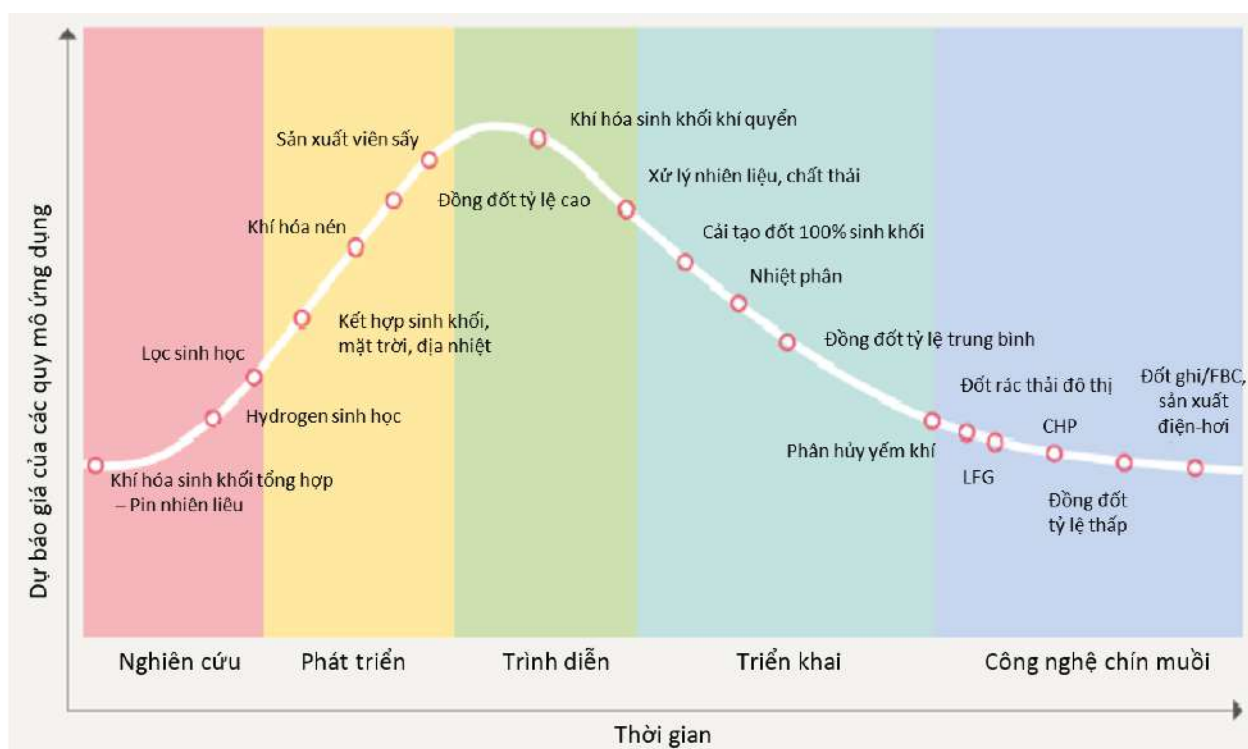
Hình 88: Mật độ năng lượng của sinh khối và than (Tài liệu tham khảo 11)

Đốt rác thải rắn đô thị, phân hủy yếm khí, khí bãi rác chôn lấp, kết hợp sản xuất nhiệt và điện bằng phương pháp đốt là các ví dụ về công nghệ sản xuất điện sinh khối đã được phát triển và được chứng minh về hiệu quả kinh tế. Khí hóa sinh khối và nhiệt phân là một số công nghệ có khả năng được phát triển thương mại trong tương lai.

Công nghệ khí hóa có khả năng chuyển đổi sinh khối thành khí được sử dụng trong tua bin khí chu trình đơn hoặc chu trình hỗn hợp có hiệu suất cao hơn là đốt sinh khối để chạy tua bin hơi nước. Mặc dù công nghệ khí hóa đã có vẻ mặt thương mại nhưng còn nhiều việc cần làm liên quan đến nghiên cứu và phát triển và thử nghiệm để thúc đẩy sử dụng thương mại rộng rãi.



Hình 89 cung cấp tổng quan về mức độ phát triển chín muồi của các công nghệ sản xuất điện sinh khối.



Hình 89: Mức độ chín muồi của công nghệ phát điện sinh khối (Tài liệu tham khảo 12)

Nhiệt phân sinh khối là sự phân hủy nhiệt sinh khối trong sự thiếu ô xy. Sản phẩm của sự phân hủy này là than rắn, chất lỏng là dầu sinh học hoặc dầu nhiệt phân và hỗn hợp các chất khí cháy. Tỷ lệ tương đối của các sản phẩm rắn, lỏng và khí được kiểm soát bằng nhiệt độ quá trình và thời gian lưu, như được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 25: Các giai đoạn làm sản phẩm nhiệt phân sinh khối cho các phương thức vận hành khác nhau (Tài liệu tham khảo 13)

Phương thức	Điều kiện	Thành phần		
		Chất lỏng	Than củi	Khí
Nhiệt phân nhanh	Nhiệt độ trung bình, thời gian lưu ngắn	75%	Nhiệt phân nhanh	Nhiệt độ trung bình, thời gian lưu ngắn
Các bon hóa	Nhiệt độ thấp, thời gian lưu rất dài	30%	Các bon hóa	Nhiệt độ thấp, thời gian lưu rất dài
Khí hóa	Nhiệt độ cao, thời gian lưu dài	5%	Khí hóa	Nhiệt độ cao, thời gian lưu dài

Dầu sinh học có nhiệt trị thấp, khoảng 16 MJ/kg và sau khi được nâng cấp thích hợp có thể sử dụng làm nhiên liệu trong lò hơi, động cơ diesel và tua bin khí để phát điện hoặc sản xuất nhiệt kết hợp điện (CHP). Là chất lỏng có mật độ năng lượng lớn hơn sinh khối rắn mà từ đó nó được lấy ra, dầu sinh học là phương tiện để làm tăng sự tiện dụng và làm giảm chi phí vận chuyển, tích trữ và chế biến sinh khối.

Hiệp hội các nước Đông Nam Á (ASEAN) đã thực hiện phân tích các chi phí đầu tư đối với sinh khối (Tài liệu tham khảo 15) ở Indonesia, Malaysia and và Thái Lan. Trong khi các tổ máy nhỏ hơn có chi phí đầu tư là 2,5 USD₂₀₁₆/W, thì một tổ máy 15 MW của Indonesia có chi phí đầu tư thấp hơn nhiều: là 0,6 USD₂₀₁₄/W.

Theo dự thảo Báo cáo Quy hoạch phát triển điện sinh khối quốc gia do Viện Năng lượng lập năm 2018, ước tính đến năm 2025, tổng năng lượng lý thuyết của các nguồn sinh khối đạt 130,59 triệu tấn (tương đương 454,89 triệu MWh) và đến năm 2030 đạt 138, 41 triệu tấn (tương đương 483,16 triệu MWh). Sinh

khối từ nguồn nông nghiệp vẫn chiếm tỷ trọng lớn, khoảng 67%, tiếp đến là gỗ sấy bằng năng lượng mặt trời khoảng 30%, còn lại là gỗ phế thải khoảng 3%.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy điện sinh khối KCP Phú Yên nằm trong khu đất của nhà máy đường Hòa Sơn, để sử dụng bã mía của nhà máy đường trong quá trình sản xuất đường. Nhà máy có hai tổ máy 2x30 MW. Giai đoạn đầu gồm một tổ máy 30 MW đã đưa vào vận hành tháng 4/2017. Vì nhà máy sử dụng liên tục phế thải từ sản xuất đường nên nó vận hành song song với nhà máy đường với đầu vào là 8.000 t/h sinh khối. Tổ máy 1 vừa phát điện và hơi nước để sử dụng cho quá trình công nghiệp tại nhà máy đường. Tổ máy số 2 vận hành song song với hoạt động của nhà máy đường sẽ sử dụng 10.000 t/h sinh khối. Tổ máy này chỉ phát điện.

Nhà máy điện sinh khối KCP Phú Yên sử dụng công nghệ lò hơi đốt ghi. Mỗi tổ máy có cấu hình 1 lò hơi, 1 tua bin hơi và 1 máy phát điện, sử dụng tháp làm mát và nước bổ sung lấy từ sông Ba.

Nhà máy điện đã áp dụng hệ thống khử bụi tĩnh điện (ESP) có hiệu suất cao để kiểm soát và đảm bảo nồng độ bụi đáp ứng các tiêu chuẩn môi trường. Tro, xỉ từ lò được sử dụng làm nguyên liệu đầu vào cho nhà máy phân vi sinh tiếp sau nhà máy đường. Xử lý nước thải được thực hiện trong hệ thống xử lý nước thải riêng dùng chung với nhà máy đường. Nhiên liệu sử dụng cho giai đoạn 1 (1x30 MW) là bã mía từ nhà máy đường Hòa Sơn. Đối với giai đoạn 2 (2x30 MW) cũng sử dụng bã mía từ nhà máy đường này và sử dụng thêm cả nhiên liệu sinh khối khác như trấu và vỏ hạt điều.

Diện tích đất sử dụng cho nhà máy chính là khoảng 12,6 ha. Nhà máy (tổ máy 30 MW đầu tiên) bắt đầu xây dựng từ cuối năm 2015, đã hoàn thành và chính thức đi vào vận hành từ tháng 4/2017. Tổng vốn đầu tư của dự án là 58,45 triệu USD, trong đó đầu tư giai đoạn đầu là 29,2 triệu USD, tương đương với suất đầu tư ~ 1 triệu USD / MW.

Các dự án cập nhật:

Nhà máy An Khê đặt tại nhà máy đường An Khê tại xã Thanh An, thị xã An Khê, tỉnh Gia Lai nhằm tận dụng phụ phẩm bã mía trong quá trình sản xuất đường. Ngoài ra, dự án còn tận dụng được các nguồn nhiên liệu sinh khối khác ở Tây Nguyên như vỏ, bã cà phê, trấu, mùn cưa, bo bo.

Nhà máy An Khê có 2 tổ máy (40 + 55) MW, vận hành chính thức từ tháng 1/2018. Nhà máy sử dụng công nghệ lò hơi băng tải và tua bin hơi nước ngưng (tổ máy 55 MW có van trích hơi cấp cho quá trình khử khí). Thông số lò hơi: áp suất hơi quá nhiệt 100 bar và nhiệt độ hơi quá nhiệt 540°C. Nhu cầu nhiên liệu cho nhà máy khoảng 600.000 tấn sinh khối/năm, trong đó bã mía chiếm khoảng 90% và các loại nhiên liệu khác chiếm khoảng 10%. Sản lượng điện cung cấp cho hệ thống điện năm 2018 là 172 triệu kWh và năm 2019 là 147 triệu kWh. Tổng diện tích đất của dự án khoảng 5 ha. Nhà máy sử dụng hệ thống khử bụi tĩnh điện (ESP) để giảm phát thải bụi.

Tổng mức đầu tư của nhà máy sinh khối An Khê là 102,8 triệu USD (tỷ lệ quy đổi năm 2019, chưa bao gồm chi phí quản lý, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương đương mức đầu tư danh nghĩa 1,08 triệu USD/MW_e. Tổng nguồn vốn (bao gồm các cầu phân này) là 107 triệu USD, tương đương 1,13 triệu USD/MW. Chi phí vận hành & bảo dưỡng cố định và biến đổi của nhà máy là 29,000 USD/MW/năm và 2,9 USD/MWh.

Dưới đây là một số dữ liệu chính của hai ví dụ về nhà máy đốt sinh khối.

Thông số chính	Ví dụ 1 của Việt Nam: KCP Phú Yên	Ví dụ 2 của Việt Nam: An Khê
Công suất phát một tổ máy (MW _e)	30	40 + 55
Tổng công suất phát của nhà máy điện (MW _e)	60	95
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	33,1	33,8
Hiệu suất điện, thuần (%), trung bình năm	28,2	29,0
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	6,5	-
Tải tối thiểu (% đầy tải)	75	-
Thời gian khởi động ấm (giờ)	6	2
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	8	8
Phát thải PM _{2.5} (mg/Nm ³)	100	50
SO ₂ (mg/Nm ³)	0	0
NO _x (mg/Nm ³)	-	-
Đầu tư danh nghĩa (triệu USD/MW _e)	1,0	1,08
Vận hành & bảo dưỡng cố định (USD/MW _e /năm)	-	29.000
Vận hành & bảo dưỡng biến đổi (USD/MWh)	-	2,9
Chi phí khởi động (USD/MW _e /lần khởi động)	-	-

Ước tính số liệu

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Điện sinh khối						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		2,23	2,19		2,14	2,12
Cẩm nang công nghệ - Colombia 2025*		2,63	2,53			2,38
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024**		2,41	2,19			1,92
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023**	2,28		2,03			1,77
IEA WEO 2025 - Ấn Độ***		2,15		2,1		2,05
IEA WEO 2025 – Trung Quốc***		1,6		1,55		1,55
NREL ATB 2024****		4,80	4,58	4,42	4,27	3,95
* Nhà máy điện sinh khối sử dụng dầu cọ / mía đường / trấu						
** Nhà máy điện quy mô nhỏ sử dụng dầu cọ hoặc trấu						
*** Các tổ máy năng lượng sinh học quy mô lớn theo kịch bản chính sách hiện hành						
**** Nhà máy điện sinh khối chuyên dụng, kịch bản trung bình						

Tài liệu tham khảo

- [1] IEA, Lộ trình công nghệ - Cung cấp năng lượng sinh khối bền vững, 2017.
- [2] Loo, và cộng sự, *Số tay về đốt sinh khối và đồng đốt*. Báo của Trường đại học Twente, Hà Lan, 2003.
- [3] Obernberger, và cộng sự, “Điện từ sinh khối – Một phương án cạnh tranh sản xuất điện cho phụ tải đáy trong những ứng dụng quy mô lớn và cơ hội lý thú cho các hệ thống CHP quy mô nhỏ”, *Dự án “GREEN BARBADOS”*, Bios Bioenergiesysteme GmbH, Graz, CH Áo, 2015.
- [4] IRENA, “Sinh khối cho phát điện”, *Công nghệ năng lượng tái tạo: Loạt phân tích chi phí*, Tập 1: Ngành điện, Số phát hành 1/5, Abu Dhabi, UAE, 2012.
- [5] Eubionet, *Sinh khối: Đồng đốt: một cách giảm phát thải KNK hiệu quả*, EU, 2003.
- [6] MEMR, *Số tay thống kê năng lượng và kinh tế của Indonesia 2016*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia, 2016.
- [7] MEMR, *Statistik EBTKE 2015*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia, 2015.
- [8] OJK, *Số tay năng lượng sạch cho các tổ chức dịch vụ tài chính*, Cục dịch vụ tài chính Indonesia (OJK), Jakarta, Indonesia, 2014.

- [9] Energinet, “Đánh giá vòng đời phát điện và đồng phát của Đan Mạch”, Energinet.dk, DONG Energy and Vattenfall, Tháng 4/2010, 2010.
- [10] IEA, “Lộ trình công nghệ: Năng lượng sinh học cho điện và nhiệt”, www.iea.org/publications/freepublications/publication/bioenergy.pdf, 2012.
- [11] EPRI, *Số liệu công nghệ phát điện cho quy hoạch nguồn tích hợp của Nam Phi*. EPRI, Palo Alto, CA, 2010.
- [12] Brown, và cộng sự, *Ứng dụng sinh khối*, Trung tâm chính sách năng lượng và Trường Công nghệ Luân Đôn, Vương quốc Anh, 2007.
- [13] Viện Năng lượng, “Nhà máy điện sinh khối KCP Phú Yên – Báo cáo nghiên cứu khả thi và thiết kế cơ sở”, 2016
- [14] Trung tâm Năng lượng ASEAN, Chi phí điện năng quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được lựa chọn trong các nước thành viên ASEAN, 2016. Lấy từ: <http://cloud.aseanenergy.org/s/1AK7OzwGCHn5iAM> , truy cập ngày 26/10/2018.
- [15] Gil, V.M., Rubiera, F., *Đồng đốt than và sinh khối: các nguyên tắc cơ bản và các xu hướng trong tương lai*, Xu hướng mới về chuyển đổi than, Nhà xuất bản Woodhead, 2019.
- [16] DIW Berlin, Chi phí phát điện hiện tại và tương lai cho đến năm 2050, 2013.
- [17] DEA, Dữ liệu công nghệ cho ngành điện Indonesia, 2021.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025.

Bảng số liệu mô tả các nhà máy sản xuất điện. Những số liệu này không áp dụng cho các nhà máy công nghiệp cấp nhiệt ở nhiệt độ cao hơn các nhà máy phát điện, và do đó những nhà máy này có hiệu suất điện thấp hơn. Các nhà máy công nghiệp cũng thường rẻ hơn về mặt chi phí ban đầu và chi phí vận hành và bảo dưỡng, so với các nhà máy loại khác vì chúng được thiết kế cho vòng đời kỹ thuật ngắn hơn, với mức dự phòng ít hơn, các tòa nhà có giá thành thấp v.v.

Chi phí đầu tư trong các trường hợp của Việt Nam là thấp hơn và nhà máy điện KCP nằm trong khu vực của nhà máy đường nên nó có lợi thế về xây dựng cũng như có chung một số hạng mục với nhà máy đường.

Nhà máy điện sinh khối											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	25	25	25	25	1	50	1	50		1,5
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	25	25	25	25	1	50	1	50		1,5
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	32	32	32	32	25	35	25	35		1,3,7
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	31	31	31	31	25	35	25	35		1,3,7
Ngừng máy cưỡng bức	%	7	7	7	7	5.25	8.75	5.25	8.75		1
Ngừng máy theo kế hoạch	số tuần/năm	6	6	6	6	4.5	7.5	4.5	7.5		1
Ti lệ tự dừng	%										
Vòng đời kỹ thuật	năm	25	25	25	25	18.75	31.25	18.75	31.25		7,8
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	1.5	2.5	1.5	2.5		7
Yêu cầu không gian	1000_m²/MWe	35	35	35	35	26.25	43.75	26.25	43.75		1,9
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%										
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%										
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	10	10	10	10						3
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	30	30	30	30						3
Thời gian khởi động ấm	Giờ	0,5	0,5	0,5	0,5						3
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	10	10	10	10						3
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ										
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ										
Môi trường											
PM 2.5	g/GJ_i	125									3
SO2 (độ khử lưu huỳnh)	%	0									3
NOX	g/GJ_i	125									3
CH4	g/GJ_i										
N2O	g/GJ_i										

Nhà máy điện sinh khối											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/M _{We}	2,23	2,19	2,14	2,12	1,67	3,01	1,59	2,65	A	4, 5, 6, 7, 8
- Tỷ lệ thiết bị	%	65	65	65	65	50	85	50	85		
- Tỷ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	35	35	35	35	15	50	15	50		1, 2
- Chi phí thiết bị	MUSD/M _{We}	1,45	1,43	1,39	1,38	0,83	2,55	0,80	2,25		1, 2
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/M _{We}	0,78	0,77	0,75	0,74	0,25	1,50	0,24	1,33		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW _e /năm	61.627	60.745	59.371	58.744	46.220	83.196	44.058	73.430	A	4, 5, 8
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MW _h	3,98	3,93	3,84	3,80	2,99	5,38	2,85	4,75	A	5
Chi phí khởi động	USD/MW _e /lần										
Số liệu riêng của công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	2100	2100	2100	2100	-	-	-	-	B, C	10, 11, 12, 13

Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn (giới hạn trên/dưới) được ước tính là -25% (giới hạn dưới) và +35% (giới hạn trên) cho năm 2025, và ±25% cho năm 2050.
- B Giá định sử dụng thấp giải nhiệt. Làm mát bằng ao và làm mát tuần hoàn hồ cho mức tiêu thụ nước thấp hơn.
- C Tùy thuộc vào phương pháp làm mát và các giả định trong các tài liệu tham khảo khác nhau, mức tiêu thụ nước có thể dao động trong khoảng khoảng ~1.400 đến 42.200 L/MWh.

Tài liệu tham khảo

- 1 Ea Energy Analyses và Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia – Danh mục công nghệ phát điện và lưu trữ điện”, 2024.
- 2 Trung tâm Năng lượng ASEAN, “Chi phí điện quy dẫn (LCOE) của một số công nghệ năng lượng tái tạo tại các quốc gia thành viên ASEAN”, 2016.
- 3 Cơ quan Năng lượng Đan Mạch và COWI, “Danh mục công nghệ chuyển đổi sinh khối thành năng lượng”, 2017.
- 4 IRENA, “Chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2014”, 2015.
- 5 IFC và BMF, “Chuyển đổi sinh khối thành năng lượng – Hướng dẫn cho nhà phát triển và nhà đầu tư”, 2017.
- 6 OJK (Cơ quan Dịch vụ Tài chính Indonesia), “Sổ tay năng lượng sạch dành cho các tổ chức dịch vụ tài chính”, 2014.
- 7 IEA-ETSAP và IRENA, “Sinh khối cho nhiệt và điện – Tóm tắt công nghệ”, 2015.
- 8 PKPPIM, “Phân tích chi phí và lợi ích của việc tài trợ đầu tư chuyển đổi rác thải thành năng lượng thông qua tín dụng chương trình”, Trung tâm Chính sách Biến đổi khí hậu và Đa phương, Bộ Tài chính Indonesia, 2014.
- 9 Cơ quan Điện lực Trung ương Ấn Độ (India Central Electricity Authority), “Báo cáo về nhu cầu sử dụng đất của các nhà máy nhiệt điện”, 2007.
- 10 NREL, “Tổng quan về hệ số tiêu thụ và khai thác nước trong vận hành đối với các công nghệ phát điện”, 2011.
- 11 Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ, “Dữ liệu nước làm mát cho các nhà máy nhiệt điện”, 2024.
- 12 Viện Tài nguyên Thế giới, “Hướng dẫn tính toán lượng nước sử dụng ẩn trong điện năng mua vào”, 2020.
- 13 Bộ Môi trường và Năng lượng Colombia (MME), UPME, Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (DEA) & Emergente, “Cẩm nang công nghệ Colombia cho các công nghệ phát điện và lưu trữ điện năm 2025”, 2025.

13. ĐIỆN TỪ CHẤT THẢI RẮN ĐÔ THỊ VÀ KHÍ BẢI RÁC

Mô tả công nghệ

Chất thải rắn đô thị (MSW) là một loại rác thải hàng ngày người dân bỏ đi. Thành phần của MSW ở mỗi khu đô thị có sự khác nhau và thay đổi đáng kể theo thời gian. Ngành công nghiệp MSW có bốn hạng mục: tái chế, ủ phân compost, loại bỏ và chuyển hóa rác thải thành năng lượng. MSW có thể được sử dụng để sản xuất năng lượng. Một số công nghệ đã được phát triển để quá trình sản xuất năng lượng từ MSW ngày càng sạch hơn và khả thi hơn về mặt kinh tế bao gồm thu hồi khí rác thải từ bãi chôn lấp, đốt, nhiệt phân, khí hóa và khí hóa hồ quang plasma (Tài liệu tham khảo 1). Trong khi, các nhà máy đốt rác cũ phát thải ra nhiều chất gây ô nhiễm, thì những thay đổi gần đây trong quy định hiện hành và các công nghệ mới đã làm giảm đáng kể mối lo ngại này. Chương này sẽ tập trung vào các nhà máy điện đốt chất thải rắn và nhà máy điện đốt khí lấy từ bãi chôn lấp rác.

Nhà máy điện đốt chất thải rắn

Những thành phần chính của dây chuyền sản xuất điện từ rác thải (WtE) của nhà máy điện đốt rác là: khu vực tiếp nhận rác, hệ thống cấp rác, lò đốt rác (thông thường là lò đốt kiểu ghi nhưng cũng có thể là lò BFB hoặc CFB) kết nối với lò hơi, tua bin hơi, máy phát điện, hệ thống làm sạch khói phạm vi rộng và các hệ thống xử lý phế phẩm đốt và khói thải. Khu vực trữ rác thường là một phần của nhà máy sản xuất điện từ rác thải.

Phương pháp đốt để chuyển hóa rác thải rắn đô thị thành năng lượng là phương pháp sản xuất năng lượng từ rác thải tương đối cũ. Nói chung quá trình thiêu rác bao gồm đốt các chất thải (phế thải rắn đô thị MSW, nhiên liệu thải ra từ hoạt động thương mại, công nghiệp và phế liệu) để đun sôi nước nhằm vận hành các máy phát điện chạy bằng hơi để sản xuất điện năng và nhiệt phục vụ cho các hộ gia đình, doanh nghiệp, cơ quan và các cơ sở công nghiệp. Nguyên lý chính của phương pháp đốt này cũng giống như phương pháp được sử dụng trong nhà máy điện đốt than hoặc sinh khối. Một vấn đề liên quan đến đốt MSW để sản xuất điện năng đó là nguy cơ phát thải các chất ô nhiễm ra môi trường không khí theo khói thải từ lò hơi. Những chất gây ô nhiễm này có thể có tính axit và theo báo cáo từ những năm 1980 được xem là nguyên nhân gây tổn hại đến môi trường do tạo ra mưa axit. Sau đó, vấn đề này đã được khắc phục thông qua sử dụng những bộ khử bằng đá vôi và lọc bụi tĩnh điện đặt trên ống khói. Bằng cách cho khói đi qua các bộ khử bằng đá vôi đơn giản, tất cả các axit có thể có trong khói sẽ bị trung hòa, ngăn chặn axit thoát ra bầu khí quyển làm tổn hại môi trường. Nhiều thiết bị khác như bộ lọc túi vải, lò phản ứng và các chất xúc tác sẽ phá hủy hoặc thu giữ các chất ô nhiễm khác theo quy định.

Nhiệt trị của MSW phụ thuộc vào thành phần của chất thải. Bảng sau trình bày nhiệt trị ước tính của các thành phần của MSW dựa trên trọng lượng khô.

Bảng 26: Nhiệt trị trung bình của các thành phần trong MSW (Tài liệu tham khảo 2)

Thành phần	Nhiệt trị (GJ/tấn)	Thành phần	Nhiệt trị (GJ/tấn)
Chất thải thực phẩm	4,7	Da	1,7
Giấy	16,8	Rác thải làm vườn	6,5
Bìa các tông	16,3	Gỗ	18,6
Nhựa dẻo	32,6	Thủy tinh	0,1
Vải sợi	17,5	Kim loại	0,7
Cao su	23,3		

Rác thải được vận chuyển bằng xe tải và thường được đốt nguyên trạng khi nó được chở đến nhà máy. Chỉ có những rác quá lớn mới phải cắt nhỏ trước khi cấp vào thùng chứa rác.

Nhà máy điện đốt khí bãi rác

Việc thải bỏ rác bằng chôn lấp hoặc rải trên mặt đất là cách xử lý chất thải rắn phổ biến nhất hiện nay. Khi rác thải rắn phân hủy trong đất, sinh ra khí rác thải. Thành phần của khí rác thải bao gồm khoảng 50% methane, 42% carbon dioxide, 7% nitơ và 1% hợp chất ôxy. Khí rác thải là nguồn năng lượng tái tạo tại

chỗ và có sẵn, có thể bù đắp nhu cầu sử dụng những nguồn năng lượng không tái tạo như dầu, than và khí. Thông qua các động cơ chạy khí, khí rác thải có thể được sử dụng như nguồn nhiên liệu để sản xuất điện năng. Sản lượng khí rác thải từ các bãi rác có quy mô tương tự nhau nằm trong khoảng 2-16 m³/ngày.



Hình 90: Chuyển hóa khí bãi rác thành năng lượng (Tài liệu tham khảo 5)

Hình dưới đây tóm tắt tính phù hợp của từng loại công nghệ đối với các dòng rác thải đã chọn từ các nguồn đô thị, nông nghiệp và công nghiệp. Các sản phẩm đầu ra cơ bản của từng công nghệ cũng được trình bày bao gồm điện năng, nhiệt, khí sinh học, chất thải phân hủy, khí đốt tổng hợp và các chất rắn thương mại khác.

CÔNG NGHỆ BIẾN ĐỔI		Phân hủy yếm khí	Thu hồi khí rác thải	Thiêu, đốt	Khí hóa	Nhiệt phân
DÒNG CHẤT THẢI						
Đô thị hoặc công nghiệp	Chất thải thực phẩm	●	●	●	●	●
	Chất thải vườn và CN	●	●	●	●	●
	Chất thải khô có thể thu hồi	●	●	●	●	●
	Nhiên liệu từ chất thải	●	●	●	●	●
	Chất trợ	●	●	●	●	●
	Độc hại	●	●	●	●	●
	Nhiên liệu rắn thu hồi	●	●	●	●	●
Nông nghiệp	Sinh khối	●	●	●	●	●
	Chất thải động vật	●	●	●	●	●
	Chất thải khô có thể thu hồi	●	●	●	●	●
	Độc hại	●	●	●	●	●
ĐẦU RA						
Điện năng		X	X	X	X	X
Nhiệt		X	X	X	X	X
Khí sinh học		X	X			
Chất phân hủy		X				
Khí đốt tổng hợp					X	X
Chất rắn thương mại khác				X	X	X

Chú giải:
● Phù hợp trực tiếp
● Có thể cần xử lý sơ bộ
● Không phù hợp

Hình 91: Tóm tắt tính phù hợp của các công nghệ biến chất thải thành năng lượng theo dòng chất thải và đầu ra tiềm năng (Tài liệu tham khảo 4)

Tại Việt Nam, việc phát triển các dự án điện rác tại các địa phương – đặc biệt là các tỉnh, thành phố và đô

thị lớn – là nhu cầu cấp thiết nhằm giải quyết các vấn đề môi trường, xử lý chất thải sinh hoạt và công nghiệp, đồng thời cung cấp nguồn điện carbon thấp, bền vững phục vụ phát triển kinh tế – xã hội. Tổng công suất các dự án điện rác do các địa phương nghiên cứu phát triển trên phạm vi cả nước ước khoảng 3.000 MW. Toàn bộ các dự án đề xuất được khuyến khích triển khai trong giai đoạn đến năm 2030.

Đầu vào

Chất thải rắn đô thị và các chất thải cháy được khác, nước và hóa chất để xử lý khối thải, dầu khí hoặc khí tự nhiên cho các thiết bị đốt phụ trợ (nếu được lắp đặt), và trong một số trường hợp là sinh khối hoặc dầu nhiên liệu để khởi động và tắt máy.

Khí bãi rác là nguồn nhiên liệu cho các nhà máy điện sử dụng khí bãi rác.

Đầu ra

Đối với các hệ thống đốt, sản phẩm đầu ra là điện năng và trong một số trường hợp có bao gồm cả nhiệt ở dạng nước nóng ($> 110\text{ }^{\circ}\text{C}$) hoặc nước ấm ($< 110\text{ }^{\circ}\text{C}$), tro (xỉ) đáy lò, phế thải từ xử lý khối, kể cả tro bay. Nếu khối thải được xử lý bằng phương pháp ướt thì còn có thêm sản phẩm đầu ra là nước thải trong quá trình xử lý đã được xử lý hoặc không được xử lý (nước thải không được xử lý xuất phát từ khâu SO_2 , khi không sản xuất thạch cao).

Đối với các hệ thống khí bãi rác, sản phẩm đầu ra là điện và nhiệt. Khí rác thải khi đã được làm sạch (khử lưu huỳnh và carbon dioxide) có thể được bán như khí đốt thương mại thông qua mạng lưới đường ống khí tự nhiên.

Công suất điển hình

Trung bình: 10 – 50 MW.

Nhỏ: 1 – 10 MW.

Khả năng tăng giảm công suất

Các nhà máy sử dụng công nghệ đốt có thể điều chỉnh công suất xuống đến khoảng 50% công suất danh định, tại mức giới hạn này lò hơi có thể không có khả năng đảm bảo chất lượng hơi nước và các thông số môi trường. Do yêu cầu kiểm soát phát thải và đầu tư ban đầu cao, nên các nhà máy này cần được vận hành ở phụ tải đầy.

Những nhà máy điện sử dụng khí rác thải cũng có thể điều chỉnh tăng hoặc giảm công suất tùy theo trữ lượng có sẵn của khí rác thải trong hệ thống trữ khí.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Khối lượng rác để chôn lấp giảm.
- Giảm nguồn phát điện khác.
- Giảm lượng chất thải vận chuyển đến bãi chôn lấp.
- Tránh được chi phí thải bỏ rác và thuế bãi rác.
- Sử dụng các phụ phẩm làm phân bón.
- Sử dụng khí rác thải hoặc tránh được phát thải methane từ các bãi chôn lấp.
- Giảm phát thải các bon.
- Sản xuất năng lượng trong nước.
- Có thể sử dụng tro xỉ trong công nghiệp xây dựng.
- Đốt cũng loại bỏ được vấn đề nước rỉ rác sinh ra trong các bãi chôn lấp.

Nhược điểm:

- Việc xây dựng, vận hành và bảo dưỡng các cơ sở đốt rác khá tốn kém. Do đó các nhà máy đốt rác thường được xây dựng vì lợi ích môi trường chứ không vì phát điện.

- Khói và tro thoát ra từ ống khói của các lò đốt bao gồm các khí axit, ôxit ni tơ, kim loại nặng, các hạt bụi và dioxin, là một chất gây ung thư. Ngay cả khi có sự kiểm soát, một phần dioxin tồn dư vẫn xâm nhập vào bầu khí quyển.

Ở các nước đang phát triển như Việt Nam, đốt chất thải có thể không thực hiện được như ở các nước phát triển, vì chất thải ở các nước đang phát triển chứa một tỷ lệ lớn chất thải từ nhà bếp. Những chất thải hữu cơ này có độ ẩm cao hơn (40-70%) so với chất thải ở các nước công nghiệp hóa (20-40%), do đó gây nhiều khó khăn hơn khi đốt.

Tiêu thụ nước

Đốt chất thải cần sử dụng nước chủ yếu cho làm mát, dập tro xỉ đáy lò và rửa ướt khí thải, thường được cấp từ nguồn nước đô thị. Đối với các nhà máy đốt rác phát điện (WtE), mức tiêu thụ nước riêng phần dao động trong khoảng 0,30–0,50 m³ trên mỗi tấn chất thải rắn sinh hoạt (tMSW) khi không sử dụng nước cho rửa ướt khí thải. Tuy nhiên, nếu có sử dụng nước cho công đoạn này, mức tiêu thụ có thể tăng đáng kể, đạt khoảng 1,80–2,00 m³ trên mỗi tấn chất thải rắn sinh hoạt.

Đối với phát điện từ khí bãi chôn lấp, nhu cầu nước tương tự như tua bin khí chu trình đơn, vào khoảng 0,52 gal/kWh khi sử dụng hồ làm mát và khoảng 0,60 gal/kWh khi sử dụng tháp giải nhiệt.

Môi trường

Quá trình đốt tạo ra hai loại tro. Tro từ đáy buồng đốt có lẫn xỉ còn tro bay ra từ ống khói có các thành phần độc hại hơn. Trong các lò đốt chất thải đô thị, tro đáy lò chiếm khoảng 10% về thể tích và 20 đến 35% về trọng lượng của chất thải rắn đầu vào. Khối lượng tro bay ít hơn nhiều, chỉ chiếm vài phần trăm của chất thải đầu vào. Phát thải từ các lò đốt có thể bao gồm kim loại nặng, dioxin và furan, tồn tại trong khí thải, nước thải hoặc tro. Chất dẻo và kim loại là nguồn nhiệt chính quyết định nhiệt trị của chất thải. Đốt chất dẻo như polyvinyl chloride (PVC) làm gia tăng những chất ô nhiễm độc hại này.

Nước rỉ rác là vấn đề lớn đối với các bãi chôn lấp chất thải rắn đô thị và đe dọa lớn đến nguồn nước mặt và nước ngầm. Nước rỉ rác cũng có thể chứa các kim loại nặng và hàm lượng cao amôniac là các chất bị cấm trong các quy trình xử lý sinh học. Các công nghệ để xử lý nước rỉ rác bao gồm xử lý sinh học, xử lý vật lý/hóa học và các công nghệ “mới” như lọc thẩm thấu (RO) và làm bay hơi.

Nghiên cứu và phát triển

Nhà máy đốt rác thải là công nghệ đã chín muồi (loại 4), còn đốt khí rác thải đã được thương mại hóa, nhưng vẫn đang được cải tiến (loại 3). Tuy nhiên, có một số công nghệ mới khác đang nổi lên có khả năng sản xuất năng lượng từ rác thải và những nhiên liệu khác mà không phải đốt trực tiếp. Nhiều công nghệ trong số các công nghệ này có tiềm năng sản xuất nhiều điện năng hơn từ cùng một lượng nhiên liệu so với đốt trực tiếp. Nguyên nhân chính ở đây là tách các thành phần ăn mòn (tro) ra khỏi nhiên liệu được chuyển đổi, từ đó cho phép nhiệt độ đốt cháy cao hơn, như trong lò hơi, tua bin khí, động cơ đốt trong, pin nhiên liệu. Một số công nghệ có khả năng chuyển đổi hiệu quả năng lượng thành các nhiên liệu dạng lỏng hoặc khí, như:

- *Nhiệt phân* — MSW được gia nhiệt trong môi trường thiếu ôxy ở nhiệt độ từ 550 đến 1300 độ Fahrenheit. Quá trình này giải phóng một hỗn hợp dạng khí gọi là khí đốt tổng hợp và một chất lỏng, cả hai đều có thể sử dụng cho sản xuất điện, nhiệt hoặc làm nhiên liệu. Quá trình này cũng sản sinh ra than củi với số lượng tương đối nhỏ. (Tài liệu tham khảo 1)
- *Khí hóa* — MSW được gia nhiệt trong một buồng đốt có ít ôxy ở nhiệt độ từ 750 đến 3000 độ Fahrenheit. Quá trình này tạo ra khí đốt tổng hợp, có thể đốt để sản xuất nhiệt và điện, và cũng có thể được nâng cấp để sử dụng trong tua bin khí hoặc làm nguồn hóa chất thích hợp để chuyển đổi sang các nhiên liệu tái tạo hoặc các sản phẩm gốc sinh học khác. (Tài liệu tham khảo 1)

Hai bảng dưới đây mô tả đặc điểm của các công nghệ chuyển đổi khác nhau.

*Bảng 27: Hiệu suất của các công nghệ chuyển đổi năng lượng
(Tài liệu tham khảo 9 và Tài liệu tham khảo 10)*

Công nghệ	Hiệu suất (kWh/tấn chất thải)
Khí rác thải	41 – 84
Đốt (Lò thiêu)	470 – 930
Nhiệt phân	450 – 530
Khí hóa	400 – 650

Bảng 28: Phân chia bãi rác dự kiến (Tài liệu tham khảo 11 và Tài liệu tham khảo 12)

Công nghệ	Phân chia bãi rác (% trọng lượng)
Khí rác thải	0
Đốt (Lò thiêu)	75*
Nhiệt phân	72 – 95
Khí hóa	94 – 100

* 90% theo thể tích

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy điện đốt rác Nam Sơn (Hà Nội)

Nhà máy điện đốt rác Nam Sơn được đặt tại huyện Sóc Sơn, Hà Nội với công suất phát 1,93 MW. Nhà máy bắt đầu hoạt động vào tháng 4/2017. Nhà máy sử dụng công nghệ đốt trực tiếp, đốt chất thải để sản xuất điện với công suất 75 tấn chất thải/ngày. Công suất phát điện thuần của nhà máy là 1,2 MW. Chi phí đầu tư là 29,2 triệu USD, tương đương với suất đầu tư 15,1 triệu USD/MW.

Nhà máy điện đốt rác Cần Thơ (TP. Cần Thơ)

Nhà máy điện đốt rác Cần Thơ nằm tại xã Trường Xuân, huyện Thới Lai, TP. Cần Thơ đã vận hành từ tháng 12/2018, có công suất xử lý rác 400 tấn/ngày và công suất phát điện 7,5 MW. Dự án có tổng mức đầu tư trên 1000 tỷ đồng, tương đương 6,08 triệu USD₂₀₁₉/MW.

Nhà máy điện rác Sóc Sơn – Nhà máy đốt rác phát điện Sóc Sơn (TP. Hà Nội)

Nhà máy điện rác Sóc Sơn tại Khu xử lý chất thải Nam Sơn, huyện Sóc Sơn, Hà Nội, dự kiến vận hành từ năm 2021, có công suất xử lý 4.000 tấn rác/ngày và công suất phát điện 75 MW. Nhà máy có tổng mức đầu tư khoảng 7.000 tỷ đồng, tương đương khoảng 4,12 triệu USD₂₀₁₉/MW. Dự án khởi công tháng 8/2019 và đạt vận hành toàn bộ với công suất 90 MW vào năm 2025. Nhà máy có khả năng xử lý 5.000 tấn rác/ngày. Đây là nhà máy điện rác lớn nhất Việt Nam, lớn thứ hai thế giới và lớn nhất Đông Nam Á.

Nhà máy áp dụng công nghệ xử lý rác tiên tiến, hiện đại (công nghệ lò ghi cơ học – Waterleau, Bỉ), đáp ứng các tiêu chuẩn môi trường nghiêm ngặt nhất theo quy định của châu Âu và Việt Nam. Việc vận hành nhà máy được kỳ vọng sẽ giải quyết căn bản vấn đề chất thải rắn sinh hoạt, chuyển rác thành năng lượng sạch và giảm phụ thuộc vào chôn lấp. Tổng mức đầu tư của dự án khoảng 320 triệu USD, tương đương chi phí đầu tư khoảng 3,6 triệu USD/MW.

Nhà máy điện rác Seraphin (TP. Hà Nội)

Nhà máy điện rác Seraphin khởi công tháng 3/2022 tại Khu xử lý chất thải rắn Xuân Sơn, thị xã Sơn Tây, Hà Nội. Tháng 9/2025, nhà máy bắt đầu vận hành, với công suất xử lý 2.250 tấn rác/ngày và công suất phát điện 37 MW, đủ cung cấp điện cho hàng chục nghìn hộ dân. Tổng mức đầu tư của dự án khoảng 198 triệu USD, tương đương chi phí đầu tư khoảng 5,35 triệu USD/MW.

Nhà máy điện khí bãi rác Gò Cát (TP. Hồ Chí Minh)

Nhà máy điện ở bãi chôn lấp rác Gò Cát có tổng công suất 2,4 MW (3 tổ máy). Nhà máy này được Chính phủ Hà Lan tài trợ, bắt đầu xây dựng từ năm 2001 và phát điện lên lưới vào năm 2005. Năm 2017, nhà máy thứ hai với công suất 7 MW được bổ sung cho Gò Cát.

Việc xây dựng nhà máy điện đốt rác thải tại Việt Nam phải đối mặt với nhiều thách thức:

- Chưa có kế hoạch phát triển cho lĩnh vực rác thải rắn tại địa phương.
- Không có hướng dẫn và quy định cụ thể về phân loại rác thải rắn tại nguồn.
- Hầu hết công nghệ nhập khẩu không phù hợp, các thiết bị và công nghệ trong nước không đầy đủ và thiếu đồng bộ.
- Thiếu hoạt động quản lý và hoạt động phân loại chất thải rắn tại nguồn.

Ước tính số liệu

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] - Nhà máy điện đốt trực tiếp - Rác thải rắn đô thị						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2026		27,7	27,7		27,7	27,7
Cấm nang công nghệ - Colombia 2025		5,52	5,45			5,23
Cấm nang công nghệ - Indonesia 2024		6,31	5,83			5,22
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2023	7,09		6,58			5,82

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] - Nhà máy điện đốt khí bãi rác - Rác thải rắn đô thị						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2026		3,24	3,2		3,14	3,08
Cấm nang công nghệ - Indonesia 2024		3,06	3,06			3,06
Cấm nang công nghệ - Việt Nam 2023	3,29		3,29			3,29

Bảng 29: Dữ liệu từ các dự án trong nước (Tài liệu tham khảo 14)

Thông số	NMĐ rác Cần Thơ (Cần Thơ)	NMĐ đốt rác Củ Chi (TP. Hồ Chí Minh)	NMĐ đốt rác Trạm Thảo (Phú Thọ)	NMĐ đốt rác Hậu Giang (Hậu Giang)	NMĐ đốt rác Sóc Sơn (Hà Nội)	Cấm nang công nghệ 2019 (triệu USD2019/MW)	Cấm nang công nghệ 2021 (triệu USD2019/MW)
Công suất xử lý rác (tấn/ngày)	400	2000	1000	600	4000		
Công suất phát điện (MW)	7,5	30	18	12	75		
Chi phí đầu tư (triệu USD2019/MW)	6,08	4,67	5,05	4,54	4,12	9,1	5,6

Tài liệu tham khảo

- [1] Glover and Mattingly, “Xem xét lại chất thải rắn đô thị như một nguồn năng lượng tái tạo”, *Tóm tắt văn đề*, Viện Nghiên cứu Năng lượng và Môi trường (ESSI), Washington, Hoa Kỳ, 2009.
- [2] Reinhart, Ước tính hàm lượng năng lượng của rác thải rắn đô thị, Trường Đại học trung tâm Florida, Hoa Kỳ, 2004.
- [3] Viva Media Baru. <http://www.viva.co.id>. Truy cập ngày 1/8/2017.
- [4] Rawlins và cộng sự, *Biến đổi rác thải thành năng lượng ở Indonesia*, The Carbon Trust, Luân-đôn, Vương quốc Anh, 2014.
- [5] Dịch vụ loại bỏ rác thải tiên tiến. <http://www.advanceddisposal.com>. Truy cập ngày 1/8/2017.
- [6] Morton, “Kinh nghiệm của Ngân hàng Thế giới về khí rác thải và triển vọng cho Indonesia”, *USEPA LMOP Conference*, Baltimore, Hoa Kỳ, 2005.

- [7] Kardono và cộng sự, “Khí rác thải cho năng lượng: Hiện trạng và triển vọng tại Indonesia”, *Báo cáo hội nghị chuyên đề khoa học quốc tế EcoTopia 2007*, ISETS07, 2007.
- [8] <http://adriarani.blogspot.co.id/2011/12/bukan-tpa-bantar-gebang.html>. Truy cập ngày 12/8/2017.
- [9] Công ty Alternative Resources, “Đánh giá công nghệ chuyển đổi để quản lý rác thải rắn đô thị”, 2008.
- [10] Bộ Môi trường, Thực phẩm và các vấn đề nông thôn, “Đánh giá những ảnh hưởng môi trường và sức khỏe của quản lý chất thải: Chất thải rắn đô thị và các chất thải tương tự”, 2004.
- [11] Công ty Alternative Resources, “Đánh giá công nghệ chuyển đổi để quản lý rác thải rắn đô thị”, 2008.
- [12] Cơ quan Kiểm soát Tài chính công Texas, “Báo cáo Năng lượng 2008: Chương 18: Đốt chất thải rắn đô thị”, 2008.
- [13] PT Godang Tua Jaya, Jakarta, Indonesia 2017.
- [14] Số liệu thu thập từ các nhà máy và website dự án.
- [15] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, Chất thải thành năng lượng từ chất thải rắn đô thị, 2019.
- [16] DEA, Dữ liệu công nghệ cho ngành điện Indonesia, 2021.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, tỷ giá năm 2025.

Nhà máy điện đốt trực tiếp - Rác thải rắn đô thị											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	22	22	22	23						
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	22	22	22	23						
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	29	30	30	31	28	32	30	33		1
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	28	29	29	29	26	30	28	31		1
Ngừng máy cường bức	%	1	1	1	1						1
Ngừng máy theo kế hoạch	%	6	6	6	6						1
Tỉ lệ tự dừng	%										1
Vòng đời kỹ thuật	năm	25	25	25	25						1
Thời gian xây dựng	năm	2,5	2,5	2,5	2,5						1
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	1,5	1,5	1,5	1,5						
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%										
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%										
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	10	10	10	10	7,5	12,5	7,5	12,5		1
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	20	20	20	20	15,0	25,0	15,0	25,0		1
Thời gian khởi động ấm	Giờ	50	50	50	50	0,4	0,6	0,4	0,6		1
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	200	200	200	200	1,5	2,5	1,5	2,5		1
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ										
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ										
Môi trường											
PM 2.5	g/GJ_i										
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%										
NO _x	g/GJ_i										
CH ₄	g/GJ_i										
N ₂ O	g/GJ_i										
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	6,97	6,47	6,10	5,73	5,23	9,41	4,30	7,16	A	1
- Tỉ lệ thiết bị	%	60	60	60	60	45	75	45	75		1
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	40	40	40	40	30	50	30	50		1
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	4,18	4,14	4,06	3,98	3,14	5,65	2,98	4,97	A	1
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	2,79	2,76	2,71	2,65	2,09	3,76	1,99	3,32	A	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/	315479	312337	306146	300078	236609	425896	225058	375097	A	1

Nhà máy điện đốt trực tiếp - Rác thải rắn đô thị											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
	năm										
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	31,25	30,94	30,32	29,72	23,44	42,19	22,29	37,15	A	1
Đầu tư danh định	USD/MWe/lần										
Số liệu riêng của công nghệ											
Công suất xử lý chất thải	Tấn/h	27,7	27,7	27,7	27,7						
Nhiệt trị	GJ/tấn										
Chi phí đầu tư	\$/tấn										
Tiêu thụ nước	L/MWh	600	600	600	600	-	-	-	-	B, C	2

Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là -25% (thấp) và +35% (cao) cho năm 2025, và ±25% cho năm 2050.
B Giả định giá trị năng lượng của chất thải rắn sinh hoạt (MSW) là 10 MJ/kg và hiệu suất của nhà máy là 30%.
C Chưa bao gồm hệ thống rửa ướt khí thải. Nếu có áp dụng, mức tiêu thụ nước có thể cao hơn..

Tài liệu tham khảo

- 1 Danh mục công nghệ Đan Mạch “Cẩm nang công nghệ cho các nhà máy năng lượng, Cơ quan Năng lượng Đan Mạch 2024”, 2024.
2 MME, UPME, DEA & Emergente, “Cẩm nang công nghệ Colombia cho các công nghệ phát điện và lưu trữ năm 2025”, 2025.

Nhà máy điện đốt khí bãi rác - Rác thải rắn đô thị											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	1	1	1	1	0,5	10	0,5	10		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1	1	1	1	0,5	10	0,5	10		1
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	35	35	35	35	25	37	25	37		2
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	34	34	34	34	25	37	25	37		2
Ngừng máy cưỡng bức	%	5	5	5	5	2	15	2	15		4
Ngừng máy theo kế hoạch	%	9,6	9,6	9,6	9,6	2	15	2	15		4
Tỉ lệ tự dùng	%										
Vòng đời kỹ thuật	năm	25	25	25	25	20	30	20	30		3
Thời gian xây dựng	năm	1,5	1,5	1,5	1,5	1	3	1	3		3
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e										
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%										
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%										
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút										
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức										
Thời gian khởi động ấm	Giờ										
Thời gian khởi động lạnh	Giờ										
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ										
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ										
Môi trường											
PM 2.5	g/GJ_i										
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%										
NO _x	g/GJ_i										
CH ₄	g/GJ_i										
N ₂ O	g/GJ_i										
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	3,24	3,20	3,14	3,08	2,43	4,37	2,80	3,54		4
- Tỉ lệ thiết bị	%	70%	70%	70%	70%	64%	77	64%	81%		6
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	30%	30%	30%	30%	27%	33	27%	35%		6
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	2,27	2,24	2,20	2,16	1,54	3,36	1,47	2,96		6
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	0,97	0,96	0,94	0,92	0,66	1,44	0,63	1,27		6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	161848	160236	157060	153947	121386	218495	139952	177039		4

Nhà máy điện đốt khí bãi rác - Rác thải rắn đô thị											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0	0	0	0						
Chi phí khởi động	USD/MW e/lần										
Số liệu riêng của công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	2270	2270	2270	2270	-	-	-	-	A	1

Ghi chú:

A Giả định sử dụng tháp giải nhiệt. Đối với làm mát bằng ao, mức tiêu thụ nước thấp hơn một chút, khoảng 1.970 L/MWh..

Tài liệu tham khảo

- 1 OJK, “Sổ tay Năng lượng Sạch cho các Tổ chức Dịch vụ Tài chính”, Cơ quan Dịch vụ Tài chính Indonesia, Jakarta, Indonesia, 2014.
- 2 Renewables Academy (RENAC) AG, “Công nghệ khí sinh học và sinh khối”, Berlin, Đức, 2014.
- 3 IEA-ETSAP và IRENA, “Sinh khối cho nhiệt và điện, Tóm tắt công nghệ”, 2015.
- 4 Ea Energy Analyses và Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia – Danh mục cho phát điện và lưu trữ điện”, 2024.
- 5 MEMR, “Hướng dẫn chuyển đổi rác thải thành năng lượng”, Jakarta, Indonesia, 2015.
- 6 MME, UPME, DEA & Emergente, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho các công nghệ phát điện và lưu trữ năm 2025.

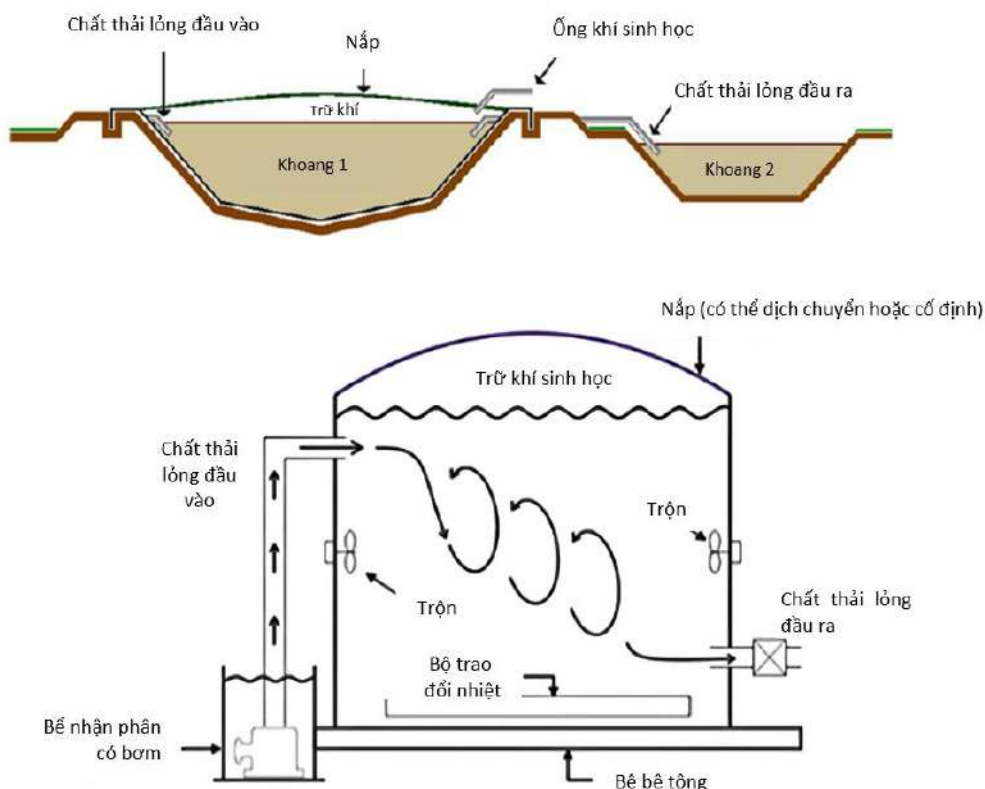
14. ĐIỆN KHÍ SINH HỌC

Mô tả công nghệ

Khí sinh học được tạo ra trong quá trình phân hủy yếm khí là một hỗn hợp nhiều chất khí. Thành phần quan trọng nhất của khí sinh học là methane. Khí sinh học có nhiệt trị trong khoảng 23,3 – 35,9 MJ/m³, phụ thuộc vào hàm lượng methane. Tỷ lệ phần trăm thể tích của methane trong khí sinh học thay đổi trong khoảng từ 50 đến 72% phụ thuộc vào loại chất nền và những chất dễ phân hủy có trong thành phần, như carbohydrate, chất béo và protein. Nếu nguyên liệu chủ yếu là carbohydrate, thì sản lượng methane thấp. Tuy nhiên, nếu hàm lượng chất béo cao thì sản lượng methane cũng cao. Để phát điện hoặc vận hành các tổ máy CHP sử dụng khí sinh học, thì nồng độ tối thiểu của methane cần đạt là từ 40 đến 45%. Thành phần chính thứ hai của khí sinh học là CO₂. Chất này chiếm khoảng 25 đến 50% thể tích của khí sinh học. Những khí khác có trong khí sinh học là hydrogen sulphide, nitrogen, hydrogen và hơi nước (Tài liệu tham khảo 1 và Tài liệu tham khảo 2).

Nguyên liệu đầu vào để sản xuất khí sinh học tại Việt Nam chủ yếu lấy từ phân gia súc và phế thải nông nghiệp bao gồm cả phế thải từ các cơ sở sản xuất nông nghiệp như chất thải lỏng của nhà máy ép dầu cò (POME), chất thải rắn đô thị (MSW) và bãi rác chôn lấp. Một số sinh khối cũng có thể biến đổi thành khí sinh học. Khí sinh học từ MSW và bãi chôn lấp được trình bày trong Chương 12.

Phân hủy yếm khí là một quá trình vi sinh học phức tạp trong môi trường thiếu ô xy được sử dụng để biến đổi thành phần hữu cơ của chất nền thành khí sinh học. Các loại vi khuẩn có khả năng tạo ra methane không thể sống sót trong môi trường có ô xy. Quá trình vi sinh của phân hủy yếm khí rất nhạy cảm với những thay đổi về điều kiện môi trường như nhiệt độ, độ axit, mức độ dinh dưỡng, vv. Dải nhiệt độ đem lại hiệu quả chi phí cao hơn đối với vận hành các nhà máy điện sử dụng khí sinh học là 35 – 38°C (phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt trung bình) hoặc 55 – 58°C (phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt). Mức nhiệt độ phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt trung bình cho phép thời gian lưu nước (HRT) trong khoảng 25 – 35 ngày còn mức phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt là 15 – 25 ngày (Tài liệu tham khảo 2). Thời gian lưu nước là khoảng thời gian trung bình một hợp chất hòa tan còn lưu lại trong lò phản ứng sinh học.



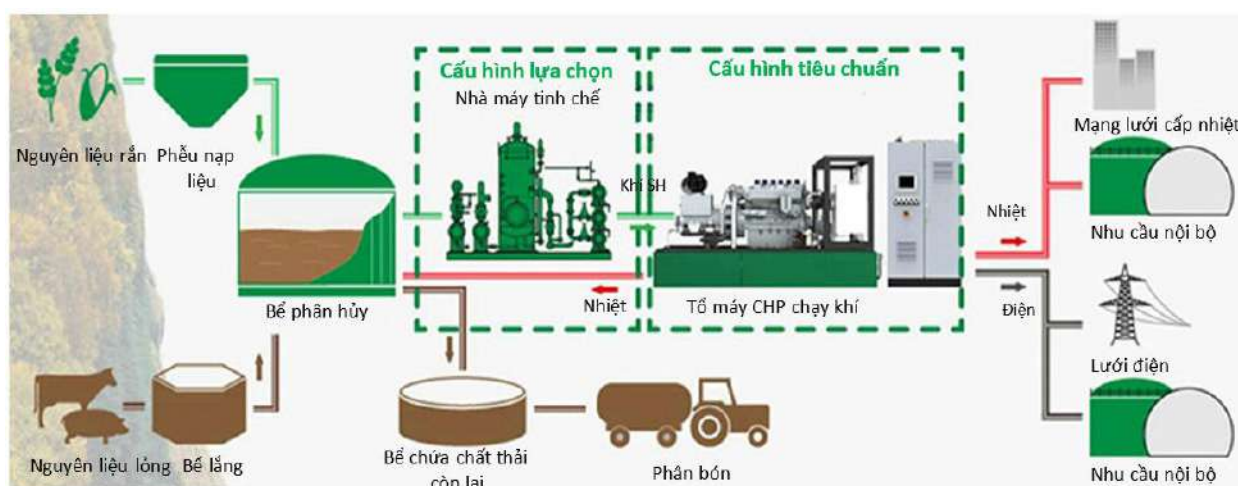
Hình 92: Hồ chứa được phủ kín và nhà máy khí sinh học CSTR [3]

Có những loại hệ thống khí sinh học khác nhau với quy mô khác nhau: Các hầm khí sinh học hộ gia đình, các hệ thống hồ sinh học được phủ kín và các bể phản ứng khuấy liên tục (CSTR) hoặc các nhà máy khí sinh học công nghiệp. Hai hệ thống được đề cập sau được áp dụng rộng rãi trên thế giới để sản xuất nhiệt và/hoặc điện (CHP) ở quy mô thương mại phục vụ nhu cầu sử dụng của nhà máy và bán cho các khách hàng.

Các hệ thống hồ chứa phủ kín được áp dụng trong trường hợp nguyên liệu đầu vào sản xuất khí sinh học chủ yếu là chất thải lỏng như POME. POME được lưu giữ trong một hồ nước được che phủ bằng màng kín khí để giữ khí sinh học trong quá trình biến đổi sinh học yếm khí. Trong các hệ thống bể phản ứng khuấy liên tục (CSTR), chất thải lỏng được trữ trong các bể để thu khí sinh học trong quá trình biến đổi sinh học yếm khí. Nhìn chung, loại công nghệ này được trang bị những bộ khuấy trong bể để khuấy liên tục nguyên liệu có hàm lượng chất rắn cao ($\geq 12\%$).

Sản phẩm khí sinh học đầu ra phụ thuộc vào số lượng và chất lượng của chất thải hữu cơ được cung cấp ban đầu. Đối với phân, sản lượng khí thường đạt 14 – 14,5 m³ methane/tấn còn đối với chất thải công nghiệp sản lượng khí là 30 – 130 m³ methane/tấn (Tài liệu tham khảo 4). Cần có bể phụ để chứa khí sinh học khi không tiêu thụ khí liên tục. Bể chứa khí sinh học sẽ hữu dụng để điều tiết khi nhu cầu khí cao hơn hoặc thấp hơn sản lượng khí.

Khí sinh học từ bể phân hủy sinh học được vận chuyển đến hệ thống làm sạch khí để khử lưu huỳnh và hơi ẩm trước khi vào động cơ khí để sản xuất điện. Lượng nhiệt thừa từ phát điện trong các động cơ đốt trong có thể sử dụng để sưởi ấm, đun nước, cấp hơi xử lý cho các phụ tải hơi công nghiệp, sấy sản phẩm hoặc hầu như tất cả các nhu cầu năng lượng nhiệt khác. Hiệu suất của nhà máy điện khí sinh học là khoảng 35% nếu chỉ sử dụng khí sinh học cho phát điện. Hiệu suất có thể lên đến 80% nếu nhà máy được vận hành kết hợp sản xuất điện và nhiệt (CHP).



Hình 93: Sơ đồ vận hành hệ thống CHP khí sinh học (Tài liệu tham khảo 5)

Đầu vào

Chất thải hữu cơ có khả năng phân hủy sinh học không có các thành phần gây độc hại môi trường như phân gia súc, chất thải hữu cơ dạng rắn hoặc lỏng từ công nghiệp. Bùn từ các nhà máy xử lý nước thải và một phần chất thải từ các hộ gia đình cũng có thể sử dụng.

Đầu ra

Điện và nhiệt.

Số liệu được trình bày trong trang công nghệ này với giả định khí sinh học được sử dụng làm nhiên liệu trong động cơ để sản xuất điện và nhiệt hoặc để bán cho bên thứ ba. Tuy nhiên, khí này cũng có thể được bơm vào mạng lưới khí tự nhiên hoặc sử dụng làm nhiên liệu cho xe cộ. Sinh khối đã phân hủy có thể sử dụng làm phân bón cho trồng cây.

Công suất điển hình

Trung bình: 10 – 50 MW.

Nhỏ: 1 – 10 MW.

Khả năng tăng giảm công suất

Giống như các nhà máy điện chạy khí, nhà máy điện chạy khí sinh học có thể điều chỉnh công suất tăng hoặc giảm. Tuy nhiên, có sự giới hạn sinh học về tốc độ thay đổi sản lượng khí sinh học. Điều này không áp dụng đối với các nhà máy có bể chứa khí sinh học. Bể chứa khí sinh học sẽ hữu dụng để điều tiết khi nhu cầu khí cao hơn hoặc thấp hơn sản lượng khí.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm

- Chi phí giảm phát thải CO₂ là khá thấp, vì phát thải methane, phần lớn từ phân đã được giảm thiểu.
- Tiết kiệm chi phí trong xử lý và trữ phân; với điều kiện có bao gồm tách phân và những yếu tố bên ngoài được quy thành tiền.
- Các chất dinh dưỡng quan trọng về môi trường, chủ yếu là nitrogen và phosphorus, có thể phân bổ lại từ đất trồng trọt chăn nuôi quá tải sang các khu vực khác.
- Giá trị của phân bón từ sinh khối đã phân hủy tốt hơn so với phân tươi. Giá trị của phân bón cũng được nắm rõ hơn, và do đó việc phân bổ đúng số lượng phân bón cho đất trồng trở nên dễ dàng hơn.
- So với các hình thức khác về xử lý chất thải, phân hủy khí sinh học đối với sinh khối rắn có ưu điểm về tái tạo các chất dinh dưỡng cho đất trồng – theo một phương thức hợp lý về mặt kinh tế và môi trường.

Nhược điểm

- Có thể gây mùi khi nhà máy ở gần khu vực dân cư.
- Rò rỉ khí methane từ động cơ khí sinh học có thể làm tăng phát thải.

Tiêu thụ nước

Sản xuất năng lượng sinh học là lĩnh vực tiêu tốn nhiều nước, và mức tiêu thụ nước thay đổi đáng kể giữa các phương thức phát điện từ sinh khối khác nhau. Để biết thêm thông tin chi tiết, vui lòng tham khảo mục “Tiêu thụ nước” trong Chương Sinh khối.

Môi trường

Khí sinh học là nhiên liệu trung tính về phát thải CO₂. Nếu không có sự lên men khí sinh học thì một lượng lớn khí nhà kính là methane sẽ phát thải ra bầu khí quyển. Đối với các nhà máy khí sinh học ở Đan Mạch, chi phí giảm phát thải CO₂ được xác định ở mức khoảng 5 Euro/tấn CO₂-tương đương (Tài liệu tham khảo 6).

Nghiên cứu và phát triển

Công ty Kỹ thuật Makel Engineering, Inc. (MEI), Công ty Điện lực Thành phố Sacramento (Sacramento Municipal Utility District), và Trường đại học California, Berkeley đã phát triển một máy phát điện – động cơ nén cháy đồng nhất (HCCI) (cụm phát điện) sản xuất điện hiệu quả từ khí sinh học. Thiết kế của bộ máy phát điện – động cơ HCCI, hay “cụm phát điện”, dựa trên sự kết hợp các khái niệm về động cơ đánh lửa và động cơ nén cháy cho phép sử dụng các nhiên liệu có hàm lượng năng lượng rất thấp (như khí sinh học từ các bể phân hủy) để đạt được hiệu suất nhiệt cao trong khi phát thải ở mức thấp. Triển khai trình diễn tại một nhà máy sữa ở miền Nam Sacramento, California cho thấy hệ thống chuyển đổi năng lượng có phát thải thấp và chi phí thấp này có thể sản xuất đến 100 kW điện mà vẫn duy trì được mức phát thải đáp ứng các quy định ngặt nghèo của Ban Các nguồn tài nguyên khí California (ARB) (Tài liệu tham khảo 9). Loại động cơ này vẫn đang trong quá trình phát triển.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy điện khí sinh học lớn nhất trên thế giới được đặt tại Phần Lan. Nhà máy này có công suất đặt 140

MW. Sử dụng nhiên liệu chủ yếu từ gỗ phế liệu của ngành lâm nghiệp quy mô lớn của Phần Lan, nhà máy này dự kiến giảm được 230.000 tấn phát thải CO₂/năm trong khi cung cấp cả điện và nhiệt cho khoảng 61.000 cư dân của Vaasa. (Tài liệu tham khảo 11)

Tại Việt Nam, việc sử dụng khí sinh học trên quy mô lớn để sản xuất điện còn gặp nhiều khó khăn. Do chi phí đầu tư cao nên sự phát triển các nhà máy điện khí sinh học tại Việt Nam còn hạn chế.

Ước tính số liệu

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

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Điện khí sinh học						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cắm nang công nghệ - Việt Nam 2026		3,6	3,6		3,5	3,4
Cắm nang công nghệ - Colombia 2025		4,47	4,32			4,06
Cắm nang công nghệ - Indonesia 2024		2,59	2,20			1,94
Cắm nang công nghệ - Việt Nam 2023	3,67		3,42			2,91

Tài liệu tham khảo

- [1] Jorgensen, *Khí sinh học – năng lượng xanh*, Khoa Khoa học Nông nghiệp, Trường Đại học Aarhus, xuất bản lần 2, Đan Mạch, 2009.
- [2] RENAC. *Công nghệ khí sinh học và sinh khối*, Công ty Renewables Academy (RENAC) AG, Berlin, Đức.
- [3] IIEE, “Hướng dẫn sử dụng cho ngành năng lượng sinh học”, *Indonesia 2050 Pathway Calculator*, Jakarta, Indonesia, 2015.
- [4] DEA, *Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng*, Cục Năng lượng Đan Mạch, Copenhagen, Đan Mạch, 2015.
- [5] Ettes Power Machinery, <http://www.ettespower.com/Methane-Gas-Generator.html>, Truy cập ngày 10/8/2017.
- [6] Bộ Môi trường Đan Mạch, *Chiến lược Khí hậu của Đan Mạch*, Đan Mạch, 2003.
- [7] Walker, “Động cơ Stirling”, *Clarendon Press*, Oxford, Luân Đôn, Anh, 1980.
- [8] Cleanenergy, *Hệ thống CHP Stirling: Động lực tương lai của điện khí sinh học*, Cleanenergy AB, Thụy Điển, 2014.
- [9] Makel Engineering, “Hệ thống phát điện HCCI sử dụng nhiên liệu khí sinh học cho nguồn điện phân tán”, *Ban Nghiên cứu và phát triển, Báo cáo cuối cùng của Dự án*, California, Hoa Kỳ, 2014.
- [10] PT REA Kaltim Plantations, <http://reakaltim.blogspot.co.id>, Truy cập ngày 10/8/2017.
- [11] Tuần lễ công nghiệp. <http://www.industryweek.com/energy/worlds-largest-biogas-plant-inaugurated-finland>, Truy cập ngày 1/8/2017.
- [12] IRENA, *Chi phí phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo năm 2017*, Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, Abu Dhabi, 2018.
- [13] DIW Berlin, *Chi phí phát điện hiện tại và tương lai cho đến năm 2050*, 2013.
- [14] DEA, *Dữ liệu công nghệ ngành điện Indonesia*, 2021.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025.

Nhà máy điện đốt khí sinh học											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	1	1	1	1						3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	1	1	1	1						3
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	35	35	35	35						4
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	34	34	34	34						4
Ngừng máy cường bức	%	5	5	5	5						1
Ngừng máy theo kế hoạch	%	9,6	9,6	9,6	9,6						1
Tỉ lệ tự dùng	%										
Vòng đời kỹ thuật	năm	25	25	25	25						7
Thời gian xây dựng	năm	1,5	1,5	1,5	1,5						7
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	70	70	70	70						12
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%										
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%										
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	20	20	20	20	10	30	10	30		11, 13
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	40	30	23	15	30	50	10	20		10, 13
Thời gian khởi động ấm	Giờ										
Thời gian khởi động lạnh	Giờ										
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ										
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ										
Môi trường											
PM 2.5	g/GJ_i										
SO2 (độ khử lưu huỳnh)	%										
NOx	g/GJ_i										
CH4	g/GJ_i		0	0	0			0	0		
N2O	g/GJ_i		0	0	0			0	0		
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	3,6	3,6	3,5	3,4	2,71	4,87	2,58	4,30	A	3, 5, 8, 9
- Tỉ lệ thiết bị	%	65	65	65	65	50	85	50	85		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	35	35	35	35	15	50	15	50		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	2,35	2,31	2,26	2,24	1,35	4,14	1,29	3,66		

Nhà máy điện đốt khí sinh học											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW _e	1,26	1,25	1,22	1,20	0,41	2,44	0,39	2,15		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW _e /năm	125494	123699	120900	119625	94121	169417	89718	149531	A	5, 7, 9
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0,12	0,12	0,12	0,12	0,09	0,17	0,09	0,15	A	6, 9
Chi phí khởi động	USD/MW _e /lần										
Số liệu riêng của công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	2100	2100	2100	2100	-	-	-	-	B	14, 15

Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là -25% (thấp) và +35% (cao) cho năm 2025, và ±25% cho năm 2050.
B Giá định sử dụng tháp giải nhiệt.

Tài liệu tham khảo

- 1 Ea Energy Analyses và Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia – Danh mục cho phát điện và lưu trữ điện”, 2024
- 2 Trung tâm Năng lượng ASEAN, Chi phí điện quy dẫn (LCOE) của một số công nghệ năng lượng tái tạo được lựa chọn tại các quốc gia thành viên ASEAN, 2016.
- 3 Winrock, “Sổ tay hướng dẫn chuyển đổi POME thành khí sinh học, phát triển dự án tại Indonesia”, USAID – Winrock International, 2015.
- 4 RENAC, “Công nghệ khí sinh học và sinh khối”, Renewables Academy (RENAC), 2014.
- 5 IFC và BMF, “Chuyển đổi sinh khối thành năng lượng – Hướng dẫn cho nhà phát triển và nhà đầu tư”, 2017.
- 6 OJK, “Sổ tay Năng lượng Xanh cho các Tổ chức Dịch vụ Tài chính”, Cơ quan Dịch vụ Tài chính Indonesia, 2014.
- 7 IEA-ETSAP và IRENA, “Sinh khối cho nhiệt và điện, Tóm tắt công nghệ”, 2015.
- 8 PKPPIM, “Phân tích chi phí và lợi ích của việc tài trợ đầu tư chuyển đổi chất thải thành năng lượng thông qua tín dụng chương trình”, Trung tâm Biến đổi Khí hậu và Chính sách Đa phương – Bộ Tài chính Indonesia, 2014.
- 9 Cách tiếp cận đường cong học tập trong việc xây dựng các tham số tài chính.
- 10 Vuorinen, A, “Quy hoạch hệ thống điện tối ưu”, 2008.
- 11 Viện Nghiên cứu Kinh tế Đức, “Về chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong thị trường có tỷ trọng ngày càng tăng của các nguồn năng lượng tái tạo biến động”, 2016.
- 12 Chazaro Gerbang Internasional, “Sử dụng khí sinh học tạo ra từ xử lý kỵ khí nước thải nhà máy dầu cọ (POME) như nguồn năng lượng nội sinh cho cung cấp năng lượng và điện khí hóa nông thôn – Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi”, 2004.
- 13 Bộ Mỏ và Năng lượng Colombia (MME), UPME, Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (DEA) & Emergente, “Cẩm nang công nghệ Colombia về các công nghệ phát điện và lưu trữ năng lượng năm 2025”, 2025.
- 14 Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (NREL), 2011 – Tổng quan về các hệ số tiêu thụ nước và lượng nước khai thác trong quá trình vận hành của các công nghệ phát điện
- 15 Viện Tài nguyên Thế giới (World Resources Institute), 2020 – Hướng dẫn tính toán lượng nước sử dụng hàm chứa trong điện năng mua vào

15. NHÀ MÁY ĐIỆN ĐỘNG CƠ ĐỐT TRONG

Mô tả công nghệ

Nhà máy điện động cơ đốt trong (Internal Combustion Engine - ICE) là một công nghệ đã được ứng dụng trong xe ô tô, xe tải, thiết bị xây dựng, động cơ đẩy thuyền, và các ứng dụng nguồn điện dự phòng.

Đặc điểm cơ bản của một nhà máy điện sử dụng động cơ đốt trong là động cơ đốt trong (động cơ nén cháy) gắn trực tiếp với một máy phát điện. Động cơ đốt trong có thể sử dụng một dải rộng nhiên liệu từ dầu tới khí. Loại nhiên liệu thường được sử dụng nhất cho mục đích phát điện là các loại nhiên liệu lỏng như dầu thô, dầu sinh học, HFO, đặc biệt là dầu LFO hay diesel (phổ biến với tên gọi động cơ diesel). Tuy nhiên, trong những năm gần đây, nhiên liệu khí như khí tự nhiên/LNG, LPG, khí metan tổng hợp hay khí sinh học đã trở thành loại nhiên liệu được sử dụng rộng rãi trong các động cơ đốt trong.

Trong động cơ diesel, nhiên liệu được bơm từ bình chứa và nạp vào một bình nhỏ để đáp ứng nhu cầu cấp nhiên liệu hàng ngày của động cơ. Các nhà máy điện diesel có thể sử dụng các sản phẩm dầu khác nhau, bao gồm dầu nặng (hoặc “dầu cặn nhiên liệu”) và dầu thô. Dầu nặng rẻ hơn so với dầu diesel, nhưng khó xử lý hơn. Nhiên liệu này có độ nhớt cao, khối lượng gần giống nhựa đường và cần điều chỉnh nhiệt độ (bộ tách ly tâm và bộ lọc), gia nhiệt trước khi bơm vào động cơ.

Trong động cơ đốt trong, sự giãn nở của khí nóng làm đẩy piston trong xi lanh, chuyển từ chuyển động tuyến tính của piston sang chuyển động quay của trục khuỷu để tạo ra điện năng. Mỗi chuyển động của piston trong xi lanh được gọi là một kỳ. Sản xuất điện bằng động cơ đốt trong chủ yếu sử dụng các động cơ 4 kỳ (kỳ nạp, kỳ nén, kỳ nổ và kỳ xả).

Nhiệt độ trong động cơ rất cao (1500-2000°C) và do đó cần có hệ thống làm mát (tuần hoàn khép kín). Nước được tuần hoàn bên trong lớp vỏ bọc động cơ và được làm mát trong một hệ thống làm mát đặt bên ngoài. Nhiệt thải từ động cơ và từ khối thải cũng có thể được thu hồi để sản xuất nước nóng, hơi nước, nước làm mát hoặc kết hợp các loại sản phẩm phụ này trong các ứng dụng công nghiệp như đồng phát (Combined Heat and Power – CHP), điện & làm mát (District Cooling and Power – DCAP) hoặc tam phát (trigeneration). Giải pháp chu trình hỗn hợp kết hợp với tua bin hơi nước cũng có thể được sử dụng để tăng công suất phát và hiệu suất của nhà máy điện.

Cũng có thể sử dụng nhiệt từ khí thải của động cơ trong chu trình hỗn hợp với máy phát điện tua bin hơi nước. Điều này chỉ được xem là phù hợp với các nhà máy điện công suất lớn (từ 50 MWe trở lên) có hệ số công suất cao.

Do giá nhiên liệu tương đối cao nên các nhà máy điện động cơ đốt trong dùng nhiên liệu lỏng như diesel được sử dụng chủ yếu nhà máy điện biệt lập không có khả năng tiếp cận nhiên liệu khí tự nhiên hoặc sử dụng khí là nhiên liệu chính và nhiên liệu lỏng là nhiên liệu dự phòng (loại đa nhiên liệu). Đối với các động cơ đốt trong pít-tông dùng khí, chi phí nhiên liệu thường thấp hơn (với điều kiện gần nguồn khí) và do đó loại động cơ này cạnh tranh hơn các công nghệ khác. Trong các hệ thống điện quy mô nhỏ, nguồn điện diesel cũng được sử dụng kết hợp (dự phòng) với các công nghệ năng lượng tái tạo. Một số nhà cung cấp giới thiệu các dự án kết hợp có công suất từ 10 đến 300 MW, kết hợp điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối, chất thải, khí và/hoặc diesel.

Trong một quá trình nhiệt động học lý tưởng, một động cơ đốt trong có thể đạt được hiệu suất hơn 50%. Trong điều kiện thực tế, hiệu suất thực của nhà máy là 45-46%. Đối với các nhà máy điện chu trình hỗn hợp hiệu suất đạt 50%.

Động cơ đốt trong sử dụng trong phát điện có hai loại cơ bản là động cơ đốt trong dạng pít-tông (Reciprocating Internal Combustion Engine, viết tắt là RICE) và tua bin khí động học hay còn gọi là tua bin khí hàng không (Aero GT). Theo Thông tư số 54/2025/TT-BCT, nhà máy nhiệt điện động cơ đốt trong pít-tông RICE cùng với tua bin khí động học Aero GT được định nghĩa là loại hình nhà máy điện linh hoạt. Các nguồn điện này có đặc điểm khởi động nhanh, thiết kế dạng mô đun linh hoạt để phát điện nhằm cân bằng công suất, duy trì ổn định hệ thống điện

Đầu vào

Các động cơ đốt trong có thể sử dụng rất nhiều loại nhiên liệu bao gồm: dầu thô, dầu nhiên liệu nặng, dầu

diesel và nhiên liệu diesel sinh học.

Các động cơ cũng có thể được thiết kế để dùng khí tự nhiên hoặc chuyển đổi từ dầu sang vận hành bằng khí tự nhiên. Các động cơ cũng có thể được thiết kế để dùng khí tự nhiên hoặc chuyển đổi từ dầu sang vận hành bằng khí tự nhiên, khí biogas, metan tổng hợp, hoặc cả LPG.

Công suất điển hình

Từ 10 MW_e đến khoảng 500 MW_e. Nhà máy điện động cơ đốt trong quy mô lớn (>20 MW_e) thường có nhiều động cơ có công suất trong dải từ 1 đến 23 MW_e.

Khả năng tăng giảm công suất

Nhà máy điện động cơ đốt trong không có giới hạn tải tối thiểu và có thể duy trì hiệu suất cao ở chế độ non tải do thiết kế có tính chất mô đun – có thể vận hành một nhóm các động cơ ở chế độ đầy tải. Khi giảm phụ tải, từng động cơ riêng lẻ trong cụm máy phát có thể giảm công suất phát hoặc ngừng phát. Các động cơ còn đang vận hành có thể phát đầy tải, duy trì hiệu suất cao của cụm máy phát.

Các nhà máy điện động cơ đốt trong có thể khởi động và đạt đầy tải trong vòng 2-15 phút (trong điều kiện khởi động ấm). Quá trình đồng bộ hóa có thể mất 30 giây. Điều này có lợi cho cán bộ vận hành lưới điện khi sự mất cân bằng giữa cung và cầu bắt đầu xảy ra.

Các động cơ có khả năng cung cấp công suất đỉnh, công suất dự phòng, các dịch vụ phụ trợ bao gồm điều tần, dự phòng quay và dự phòng không quay, điều chỉnh điện áp và khởi động đen khi mất điện toàn hệ thống.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm

- Ảnh hưởng của điều kiện môi trường xung quanh (nhiệt độ và độ cao) lên chức năng và hiệu suất vận hành của nhà máy là nhỏ nhất
- Khởi động nhanh để đạt công suất tối đa và thời gian ngừng máy không phụ thuộc vào quy mô công suất nhà máy
- Hiệu suất cao khi chạy non tải
- Công nghệ dạng mô đun – cho phép phân lớn các bộ phận của nhà máy có thể vận hành phát điện trong thời gian bảo dưỡng
- Thời gian xây dựng ngắn, ví dụ 10 tháng.
- Công nghệ được kiểm chứng có độ tin cậy cao. Sửa chữa dễ dàng và đơn giản.

Nhược điểm

- Các động cơ đốt trong có năng lượng thấp hơn để sản xuất hơi nước có áp suất cao (như tua bin). Khoảng 50% nhiệt thải ra có nhiệt độ thấp.
- Đối với các động cơ đốt dầu/diesel:
 - Nhiên liệu đắt (đối với động cơ đốt dầu).
 - Chi phí đầu tư và vận hành cao, đặc biệt với các động cơ quy mô lớn.
 - Ảnh hưởng môi trường cao do phát thải CO₂, NO_x và SO₂. Tiếng ồn lớn
- Đối với các động cơ đốt khí:
 - Cần phát triển hạ tầng cơ sở để nhập khẩu nhiên liệu (LNG) cho các nhà máy điện quy mô trung bình.
 - Động cơ quy mô trung bình và lớn cần gần nguồn cấp khí (hoặc thêm giá vận chuyển khí), dẫn tới giảm độ linh hoạt.

Tiêu thụ nước

Động cơ đốt trong sử dụng cho phát điện cần nước để làm mát, chủ yếu cho hệ thống làm mát của động cơ và các hệ thống thải nhiệt. Lượng nước sử dụng thay đổi tùy theo thiết kế động cơ, công suất, mục đích ứng dụng, cũng như cấu hình hệ thống làm mát.

Nhìn chung, các động cơ đốt trong phát điện sử dụng nước để làm mát thân máy, nắp xi lanh và các bộ phận khác, đồng thời để ngưng tụ và thải nhiệt của khí xả trong hệ thống thải nhiệt. Nước thường được tuần

hoàn qua thấp giải nhiệt hoặc bộ trao đổi nhiệt để tản nhiệt.

Dầu chân nước của các động cơ đốt trong phát điện có thể đáng kể, đặc biệt đối với động cơ công suất lớn hoặc vận hành ở tải cao. Tuy nhiên, mức tiêu thụ nước thực tế có thể dao động lớn tùy thuộc vào các yếu tố như hiệu suất động cơ, hệ số tải và hệ thống làm mát.

Môi trường

Phát thải chủ yếu phụ thuộc vào các nhiên liệu sử dụng, loại nhiên liệu và hàm lượng lưu huỳnh của nó, v.v... Các nhà máy điện động cơ đốt trong hiện đại quy mô lớn áp dụng động cơ đốt khí cháy nghèo, trong đó nhiên liệu và không khí được trộn trước khi được đưa vào xi lanh động cơ nhờ đó giảm phát thải NO_x .

Có thể giảm phát thải thông qua lựa chọn chất lượng nhiên liệu và sử dụng các công nghệ phát thải thấp hoặc công nghệ giảm phát thải (khí thải) chuyên dụng như hệ thống SCR (hệ thống khử có chọn lọc bằng chất xúc tác). Với công nghệ SCR, có thể đạt được mức NO_x là 5 ppm thể tích, khô ở 15% O_2 .

Nghiên cứu và phát triển

Các động cơ đốt trong là công nghệ đã chín muồi và được biết rất rõ – thuộc loại 4.

Thời gian khởi động ngắn, khả năng tăng/giảm công suất nhanh và cung cấp các dịch vụ lưới điện khác là những yếu tố ngày càng quan trọng hơn khi có nhiều nguồn điện có sản lượng không ổn định cấp điện lên lưới. Các động cơ đốt trong có tiềm năng cung cấp các dịch vụ như vậy và những nỗ lực nghiên cứu và phát triển hướng tới mục đích này.

Các động cơ đốt trong cũng có thể chạy bằng khí tự nhiên và lợi thế về khả năng khởi động nhanh và điều chỉnh công suất nhanh so với tua bin khí đã làm cho chúng trở nên hấp dẫn khi được sử dụng làm nguồn dự phòng cho những công nghệ năng lượng tái tạo phát điện gián đoạn. Điều này có thể mở đường cho việc khai thác rộng hơn các động cơ này trong các thị trường điện tương lai.

Ví dụ về những dự án hiện có

Dự án Nhà máy điện linh hoạt Ninh Bình được quy hoạch nhằm thay thế Nhà máy Nhiệt điện Ninh Bình hiện hữu, với việc di dời nhà máy về xã Kim Đông để giải quyết ô nhiễm môi trường và phục vụ tái phát triển đô thị. Dự án có tổng công suất quy hoạch 1.500 MW, trong đó Giai đoạn I công suất 300 MW đã được chấp thuận về chủ trương đầu tư, áp dụng công nghệ động cơ đốt trong pít-tông sử dụng LNG. Với vai trò là nguồn điện linh hoạt, dự án được kỳ vọng góp phần cân bằng cung – cầu và hỗ trợ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo biến động vào hệ thống điện. Theo tiến độ, dự kiến khoảng 50% công suất sẽ được đưa vào vận hành vào cuối năm 2027 – đầu năm 2028 và vận hành toàn bộ vào năm 2029; sau đó Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình hiện hữu sẽ được dừng vận hành và di dời.

Bên cạnh dự án Ninh Bình, một số nhà máy nhiệt điện hiện hữu cũng đang nghiên cứu phương án chuyển đổi sang nguồn điện linh hoạt khi hết vòng đời kinh tế, điển hình như Nhà máy nhiệt điện Phả Lại.

Ước tính số liệu

Các nhà máy điện động cơ đốt trong là công nghệ đã chín muồi và kỳ vọng sẽ chỉ có những cải tiến từng bước nhỏ.

Theo kịch bản 2 DS và 4 DS của IEA công suất đặt toàn cầu của các nhà máy điện đốt dầu sẽ giảm trong tương lai và do đó ngay cả khi xem xét thay thế các nhà máy điện đốt dầu hiện có thì thị trường đối với các nhà máy điện diesel trong tương lai sẽ bị thu hẹp. Lấy cách tiếp cận đường cong học tập để dự báo diễn biến chi phí tương lai, thì giá thành của các nhà máy điện diesel có thể sẽ duy trì ở mức cao hơn hoặc thấp hơn xấp xỉ mức giá hiện nay.

Một dự án 37 MW được triển khai gần đây trên đảo Faeroe đã được công bố với chi phí đầu tư 0,86 triệu USD/MW_e. Các ví dụ khác bao gồm: nhà máy động cơ PLTD Pesanggaran tại Bali, Indonesia, một nhà máy động cơ đốt khí tự nhiên và dầu nhiên liệu nặng (HFO) công suất 200 MW với 12 động cơ Wärtsilä 18V50DF được vận hành chạy thử vào năm 2015 và nhà máy United Ashuganj tại Bangladesh, một nhà máy động cơ đốt khí tự nhiên công suất 195 MW với 20 động cơ Wärtsilä 20V34SG được vận hành chạy thử vào năm 2015.

Trong bảng số liệu chúng tôi xem xét một nhà máy điện sử dụng động cơ đốt trong có công suất 100 MW_e với 5 tổ máy, mỗi tổ máy có công suất 20 MW_e. Hai bảng dữ liệu được cung cấp, bao gồm một bảng cho các động cơ đốt dầu và một bảng cho các động cơ đốt khí tự nhiên.

Dưới đây, chi phí từ các Cẩm nang công nghệ và các dự án khác nhau được liệt kê trong các bảng để so sánh. Dữ liệu từ các nguồn khác nhau trong bảng dưới đây đã được điều chỉnh theo lạm phát từ năm gốc về mức USD năm 2025, nhưng chưa áp dụng yếu tố học hỏi công nghệ/tỷ lệ học hỏi.

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Động cơ đốt trong sử dụng khí tự nhiên						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		0,85	0,84		0,82	0,81
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	0,76		0,73			0,70

Chi phí đầu tư [triệu USD 2025 / MW] – Động cơ đốt trong sử dụng nhiên liệu dầu						
Nguồn	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2026		0,8	0,79		0,78	0,76
Cẩm nang công nghệ - Indonesia 2024		0,96	0,96			0,94
Cẩm nang công nghệ - Việt Nam 2023	0,76		0,73			0,70
Cẩm nang công nghệ - Ethiopia 2021	0,76		0,72			0,67

Tài liệu tham khảo

- [1] BWSC, Điện lai ghép – những giải pháp tích hợp với nguồn điện năng lượng tái tạo. Bài xem ngày 3/8/2017 tại <http://www.bwsc.com/Hybrid-power-solutions.aspx?ID=1341>, 2017.
- [2] Cục Năng lượng Đan Mạch, 2016. Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng, tháng 8/2016, https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_energy_plants_-_aug_2016_update_june_2017.pdf
- [3] Cục Năng lượng Đan Mạch, "Dữ liệu công nghệ - Sản xuất điện và cấp nhiệt khu vực ", 2020.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025. *Sự không chắc chắn* có liên quan đến các thông số cụ thể và không được đọc và suy diễn theo chiều dọc – tức là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn không có nghĩa là có giá thấp hơn và ngược lại.

Động cơ đốt trong (sử dụng nhiên liệu kép: dầu và khí tự nhiên)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	20	20	20	20	-	-	-	-		9
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	100	100	100	100	-	-	-	-		
Hiệu suất điện, thuần, danh định (nhiên liệu khí)	%	45,5	46,5	47,5	47,5	43,5	47,5	45,5	52,5		9, 10
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm (nhiên liệu khí)	%	44,5	45,5	46,5	46,5	42,5	46,5	44,5	51,5		9, 10
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	44	45	46	46	42	46	44	51		9, 10
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	43	44	45	45	41	45	43	50		9, 10
Ngừng máy cưỡng bức	%	3	3	3	3	-	-	-	-		
Ngừng máy theo kế hoạch	%	1,9	1,9	1,9	1,9	-	-	-	-		1
Tỉ lệ tự dừng	%	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		10
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	-	-	-	-		10
Thời gian xây dựng	năm	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		10
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	0,05	0,05	0,05	0,05	-	-	-	-		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	100	100	100	100	-	-	-	-		7, 8, 9
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	2	2	2	2	-	-	-	-	A	10
Thời gian khởi động ấm	Giờ	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-		7, 8, 9, 10
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	0,2	0,2	0,2	0,2	-	-	-	-		7, 8, 9
Môi trường											
PM 2.5	g/Nm3	20	20	20	20	-	-	-	-		2, 3
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	0	0	0	0	-	-	-	-		2, 3
NO _x	g/GJ_i	280	280	280	280	-	-	-	-		2, 3
CH ₄	g/GJ_i	-	-	-	-	-	-	-	-		
N ₂ O	g/GJ_i	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	0,91	0,90	0,88	0,87	0,83	1,17	0,79	1,11		5, 6, 8, 9, 10

Động cơ đốt trong (sử dụng nhiên liệu kép: dầu và khí tự nhiên)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
- Tỷ lệ thiết bị	%	65	65	65	65	-	-	-	-		
- Tỷ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	35	35	35	35	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW _e	0,59	0,58	0,57	0,56	-	-	-	-		10
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW _e	0,32	0,32	0,31	0,30	-	-	-	-		10
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW _e /năm	10.000	9.900	9.704	9.512	-	-	-	-		1, 8, 9
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	8,89	8,80	8,63	8,46	-	-	-	-		1, 8, 9, 10
Chi phí khởi động	USD/MW _e /lần	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng của công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	B	

Ghi chú

- A. Phụ tải tối thiểu của một tổ máy là 10% – tương ứng khoảng 2% cho toàn nhà máy khi gồm 5 tổ máy.
 B. Do hệ thống làm mát là vòng kín, nên lượng tiêu thụ nước là không đáng kể.

Tài liệu tham khảo

1. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng", 2016.
2. Bộ trưởng Bộ Môi trường Indonesia, Quy định 21/2008.
3. Hội đồng quốc tế về các động cơ đốt, 2008: Hướng dẫn kiểm soát phát thải diesel của NO_x, SO_x, các hạt rắn, khói và CO₂.
4. <http://www.bwsc.com/News---Press.aspx?ID=530&PID=2281&Action=1&NewsId=206>
5. BWSC một lần nữa cung cấp nhà máy điện hiệu suất cao trên quần đảo Faroe.
6. 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.
7. IRENA, Tính linh hoạt trong các nhà máy điện truyền thống, 2019.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019
8. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Dữ liệu Công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung", 2020.
9. Wartsilä, "White paper: Nhà máy điện sử dụng động cơ đốt trong", Niklas Haga, Giám đốc Marketing & Phát triển Kinh doanh Nhà máy điện, 2011.
10. Ý kiến đóng góp của các bên liên quan

Động cơ đốt trong (sử dụng khí tự nhiên)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	20	20	20	20	-	-	-	-		9
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	100	100	100	100	-	-	-	-		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	45,5	46,5	47,5	47,5	43,5	47,5	45,5	52,5		8, 9, 10
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	44,5	45,5	46,5	46,5	42,5	46,5	44,5	51,5		8, 9, 10
Ngừng máy cưỡng bức	%	3	3	3	3	-	-	-	-		
Ngừng máy theo kế hoạch	%	1,9	1,9	1,9	1,9	-	-	-	-		1
Tỉ lệ tự dừng	%	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		10
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	-	-	-	-		10
Thời gian xây dựng	năm	2	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		10
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	0,16	0,16	0,16	0,16	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	100	100	100	100	-	-	-	-		7, 8, 9
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	2	2	2	2	-	-	-	-	A	10
Thời gian khởi động ấm	Giờ	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-		7, 8, 9, 10
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-		
Môi trường											
PM 2.5	g/Nm3	7,5	7,5	7,5	7,5	-	-	-	-		2, 3, 8, 9
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	0	0	0	0	-	-	-	-		2, 3
NO _x	g/GJ_i	125	125	125	125	-	-	-	-		2, 3, 8, 9
CH ₄	g/GJ_i	-	-	-	-	-	-	-	-		
N ₂ O	g/GJ_i	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	0,85	0,84	0,82	0,81	0,78	1,20	0,74	1,14		5, 6, 8, 9, 10
- Tỉ lệ thiết bị	%	65	65	65	65	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	35	35	35	35	-	-	-	-		

Động cơ đốt trong (sử dụng khí tự nhiên)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	0,55	0,54	0,53	0,52	-	-	-	-		10
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	0,30	0,30	0,29	0,29	-	-	-	-		10
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	10.000	9.900	9.704	9.512	-	-	-	-		1, 8, 9
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	8,09	8,01	7,85	7,70	-	-	-	-		1, 8, 9, 10
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng của công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	B	

Ghi chú

- A. Phụ tải tối thiểu của một tổ máy là 10% – tương ứng khoảng 2% cho toàn nhà máy khi gồm 5 tổ máy.
 B. Do hệ thống làm mát là vòng kín, nên lượng tiêu thụ nước là không đáng kể.

Tài liệu tham khảo

1. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng", 2016.
2. Bộ trưởng Bộ Môi trường Indonesia, Quy định 21/2008.
3. Hội đồng quốc tế về các động cơ đốt: Hướng dẫn kiểm soát phát thải diesel của NO_x, SO_x, các hạt rắn, khói và CO₂, 2008.
4. <http://www.bwsc.com/News---Press.aspx?ID=530&PID=2281&Action=1&NewsId=206>
5. BWSC một lần nữa cung cấp nhà máy điện hiệu suất cao trên quần đảo Faroe.
6. 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.
7. IRENA, Tính linh hoạt trong các nhà máy điện truyền thống, 2019.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019
8. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Dữ liệu Công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung", 2020.
9. Wärtsilä, "White paper: Nhà máy điện sử dụng động cơ đốt trong", Niklas Haga, Giám đốc Marketing & Phát triển Kinh doanh Nhà máy điện, 2011.
10. Ý kiến đóng góp của các bên liên quan

Động cơ đốt trong (sử dụng dầu)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	20	20	20	20	-	-	-	-		9
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	100	100	100	100	-	-	-	-		
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	44	45	46	46	42	46	44	51		9, 10
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	43	44	45	45	41	45	43	50		9, 10
Ngừng máy cưỡng bức	%	3	3	3	3	-	-	-	-		
Ngừng máy theo kế hoạch	%	1,9	1,9	1,9	1,9	-	-	-	-		1
Tỉ lệ tự dừng	%	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		10
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	-	-	-	-		10
Thời gian xây dựng	năm	2	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-		10
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	0,05	0,05	0,05	0,05	-	-	-	-		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	100	100	100	100	-	-	-	-		7, 8, 9
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức	2	2	2	2	-	-	-	-	A	10
Thời gian khởi động ấm	Giờ	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-		7, 8, 9, 10
Thời gian khởi động lạnh	Giờ	0,2	0,2	0,2	0,2	-	-	-	-		7, 8, 9
Môi trường											
PM 2.5	g/Nm ³	20	20	20	20	-	-	-	-		2, 3
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	0	0	0	0	-	-	-	-		2, 3
NO _x	g/GJ_i	280	280	280	280	-	-	-	-		2, 3
CH ₄	g/GJ_i	-	-	-	-	-	-	-	-		
N ₂ O	g/GJ_i	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	0,80	0,79	0,78	0,76	0,73	1,13	0,70	1,07		5, 6, 7, 8, 10
- Tỉ lệ thiết bị	%	65	65	65	65	-	-	-	-		
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	35	35	35	35	-	-	-	-		
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	0,52	0,51	0,50	0,49	-	-	-	-		
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	0,28	0,28	0,27	0,27	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	10.000	9.900	9.704	9.512	-	-	-	-		1, 8, 9

Động cơ đốt trong (sử dụng dầu)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	8,09	8,01	7,85	7,70	-	-	-	-		1, 8, 9, 10
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng của công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	B	

Ghi chú

- A. Phụ tải tối thiểu của một tổ máy là 10% – tương ứng khoảng 2% cho toàn nhà máy khi gồm 5 tổ máy.
 B. Do hệ thống làm mát là vòng kín, nên lượng tiêu thụ nước là không đáng kể.

Tài liệu tham khảo

1. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng", 2016.
2. Bộ trưởng Bộ Môi trường Indonesia, Quy định 21/2008.
3. Hội đồng quốc tế về các động cơ đốt: Hướng dẫn kiểm soát phát thải diesel của NO_x, SO_x, các hạt rắn, khói và CO₂, 2008.
4. <http://www.bwsc.com/News---Press.aspx?ID=530&PID=2281&Action=1&NewsId=206>
5. BWSC một lần nữa cung cấp nhà máy điện hiệu suất cao trên quần đảo Faroe.
6. 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.
7. IRENA, Tính linh hoạt trong các nhà máy điện truyền thống, 2019.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019
8. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Dữ liệu Công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung", 2020.
9. Wärtsilä, "White paper: Nhà máy điện sử dụng động cơ đốt trong", Niklas Haga, Giám đốc Marketing & Phát triển Kinh doanh Nhà máy điện, 2011.
10. Ý kiến đóng góp của các bên liên quan

16. ĐIỆN ĐỊA NHIỆT

Mô tả công nghệ

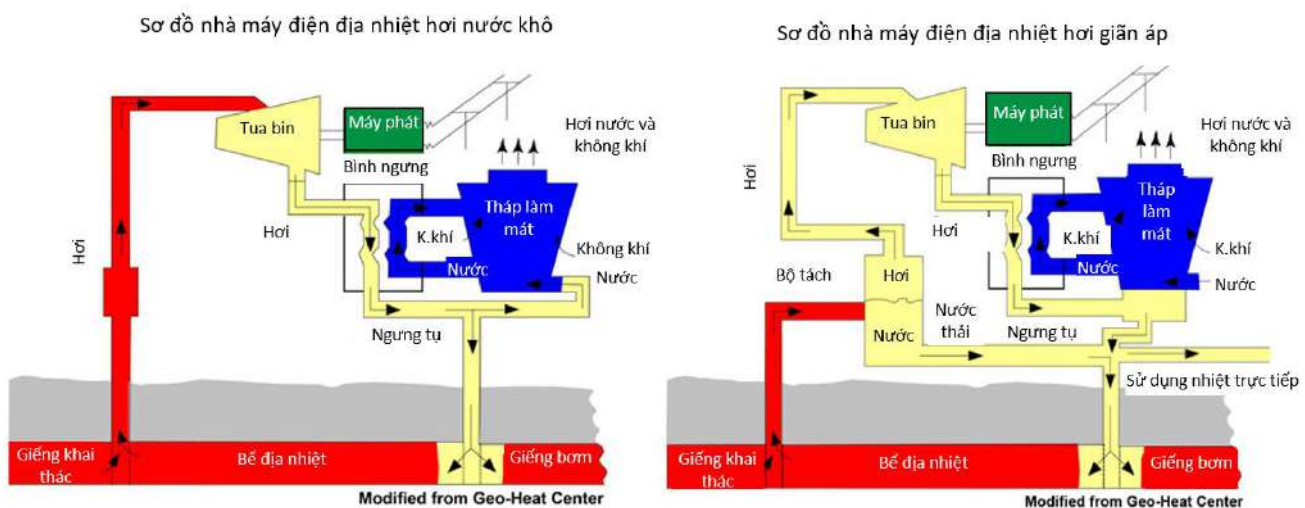
Đây là công nghệ sử dụng năng lượng địa nhiệt để phát điện. Dựa vào nhiệt độ của bể địa nhiệt, Hochstein (1990) đã chia các hệ thống địa nhiệt thành ba loại hệ thống sau (Tài liệu tham khảo 1):

1. Các hệ thống địa nhiệt nhiệt độ thấp có dải nhiệt độ của bể địa nhiệt thấp hơn 125°C (Enthalpy thấp).
2. Các hệ thống địa nhiệt nhiệt độ trung bình có dải nhiệt độ của bể địa nhiệt trong khoảng 125°C - 225°C (Enthalpy trung bình).
3. Các hệ thống địa nhiệt nhiệt độ cao có dải nhiệt độ của bể địa nhiệt cao hơn 225°C (enthalpy cao).

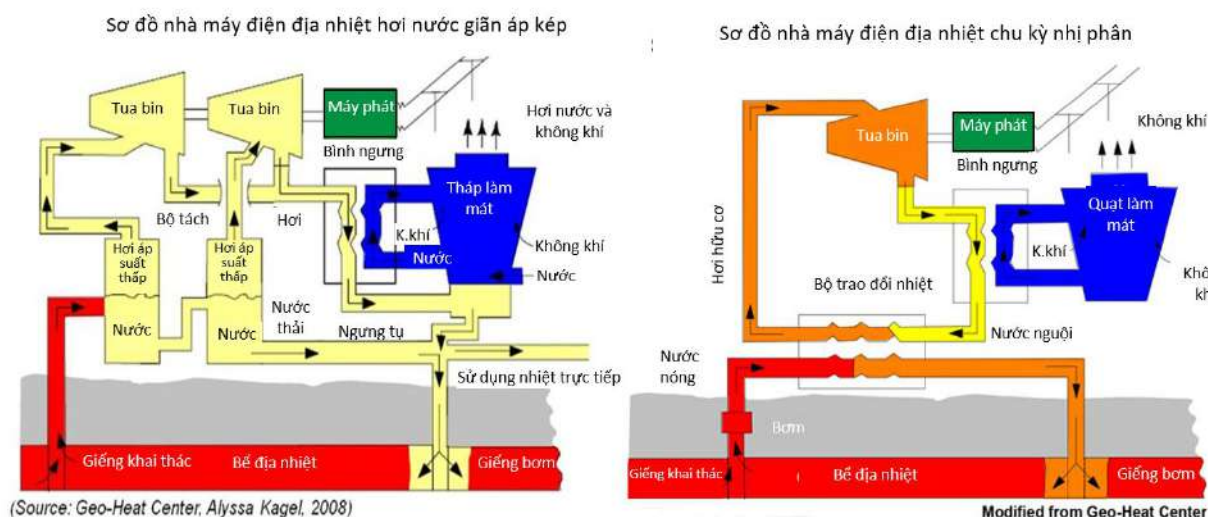
Các hệ thống chuyển đổi địa nhiệt thành điện năng được sử dụng trên thế giới ngày nay có thể chia thành bốn hệ thống chuyển đổi năng lượng, đó là:

- Các nhà máy hơi nước trực tiếp; được sử dụng ở những bể địa nhiệt có hơi nước là thành phần chính; hơi nước bão hòa khô hoặc hơi nước quá nhiệt nhẹ có nhiệt độ từ 320°C xuống đến 200°C .
- Các nhà máy hơi nước giãn áp; sử dụng ở những bể địa nhiệt có nước là thành phần chính có nhiệt độ cao hơn 182°C
 - Những nhà máy hơi nước giãn áp đơn; chỉ có hơi nước giãn áp ở áp suất cao.
 - Những nhà máy hơi nước giãn áp kép; có hơi nước giãn áp ở cả áp suất thấp và áp suất cao.
- Hệ thống chu kỳ nhị phân hay hệ thống hai dòng chất lỏng (dựa vào chu trình Kalina hoặc chu trình Rankine hữu cơ); nhiệt độ của nguồn địa nhiệt trong dải từ 107°C đến khoảng 182°C .
- Lai ghép; hệ thống kết hợp bao gồm từ hai loại công nghệ cơ bản nêu ở trên được bố trí nối tiếp và/hoặc song song.

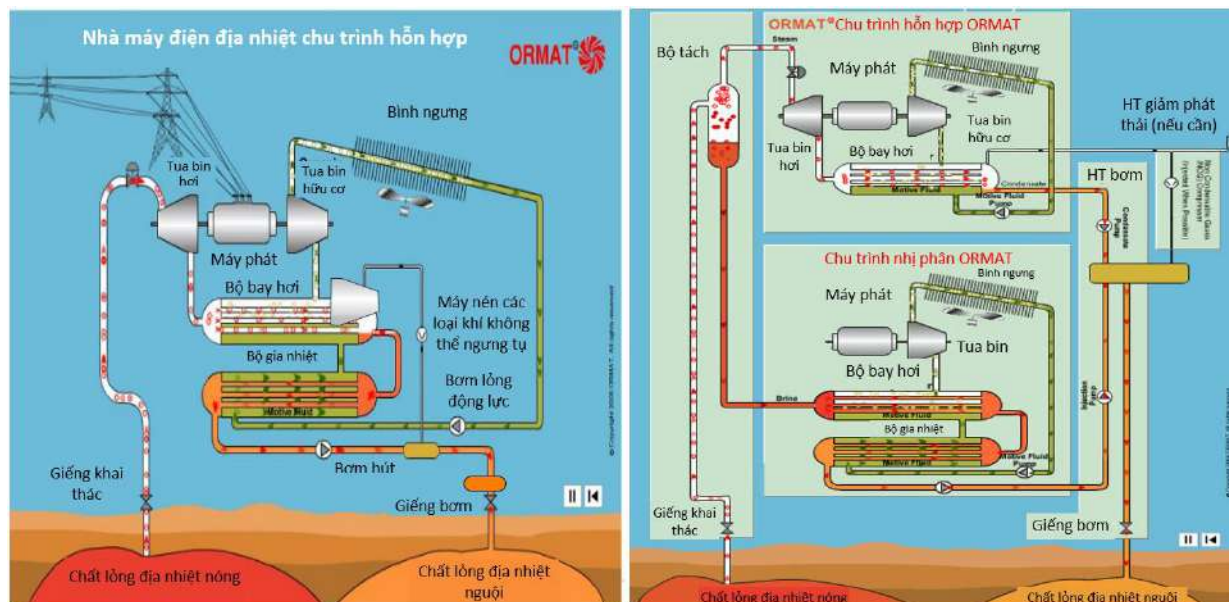
Các tua bin địa nhiệt loại ngưng hơi và đối áp về cơ bản là những máy áp suất thấp được thiết kế để vận hành ở dải áp suất đầu vào từ khoảng 20 bar xuống đến 2 bar và hơi nước bão hòa. Hệ thống ngưng hơi là loại phổ biến nhất của hệ thống biến đổi điện được sử dụng ngày nay. Nhìn chung chúng được chế tạo ở quy mô sản phẩm mô đun có công suất như sau: từ 20 MW đến 110 MW (hiện nay tổ máy tua bin địa nhiệt lớn nhất được chế tạo là 117 MW). Các tổ máy loại nhị phân có nhiệt độ thấp/trung bình, như loại chu trình Kalina hoặc loại chu trình Rankine hữu cơ, được chế tạo ở dải công suất mô đun nhỏ hơn, v.d. dải công suất từ 1 MW đến 10 MW. Các tổ máy lớn thường được chế tạo đặc biệt phù hợp cho nhu cầu sử dụng cụ



Hình 94: Các nhà máy điện địa nhiệt trực tiếp và địa nhiệt giãn áp chu trình đơn (Tài liệu tham khảo 7)



Hình 95: Các nhà máy điện địa nhiệt hơi nước giãn áp kép và chu kỳ nhị phân (Tài liệu tham khảo 7)



Hình 96: Nhà máy chu trình hỗn hợp/lai ghép (Tài liệu tham khảo 8)

Tiềm năng điện địa nhiệt của Việt Nam hiện còn khá khiêm tốn, được ước tính ở mức khoảng 3-400 MW. Nguồn địa nhiệt tại các điểm thăm dò có mức enthalpy thấp với nhiệt độ không vượt quá 100°C.

Đầu vào

Nhiệt từ nguồn nước ngầm.

Đầu ra

Điện năng và nhiệt.

Công suất điển hình

2,5-110 MW /một tổ máy.

Khả năng tăng giảm công suất

Kinh nghiệm chung là năng lượng địa nhiệt nên được sử dụng cho phụ tải nền để đảm bảo mức hoàn vốn

đầu tư có thể chấp nhận. Đối với hầu hết các nhà máy điện địa nhiệt, khi so sánh với các nhà máy đốt nhiên liệu hóa thạch, độ linh hoạt là vấn đề có tính chất kinh tế nhiều hơn là kỹ thuật.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Mức độ khả dụng cao (>98% và 7500 giờ vận hành/năm).
- Ảnh hưởng ít đến hệ sinh thái bề mặt.
- Ảnh hưởng thị giác thấp.
- Hầu như không có ô nhiễm chất lỏng do sử dụng lại chất lỏng bơm vào hệ thống.
- Ít phụ thuộc vào các điều kiện thời tiết.
- Công nghệ được thiết lập cho sản xuất điện.
- Chi phí vận hành rẻ và không cần “nhiên liệu”.
- Là nguồn năng lượng tái tạo và công nghệ thân thiện môi trường có phát thải CO₂ thấp.
- Tính ổn định vận hành cao và tuổi thọ dài.
- Có tiềm năng kết hợp với tích trữ nhiệt.
- Địa nhiệt là nguồn năng lượng khác biệt so với các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi như gió và mặt trời vì nó có thể cung cấp điện ổn định cả ngày và cả năm, không biến động do ảnh hưởng bởi các hình thái thời tiết hay mùa vụ.

Nhược điểm:

- Bể địa nhiệt cần phải được kiểm nghiệm trước khi bắt đầu vận hành nhà máy ổn định (Tài liệu tham khảo 11)
- Rủi ro dự án thất bại/ không khả thi sau đợt thăm dò đầu tiên.
- Chi phí ban đầu cao
- Các bể địa nhiệt tốt nhất thường không gần các thành phố
- Cần tiếp cận nhu cầu phụ tải nền.
- Công việc khoan có thể ảnh hưởng đến môi trường lân cận.
- Có nguy cơ lở đất nếu không được xử lý đúng.
- Các đường ống dẫn chất lỏng địa nhiệt sẽ có ảnh hưởng đến cảnh quan và môi trường khu vực xung quanh.

Tiêu thụ nước

Việc sử dụng nước trong phát điện địa nhiệt là một yếu tố quan trọng cần xem xét, tuy nhiên mức tiêu thụ nước thay đổi đáng kể tùy theo loại công nghệ được áp dụng. Các hệ thống vòng kín, chẳng hạn như nhà máy điện chu trình nhị phân, sử dụng rất ít nước do chất tải nhiệt (thường là hợp chất hữu cơ có nhiệt độ sôi thấp) được ngưng tụ và tuần hoàn liên tục trong hệ thống. Loại nhà máy này có mức tiêu thụ nước rất thấp so với nhiều phương thức phát điện khác.

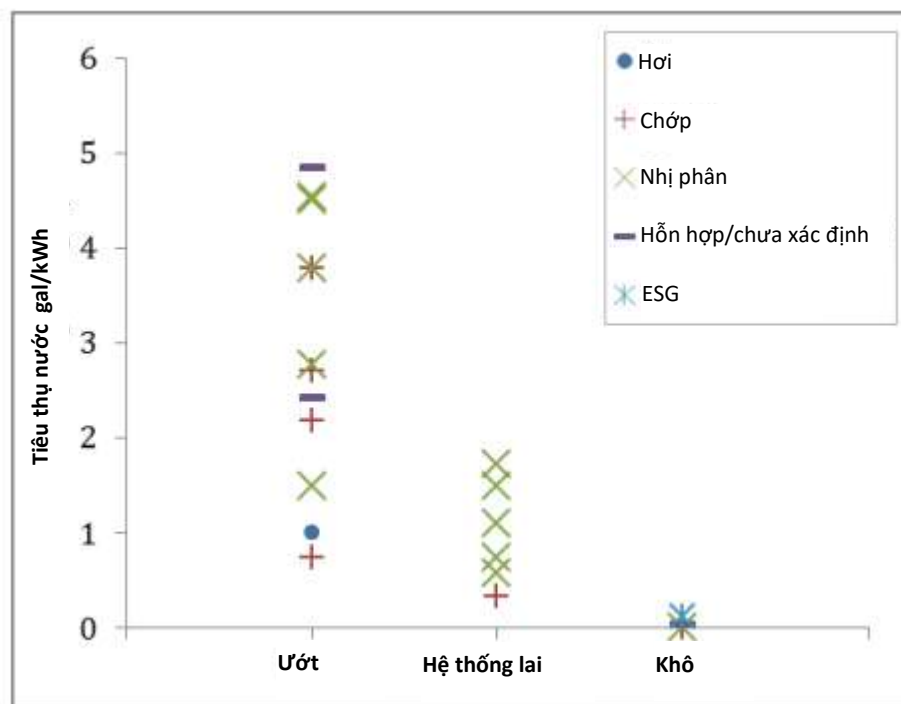
Ngược lại, các hệ thống vòng hở sử dụng trực tiếp hơi địa nhiệt từ các tầng chứa ngầm có thể cần nhiều nước hơn. Các hệ thống này thường cần thêm nước cho làm mát và ngưng tụ hơi trở lại thành nước; nhu cầu này có thể giảm bớt phần nào nếu sử dụng bình ngưng làm mát bằng không khí, nhưng điều này đi kèm với giảm hiệu suất. Nguồn nước sử dụng thường được lấy ngay từ tầng chứa địa nhiệt, qua đó giảm tác động đến nguồn nước ngọt địa phương.

Cần lưu ý rằng, những tiến bộ gần đây trong thiết kế nhà máy điện địa nhiệt ngày càng tập trung vào tối ưu hóa tiêu thụ nước và nâng cao hiệu suất, thay vì dựa vào các công nghệ có nhu cầu nước ngọt cao.

Nhà máy địa nhiệt kiểu flash, sử dụng dòng địa nhiệt có nhiệt độ cao, có hiệu suất nhiệt động cao hơn, do đó mức tiêu thụ nước thấp hơn, khoảng 0,7–3,8 gal/kWh. Trong khi đó, nhà máy chu trình nhị phân lại tiêu thụ nhiều nước hơn, do cần nguồn nước ngoài có chất lượng cao cho mục đích làm mát.

Lựa chọn hệ thống làm mát có ảnh hưởng đáng kể đến mức tiêu thụ nước trong vận hành của các nhà máy điện địa nhiệt. Phân tích này tập trung vào các hệ thống chu trình nhị phân làm mát khô và các nhà máy flash làm mát ướt sử dụng dòng địa nhiệt đã ngưng tụ, đồng thời cũng đề cập đến các hệ thống làm mát ướt

và lai (hybrid). Việc lựa chọn hệ thống làm mát ảnh hưởng đến cả lượng nước tiêu thụ trong suốt vòng đời và hiệu suất phát điện. Hệ thống làm mát khô giúp giảm mạnh nhu cầu nước, nhưng phải đánh đổi bằng hiệu suất, đặc biệt trong những ngày hè nóng, khi nhu cầu điện đạt mức cao nhất. Chi tiết trong Hình 97.



Hình 97: Tiêu thụ nước khi vận hành nhà máy địa nhiệt

Môi trường

Hơi nước từ mỏ địa nhiệt chứa khí không ngưng tụ (NCG) như Carbon Dioxide (CO_2), Hydrogen Sulphide (H_2S), Amonia (NH_3), Nitrogen (N_2), Methane (CH_4) and Hydrogen (H_2). Trong đó, CO_2 là thành phần chiếm tỷ trọng lớn nhất trong phát thải NCG. CO_2 chiếm từ 95 đến 98% tổng lượng khí, H_2S chỉ chiếm từ 2 đến 3%, và các khí khác chiếm tỷ trọng rất ít.

H_2S là chất khí cháy không màu, rất độc. Nó ảnh hưởng nhiều mặt lên sức khỏe, phụ thuộc vào nồng độ khí. Khí có nồng độ thấp gây khó chịu cho mắt, mũi, cổ họng và hệ hô hấp (v.d. gây rát mắt/chảy nước mắt, ho, khó thở). Ngưỡng an toàn đối với H_2S trong người là từ 0,0005 đến 0,3 ppm.

Việc làm

Việc phát triển tổ máy 5 và 6 của Lahendong và tổ máy 3 Ulubelu của các nhà máy địa nhiệt ở Indonesia có tổng công suất đặt là 95 MW đã tạo ra khoảng 2.750 việc làm cho lực lượng lao động địa phương trong thời gian xây dựng. Những nhà máy điện này đã bắt đầu vận hành thương mại từ tháng 12/2016.

Nghiên cứu và phát triển

Các nhà máy điện địa nhiệt được coi là công nghệ loại 3 – tức là công nghệ đã thương mại hóa và có tiềm năng cải tiến.

Ví dụ về những dự án hiện có

Việt Nam nằm trên khu vực tiếp giáp giữa lưu vực Biển Đông và thềm lục địa Đông Nam Á. Có hơn 300 địa điểm khoáng nóng với nhiệt độ lên đến 105°C đã được phát hiện. Ngoài ra, hơn 100 nguồn nước nóng với nhiệt độ lên đến 148°C đã được phát hiện (Tài liệu tham khảo 12). Sáu khu vực triển vọng đã được xác định bao gồm: Tây Bắc Bộ, Đông Bắc Bộ, Đồng bằng Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Nam Trung Bộ và Nam Bộ là các khu vực có hoạt động kiến tạo gần đây.

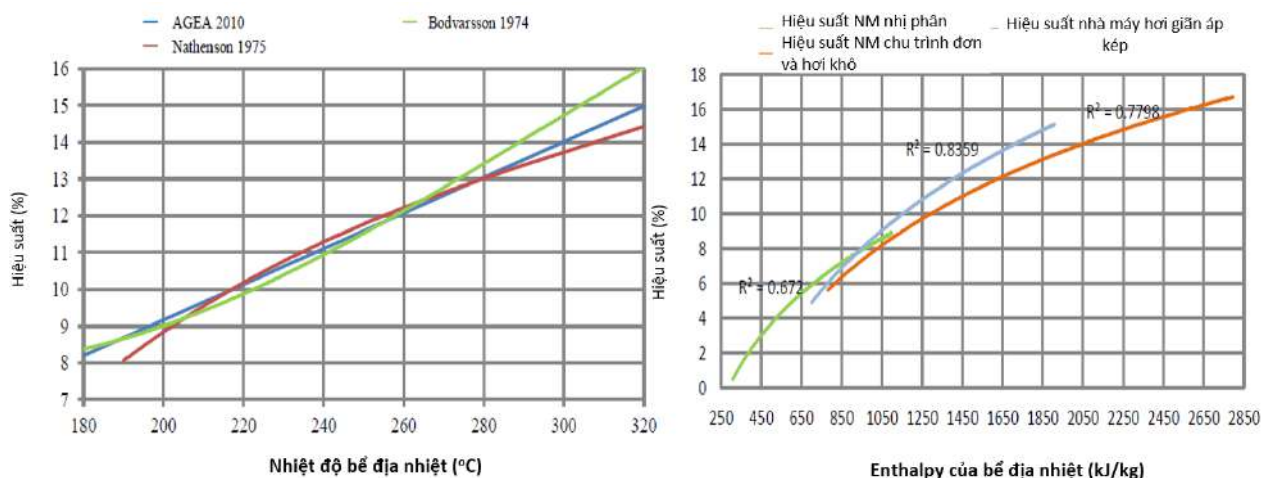
Cho đến nay năng lượng địa nhiệt được sử dụng rất hạn chế tại Việt Nam. Một phần nguyên nhân có thể là

chi phí đầu tư cao và thiếu kinh nghiệm.

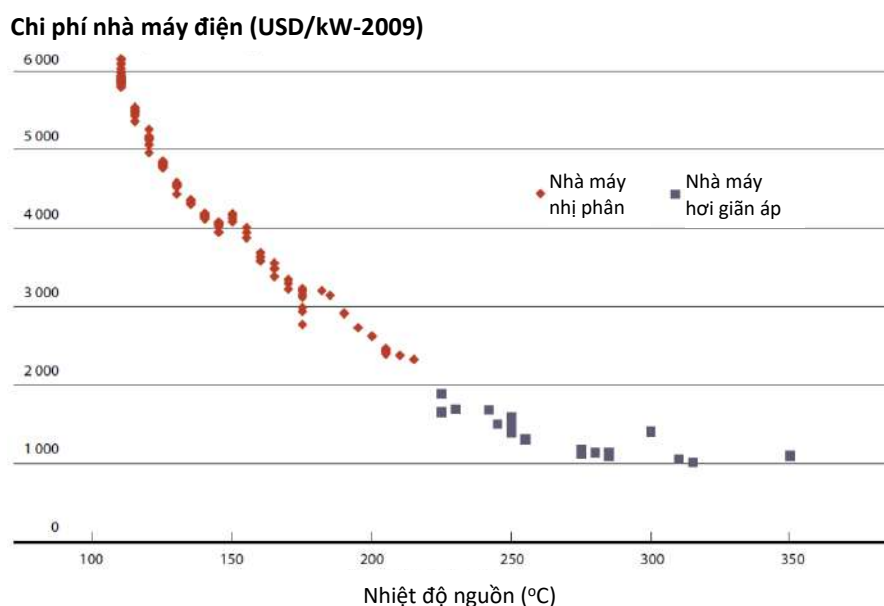
Hiện nay, chỉ có một dự án điện địa nhiệt với công suất lắp đặt khoảng 15 MW được đề xuất phát triển tại tỉnh Gia Lai. Tuy nhiên, dự án này vẫn chưa tiến hành các nghiên cứu rộng rãi hay khảo sát chuyên sâu.

Nhận xét bổ sung

Hiệu suất chuyển đổi năng lượng của các nhà máy điện địa nhiệt nhìn chung thấp hơn so với các nhà máy nhiệt điện truyền thống. Hiệu suất chuyển đổi chung chịu tác động của nhiều thông số bao gồm thiết kế nhà máy điện (hơi giãn áp chu trình đơn hay kép, hơi giãn áp ba cấp, hơi khô, hệ thống nhị phân hay hệ thống lai ghép), quy mô công suất, hàm lượng khí, phụ tải ký sinh, các điều kiện môi trường xung quanh và các thông số khác. Hình bên dưới mô tả hiệu suất chuyển đổi năng lượng của các hệ thống chu kỳ nhị phân, hơi khô-hơi giãn áp đơn và hơi giãn áp kép. Hình này cho thấy các nhà máy điện hơi giãn áp kép có hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao hơn các nhà máy hơi giãn áp đơn nhưng có thể có hiệu suất thấp hơn các nhà máy chu kỳ nhị phân đối với dải enthalpy thấp (750-850 kJ/kg). Điều này có tác động trực tiếp lên suất đầu tư của nhà máy như thể hiện trong hình sau.



Hình 98: Hiệu suất nhà máy điện địa nhiệt là hàm số của nhiệt độ và enthalpy (Tài liệu tham khảo 5)



Hình 99: Chi phí có tính chỉ dẫn của nhà máy điện đối với các dự án địa nhiệt theo nhiệt độ của bể địa nhiệt (Tài liệu tham khảo 10). Tổ máy của nhà máy điện chiếm khoảng 40-50% tổng vốn đầu tư.

Tài liệu tham khảo

- [1] Hochstein, M.P., “Phân loại và đánh giá các nguồn địa nhiệt” trong: *Dickson MH và Fanelli M., các nguồn địa nhiệt nhỏ*, Trung tâm Các nguồn năng lượng nhỏ UNITAEW NDP, Rome, Italy, 31-59, 1990.
- [2] Yuniarto và các cộng sự., “Phát thải của nhà máy điện địa nhiệt ở Indonesia”, trong *Báo cáo Đại hội địa nhiệt thế giới 2015*, Melbourne, Australia, 2015.
- [3] Moon & Zarrouk, “Hiệu suất của các nhà máy điện địa nhiệt: Đánh giá toàn cầu”, trong *Báo cáo Hội thảo địa nhiệt New Zealand 2012*, Auckland, New Zealand, 2012.
- [4] Khảo sát địa nhiệt Colorado, www.coloradogeologicalsurvey.org, Truy cập ngày 20/7/2017.
- [5] Ormat, Điện địa nhiệt, www.ormat.com/geothermal-power, Truy cập ngày 20/7/2017.
- [6] Sarulla Operation Ltd, Dự án địa nhiệt Sarulla, www.sarullaoperations.com/overview.html, Truy cập ngày 20/7/2017.
- [7] IRENA, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014, 2015.
- [8] Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, “Sổ tay về những yếu tố bên ngoài, việc làm, và tính kinh tế của năng lượng địa nhiệt”, 2006.
- [9] Hoàng Hữu Quý, Tổng quan về tiềm năng địa nhiệt của Việt Nam. Địa nhiệt học. Quyển 27, Ấn phẩm 1, Tháng 02/1998, Trang 109-115, 1998.
- [10] IRENA, Các chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng tái tạo thế giới, Abu Dhabi, 2018.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025.

Nhà máy điện địa nhiệt – Hệ thống nhỏ (nhị phân hoặc ngưng hơi)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	10	10	10	10	0,3	30	0,3	30		5, 11
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	20	20	20	20	5	30	5	30		5
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	10	11	12	12	6	12	8	14		8
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	10	11	12	12	6	12	8	14		8
Ngừng máy cưỡng bức	%	10	10	10	10	5	30	5	30		5
Ngừng máy theo kế hoạch	%	7,7	7,7	7,7	7,7	4	12	4	12		5
Tỉ lệ tự dừng	%							0	0		5
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	30	30	30	20	50	20	50		5
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	1,5	3	1,5	3		5
Yêu cầu không gian	1000_m²/MW_e	30	30	30	30	20	40	20	40		5
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	90	90	90	90	70	100	70	100		5
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	80	80	80	80	70	100	70	100		5
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút										
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức										
Thời gian khởi động ấm	Giờ										
Thời gian khởi động lạnh	Giờ										
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ										
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ										
Môi trường											
PM 2.5	g/GJ_i										
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%										
NO _x	g/GJ_i										
CH ₄	g/GJ_i										
N ₂ O	g/GJ_i										
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	5,85	5,67	5,42	5,26	4,39	7,90	3,95	6,58	A	5, 6, 7, 11
- Tỉ lệ thiết bị	%	60	60	60	60	40	70	40	70		6
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	40	40	40	40	30	50	30	50		6
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	3,51	3,40	3,25	3,16	1,76	5,53	1,58	4,97		6
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	2,34	2,27	2,17	2,11	1,32	3,95	1,18	3,55		6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	25896	25095	23986	23296	19422	34959	17472	29120	A	5, 7
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0,47	0,46	0,44	0,43	0,35	0,64	0,32	0,53	A	5, 7

Nhà máy điện địa nhiệt – Hệ thống nhỏ (nhị phân hoặc ngưng hơi)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu riêng của công nghệ											
Chi phí thăm dò	MUSD/MW _e	0,19	0,19	0,19	0,19	0,14	0,25	0,14	0,23		10
Chi phí xác nhận	MUSD/MW _e	0,19	0,19	0,19	0,19	0,14	0,25	0,14	0,23		10
Chi phí mở rộng công suất của khoản đầu tư danh nghĩa.	%										
Tiêu thụ nước	L/MWh	9.770	9.770	9.770	9.770	-	-	-	-	B	1, 2, 3

Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là -25% (thấp) và +35% (cao) cho năm 2025, và ±25% cho năm 2050.
B Giả định sử dụng tháp giải nhiệt, dạng nhị phân. Có thể tìm thấy các khoảng giá trị khác nhau.

Tài liệu tham khảo

- 1 Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), 2016 – Mối liên hệ Năng lượng – Nước
- 2 Phòng thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia (NREL), 2011 – Tổng quan về các yếu tố tiêu thụ và rút nước trong vận hành của các công nghệ phát điện
- 3 Viện Tài nguyên Thế giới (WRI), 2020 – Hướng dẫn tính toán lượng nước ẩn trong điện năng mua vào
- 4 Budisulistyo & Krundieck, “Phân tích nhiệt động lực học và kinh tế cho nghiên cứu tiền khả thi của một nhà máy điện địa nhiệt nhị phân”, 2014.
- 5 Ea Energy Analyses và Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia – Danh mục cho phát điện và lưu trữ điện”, 2024.
- 6 IRENA, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014, 2015.
- 7 Cách tiếp cận đường cong học tập trong việc xây dựng các tham số tài chính.
- 8 Moon & Zarrouk, “Hiệu suất của các nhà máy điện địa nhiệt: Tổng quan toàn cầu”, 2012.
- 9 Yuniarto, và cộng sự, “Phát thải từ các nhà máy điện địa nhiệt tại Indonesia”, 2015.
- 10 Hiệp hội Năng lượng Địa nhiệt, “Sổ tay về các tác động bên ngoài, việc làm và kinh tế của năng lượng địa nhiệt”, 2006.
- 11 Climate Policy Initiative, “Sử dụng tài chính tư nhân để thúc đẩy triển khai năng lượng địa nhiệt: Nhà máy điện địa nhiệt Sarulla, Indonesia”, 2015.

Nhà máy điện địa nhiệt – Hệ thống lớn (hơi giãn áp hoặc hơi khô)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất phát của một tổ máy	MW_e	55	55	55	55	30	500	30	500		4
Công suất phát của toàn bộ nhà máy	MW_e	110	110	110	110	30	500	30	500		4
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	16	16	16	16	8	18	10	20		8
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	15	15	15	15	8	18	10	20		8
Ngừng máy cưỡng bức	%	10	10	10	10	5	30	5	30		4
Ngừng máy theo kế hoạch	%	7,7	7,7	7,7	7,7	2	6	2	6		4
Tỉ lệ tự dùng	%										
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	30	30	30	20	50	20	50		4
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	1,5	3	1,5	3		4
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	30	30	30	30	20	40	20	40		4
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	90	90	90	90	70	100	70	100		4
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	80	80	80	80	45	93	45	93		4
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% tải định mức/phút	3,00	10,00	15,00	20,00						11
Phụ tải tối thiểu	% tải định mức										
Thời gian khởi động ấm	Giờ										
Thời gian khởi động lạnh	Giờ										
Thời gian vận hành tối thiểu	Giờ										
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Giờ										
Môi trường											
PM 2.5	g/GJ_i										
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%										
NO _x	g/GJ_i										
CH ₄	g/GJ_i										
N ₂ O	g/GJ_i										
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	4,5	4,34	4,15	4,03	3,36	6,05	3,02	5,04	A	4,5,6,7
- Tỉ lệ thiết bị	%	60	60	60	60	40	70	40	70		6
- Tỉ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	40	40	40	40	30	50	30	50		6
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	2,69	2,61	2,49	2,42	1,34	4,24	1,21	3,53		6
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	1,79	1,74	1,66	1,61	1,01	3,03	0,91	2,52		6
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	23281	22561	21564	20944	17461	31430	15707	26179	A	4,7
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	0,32	0,31	0,30	0,29	0,24	0,44	0,22	0,36	A	4,7
Số liệu riêng của công nghệ											
Chi phí thăm dò	MUSD/MW_e	0,19	0,19	0,19	0,19	0,14	0,23	0,14	0,23		10
Chi phí xác nhận	MUSD/MW_e	0,19	0,19	0,19	0,19	0,14	0,23	0,14	0,23		10
Chi phí mở rộng công suất của khoản đầu tư danh nghĩa.	%										

Nhà máy điện địa nhiệt – Hệ thống lớn (hơi giãn áp hoặc hơi khô)											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Tiêu thụ nước	L/MWh	13.620	13.620	13.620	13.620	-	-	-	-	B	1, 2, 3

Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn (thấp/cao) được ước tính là -25% (thấp) và +35% (cao) cho năm 2025, và $\pm 25\%$ cho năm 2050.
- B Giả định sử dụng tháp giải nhiệt, dạng hơi giãn áp (dung dịch địa nhiệt). Hơi giãn áp (nước ngọt) dẫn đến tiêu thụ nước thấp hơn. Có thể tìm thấy các khoảng giá trị khác nhau.

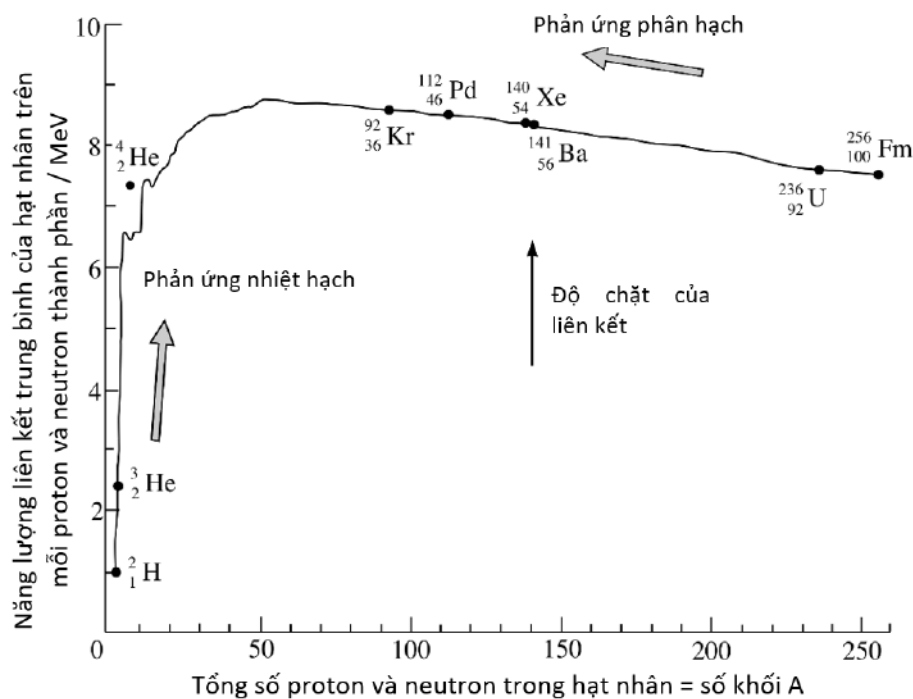
Tài liệu tham khảo

- 1 Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), 2016 – Mối liên hệ Năng lượng – Nước
- 2 Phòng thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia (NREL), 2011 – Tổng quan về các yếu tố tiêu thụ và rút nước trong vận hành của các công nghệ phát điện
- 3 Viện Tài nguyên Thế giới (WRI), 2020 – Hướng dẫn tính toán lượng nước ẩn trong điện năng mua vào
- 4 Ea Energy Analyses và Cơ quan Năng lượng Đan Mạch, “Cẩm nang công nghệ cho ngành điện Indonesia – Danh mục cho phát điện và lưu trữ điện”, 2024.
- 5 IEA, Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới, 2025.
- 6 IRENA, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014, 2015.
- 7 Cách tiếp cận đường cong học tập trong việc xây dựng các tham số tài chính.
- 8 Moon & Zarrouk, “Hiệu suất của các nhà máy điện địa nhiệt: Tổng quan toàn cầu”, 2012.
- 9 Yuniarto, và cộng sự, “Phát thải từ các nhà máy điện địa nhiệt tại Indonesia”, 2015.
- 10 Hiệp hội Năng lượng Địa nhiệt, “Sổ tay về các tác động bên ngoài, việc làm và kinh tế của năng lượng địa nhiệt”, 2006.
- 11 Hiệp hội Năng lượng Địa nhiệt, “Bản tóm tắt vấn đề: Các dịch vụ công suất ổn định và linh hoạt có thể cung cấp từ các cơ sở địa nhiệt”, 2015.

17. ĐIỆN HẠT NHÂN

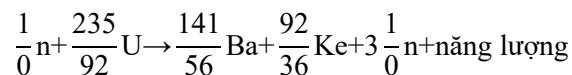
Mô tả tóm tắt công nghệ

Năng lượng hạt nhân là một dạng năng lượng được giải phóng từ hạt nhân, tức lõi của nguyên tử, cấu tạo từ các hạt proton và neutron. Nguồn năng lượng này có thể được sử dụng để phát điện theo hai cách: phân hạch – khi hạt nhân nguyên tử tách thành nhiều phần nhỏ hơn – hoặc nhiệt hạch – khi các hạt nhân kết hợp lại với nhau. Hiện nay, điện hạt nhân trên thế giới được sản xuất thông qua quá trình phân hạch hạt nhân, trong khi công nghệ phát điện từ nhiệt hạch vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu và phát triển (R&D). Tất cả các nhà máy điện phân hạch đều được xây dựng dựa trên cùng một nguyên lý. Các thành phần trong hạt nhân của nguyên tử nặng (proton và neutron) được liên kết với nhau bởi lực hạt nhân. Những nguyên tố có số hiệu nguyên tử (Z) lớn hơn 83 thường không bền và phân rã tự nhiên thành các nguyên tố có năng lượng liên kết cao hơn. Hiện tượng này xảy ra vì các nguyên tố được tạo thành có độ bền vững cao hơn so với nguyên tố ban đầu.



Hình 100: Biểu đồ liên kết năng lượng hạt nhân [1].

Phản ứng phân hạch cũng có thể được kích thích nhân tạo bằng cách cung cấp năng lượng cho các nguyên tố không bền này. Khi đó, chúng sẽ giải phóng một lượng năng lượng tương đương với năng lượng liên kết của nguyên tố ban đầu. Phản ứng phân hạch là nền tảng cốt lõi trong kỹ thuật nhà máy điện hạt nhân (NMĐHN). Năng lượng kích hoạt – tức động năng của các neutron di động va chạm vào hạt nhân của các nguyên tố nặng được chọn (chẳng hạn như urani-235) – sẽ kích thích phản ứng phân hạch như sau:



^{235}U là một trong những nguyên tố dễ phân hạch, có thể được sử dụng để duy trì phản ứng dây chuyền: cứ mỗi nguyên tử ^{235}U bị phân tách, trung bình hai đến ba neutron di động n được giải phóng, các neutron này lại tiếp tục va chạm với các nguyên tử ^{235}U khác. Năng lượng được giải phóng dưới dạng nhiệt, sử dụng trong chu trình nhiệt (để sản xuất điện hoặc các mục đích khác).

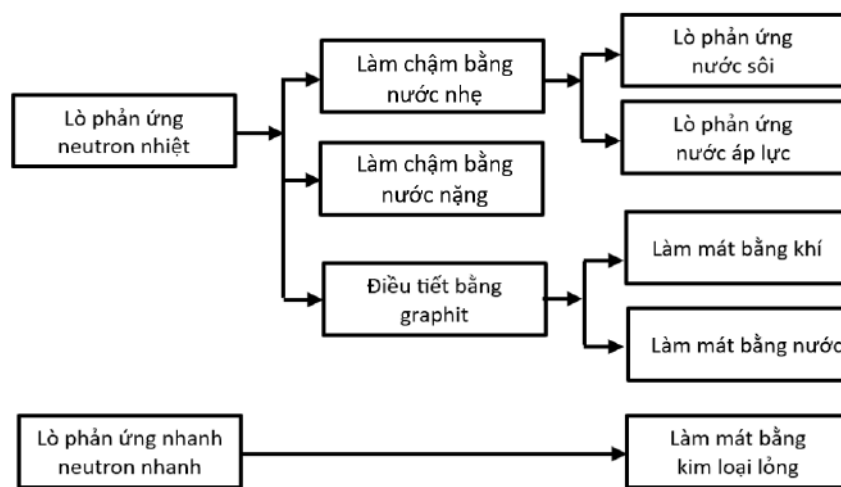
Lò phản ứng hạt nhân được thiết kế để duy trì và ổn định độ phản ứng. Khu vực trung tâm của một lò phản

ứng được gọi là *lõi*. Trong một lò phản ứng neutron nhiệt¹⁰, lõi bao gồm nhiên liệu, chất làm chậm và chất làm mát. Trong lò phản ứng neutron nhanh¹¹, không có chất làm chậm, chỉ có nhiên liệu và chất làm mát. Các thành phần này được mô tả ngắn gọn dưới đây:

- Vật liệu phân hạch (ví dụ: ^{235}U), được chứa trong các thanh nhiên liệu, và cần được thay thế định kỳ khi lượng vật liệu phân hạch trong vùng hoạt giảm (gọi là chu kỳ thay đảo nhiên liệu).
- Các thiết bị điều khiển – thường là các thanh điều khiển, có thể nâng lên hoặc hạ xuống để điều chỉnh độ phản ứng. Các thanh này được làm từ vật liệu hấp thụ neutron, giúp giảm độ phản ứng; phổ biến nhất là thép chứa hàm lượng boron cao và boron cacbua.
- Chất tải nhiệt (hay chất làm mát) – là chất lỏng hoặc khí lưu thông qua vùng hoạt, có nhiệm vụ truyền nhiệt ra khỏi vùng hoạt lò. Các chất tải nhiệt thường dùng nhất trong lò phản ứng nhiệt là nước, nước nặng, hoặc các loại khí. Đối với nước và nước nặng, chúng thường đồng thời đóng vai trò là chất làm chậm. Trong lò phản ứng nhanh, natri lỏng và các loại khí thường được dùng làm chất tải nhiệt.
- Thùng lò phản ứng chịu áp – thường là một bình thép chịu lực cao, chứa vùng hoạt và chất làm chậm/chất tải nhiệt. Ngoài ra, cũng có loại thiết kế gồm nhiều ống chịu áp chứa nhiên liệu và dẫn chất tải nhiệt đi qua vùng chứa chất làm chậm bao quanh ống.

Năng lượng hạt nhân đã được sử dụng cho mục đích dân dụng từ giữa những năm 1900. Tiến bộ về công nghệ hạt nhân đã mang lại những thay đổi đáng kể trong cách bố trí mặt bằng nhà máy. Mặc dù có các hướng dẫn quốc tế về an toàn hạt nhân, nhưng các NMDHN không phải là một công nghệ được chuẩn hóa hoàn toàn do có nhiều thiết kế chức năng khác nhau. Các yếu tố địa chính trị và lịch sử đã khiến nghiên cứu hạt nhân chủ yếu mang tính chất quốc gia hoặc khu vực [41].

Các nhà máy điện phân hạch thường được phân loại theo thiết kế lõi, phân loại chung được mô tả ở hình sau:



Hình 101: Phân loại các lò phản ứng hạt nhân [36].

Các lò phản ứng hạt nhân có thể được phân loại dựa trên nhiều tiêu chí khác nhau, bao gồm thiết kế lõi, loại chất làm chậm được sử dụng, loại nhiên liệu và thể hệ công nghệ. Việc hiểu rõ các phân loại này có ý nghĩa rất quan trọng để nắm bắt sự đa dạng của các công nghệ được áp dụng trong phát điện hạt nhân và xác định ưu, nhược điểm cụ thể gắn với từng loại lò phản ứng.

¹⁰ Lò phản ứng neutron nhiệt (hay lò phản ứng nhiệt) là loại lò phản ứng hạt nhân trong đó chuỗi phản ứng phân hạch được duy trì chủ yếu bởi các neutron nhiệt — là các neutron đã được làm chậm cho đến khi đạt trạng thái cân bằng nhiệt với môi trường xung quanh, có mức năng lượng trung bình khoảng 0,025 eV ở nhiệt độ phòng.

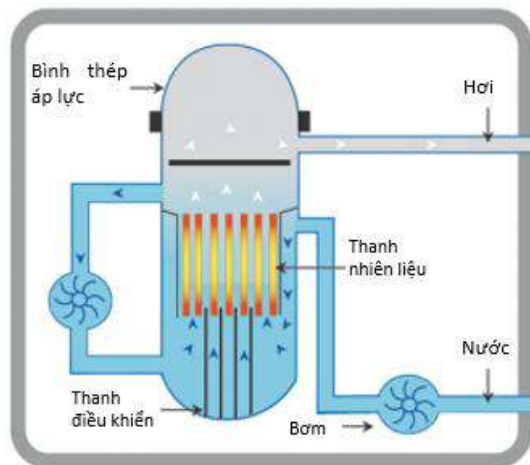
¹¹ Lò phản ứng neutron nhanh (lò phản ứng nhanh hay lò phản ứng tái sinh nhanh) là loại lò phản ứng hạt nhân trong đó chuỗi phản ứng phân hạch được duy trì bởi các neutron nhanh — là các neutron chưa bị làm chậm, với mức năng lượng thông thường khoảng 1–2 MeV.

Phân loại theo thiết kế lõi và loại chất làm chậm

Các lò phản ứng hạt nhân chủ yếu phân loại theo thiết kế lõi và loại chất làm chậm được sử dụng:

- Lò phản ứng nước áp lực (PWRs): Lò phản ứng nước áp lực (PWR) là loại lò phản ứng hạt nhân phổ biến nhất trên thế giới. Lò sử dụng nước nhẹ cho chất làm chậm và chất làm mát, đồng thời duy trì nước ở áp suất cao để ngăn không cho nước sôi. Nhiệt sinh ra trong lõi được truyền sang một mạch thứ cấp thông qua bình sinh hơi. Tại đây, hơi nước được tạo ra để làm quay tua bin phát điện [2].
- Lò phản ứng nước sôi (BWRs): Lò phản ứng nước sôi (BWR) cũng sử dụng nước nhẹ làm chất làm chậm, nhưng khác với PWR ở chỗ nước sẽ sôi trực tiếp trong vùng lõi lò phản ứng để tạo ra hơi truyền đến các tua bin máy phát điện. Thiết kế này đơn giản hơn nhưng liên quan đến việc xử lý hơi nước có chứa phóng xạ, khiến quá trình vận hành và bảo dưỡng trở nên phức tạp hơn [3].

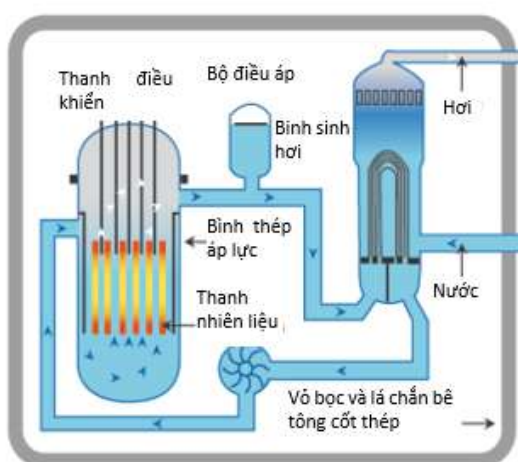
Lò phản ứng nước sôi (BWR)



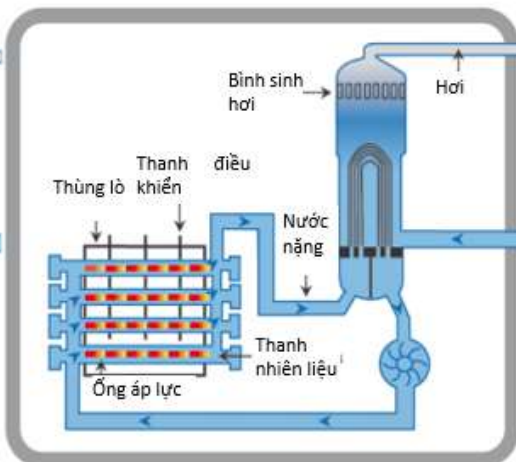
Hình 102: Sơ đồ lò BWR [5].

- Lò phản ứng nước nặng áp lực (PHWR): Lò PHWR, chẳng hạn như lò phản ứng CANDU do Canada phát triển, sử dụng nước nặng (D_2O) cho chất làm chậm và chất làm mát. Các lò phản ứng nước nặng (HWR) sử dụng “nước đã làm giàu”, trong đó các phân tử chứa nguyên tử hydro với hơn 99% là deuterium – một đồng vị của hydro nặng hơn tritium. Việc sử dụng nước nặng cho chất làm chậm giúp cải thiện hiệu suất sử dụng neutron tổng thể, cho phép sử dụng uranium tự nhiên làm nhiên liệu mà không cần trải qua quá trình làm giàu [3].

Lò phản ứng nước áp lực (PWR)



Lò phản ứng nước nặng áp lực (PHWR/Candu)



Hình 103: Sơ đồ lò PWR và PHWR [5].

- Lò phản ứng làm mát bằng khí (GCR): Lò GCR sử dụng than chì làm chất làm chậm và các loại khí như CO₂ hoặc heli cho chất làm mát. Các lò phản ứng này ban đầu được phát triển tại Vương quốc Anh (AGR, Magnox) và Nga (RBMK¹²). Việc sử dụng than chì làm chất làm chậm cho phép lò vận hành ở nhiệt độ cao hơn, từ đó nâng cao hiệu suất nhiệt [2].
- Lò phản ứng tái sinh nhanh (FBR): Khác với các lò phản ứng nhiệt, lò FBR không sử dụng chất làm chậm, do đó neutron vẫn duy trì ở mức năng lượng cao (neutron nhanh). Những lò này có khả năng tạo ra nhiều vật liệu phân hạch hơn (thường là plutonium) so với lượng tiêu thụ. Điều này đóng vai trò then chốt trong việc duy trì nguồn cung nhiên liệu hạt nhân lâu dài [2].

Các lò phản ứng làm mát bằng nước (WCR), bao gồm PWR, BWR và PHWR, đã đóng vai trò nền tảng trong ngành công nghiệp điện hạt nhân thương mại và hiện chiếm hơn 95% trong tổng số 413 lò phản ứng điện hạt nhân dân dụng đang vận hành trên thế giới (theo Cơ sở dữ liệu IAEA PRIS, tính đến tháng 03/2026). Ngoài ra, phần lớn các lò phản ứng hạt nhân đang được phát triển và xây dựng hiện nay đều là lò phản ứng làm mát bằng nước. Ban đầu, nhiều nhà máy trong số này được cấp phép vận hành 40 năm; tuy nhiên, nhờ những tiến bộ công nghệ, tuổi thọ của các nhà máy hiện đang được kéo dài lên 60 năm, thậm chí có thể vận hành lâu hơn nữa. WCR dự kiến sẽ tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong thế kỷ XXI.

Nhiều bài học kinh nghiệm từ hơn 50 năm vận hành và phát triển kỹ thuật WCR vẫn tiếp tục được áp dụng trong quá trình thiết kế và vận hành cả các lò phản ứng WCR hiện có và các lò phản ứng WCR thế hệ mới. Những tiến bộ mới nhất trong công nghệ WCR bao gồm cải tiến các mô hình hiện tại và phát triển các ý tưởng mới, cùng hướng tới những mục tiêu chung như nâng cao mức độ an toàn, tăng cường an toàn thụ động, sử dụng tài nguyên hiệu quả hơn và cải thiện hiệu quả kinh tế. Một khía cạnh quan trọng khác là việc phát triển, thử nghiệm và chế tạo tại nhà máy các lò phản ứng mô-đun nhỏ tích hợp, song song với đổi mới về an toàn, xây dựng và hiệu quả kinh tế trong công nghệ WCR.

Hệ thống an toàn được thiết kế cho các WCR tiên tiến hiện nay tích hợp các đặc tính an toàn thụ động không cần nguồn điện và bao gồm lượng nước dự trữ lớn hơn, nhờ đó trong trường hợp xảy ra các tình huống bất ngờ như mất điện kéo dài toàn nhà máy thì nhà máy vẫn có thể kiểm soát tình hình trong vài ngày thay vì chỉ trong vài giờ, bằng cách làm mát lõi lò thông qua lượng nước dự trữ được kiểm soát này.

Bảng sau tóm tắt các thiết kế lò phản ứng đang được vận hành hoặc có thể vận hành được.

Bảng 30: Các loại lò phản ứng hạt nhân đang được vận hành hoặc có thể vận hành [5].

Loại lò phản ứng	Các quốc gia chính	Số lượng	GW _e	Nhiên liệu	Chất làm mát	Chất làm chậm
Lò phản ứng nước áp lực (PWR)	Hoa Kỳ, Pháp, Nhật Bản, Nga, Trung Quốc, Hàn Quốc	301	286	UO ₂ đã làm giàu	nước	nước
Lò phản ứng nước sôi (BWR)	Hoa Kỳ, Nhật Bản, Thụy Điển	64	65	UO ₂ đã làm giàu	nước	nước
Lò phản ứng nước nặng áp lực (PHWR)	Canada, Ấn Độ	48	24	UO ₂ tự nhiên	nước nặng	nước nặng
Lò phản ứng làm mát bằng khí tiên tiến (AGR)	Vương Quốc Anh	14	8	U tự nhiên (kim loại), UO ₂ đã làm giàu	CO ₂	than chì
Lò phản ứng nước nhẹ sử dụng chất làm chậm bằng than chì (LWGR)	Nga	12	8,4	UO ₂ đã làm giàu	nước	than chì

¹² Nga thực chất không phát triển các lò phản ứng GCR thuần túy như các thiết kế Magnox hoặc AGR của Anh, vốn sử dụng CO₂ hoặc heli làm chất làm mát. Tuy nhiên, thiết kế RBMK có một số điểm tương đồng với GCR: sử dụng than chì làm chất làm chậm; có thể vận hành ở nhiệt độ cao hơn PWR; và có cấu trúc dạng kênh (channel-type) thay vì một bình chịu áp duy nhất. Vì lý do này, RBMK đôi khi được xếp chung nhóm với GCR, tuy nhiên, về mặt kỹ thuật, RBMK không phải là lò phản ứng làm mát bằng khí (GCR), mà là loại lò phản ứng sử dụng nước làm chất làm mát và than chì làm chất làm chậm.

Loại lò phản ứng	Các quốc gia chính	Số lượng	GW _e	Nhiên liệu	Chất làm mát	Chất làm chậm
Lò phản ứng neutron nhanh (FBR)	Nga	2	1,4	PuO ₂ và UO ₂	natri lỏng	không
Tổng		441	393			

Phân loại theo thể hệ công nghệ

Các lò phản ứng hạt nhân cũng được phân loại theo thể hệ công nghệ, phản ánh những tiến bộ về thiết kế, an toàn và hiệu quả hoạt động:

- **Thế hệ I:** Đây là các lò phản ứng đầu tiên, được phát triển trong những năm 1950 và 1960. Lò có hiệu quả hoạt động thấp hơn và thiết kế có khác biệt đáng kể giữa các quốc gia. Hiện nay không còn lò phản ứng Thế hệ I nào đang vận hành thương mại [2].
- **Thế hệ II:** Được phát triển trong giai đoạn từ những năm 1970 đến 1990, chiếm phần lớn trong số các lò phản ứng đang vận hành hiện nay, bao gồm các loại lò làm mát và làm chậm bằng nước như PWR, BWR và PHWR. Các lò phản ứng này có hiệu quả hoạt động và mức độ an toàn cao hơn so với thiết kế Thế hệ I [2].
- **Thế hệ III và III+:** Ra đời từ những năm 2000 với các cải tiến vượt bậc về an toàn, đặc biệt là hệ thống an toàn thụ động (không cần sự can thiệp của con người khi có sự cố). Các ví dụ điển hình bao gồm AP1000, EPR và VVER-1200 [3]. Các lò phản ứng thế hệ này cũng có tuổi thọ vận hành và hiệu suất sử dụng nhiên liệu cao hơn, giúp giảm tần suất dừng lò để tiếp nhiên liệu [4].
- **Thế hệ IV:** Các lò phản ứng Thế hệ IV hiện đang trong quá trình phát triển, hướng tới mục tiêu tiếp tục nâng cao an toàn, hiệu suất và tính bền vững. Các thiết kế điển hình gồm: Lò phản ứng nhanh làm mát bằng chì (LFR), Lò phản ứng khí nhiệt độ siêu cao (VHTR), Lò phản ứng làm mát bằng nước siêu tới hạn (SCWR), Lò phản ứng nhanh làm mát bằng khí (GFR), Lò phản ứng muối nóng chảy (MSR) và Lò phản ứng nhanh làm mát bằng natri (SFR). Các lò phản ứng Thế hệ IV dự kiến sẽ đi vào hoạt động từ giữa những năm 2030 và được thiết kế nhằm giảm thiểu chất thải hạt nhân đồng thời tối đa hóa hiệu suất nhiên liệu thông qua các chu trình nhiên liệu khép kín [3]. (Xem thêm ở phần Nghiên cứu và phát triển).

Lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR)

Lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR) là một bước tiến quan trọng trong công nghệ hạt nhân với công suất lên tới 300 MW_e. SMR có đặc trưng là thiết kế mô-đun, cho phép chế tạo các thành phần và hệ thống tại nhà máy, sau đó vận chuyển nguyên khối đến địa điểm lắp đặt. Tính mô-đun này không chỉ giúp giảm thời gian và chi phí xây dựng, mà còn nâng cao an toàn nhờ tích hợp các đặc điểm an toàn thụ động tiên tiến [6]. SMR có các đặc điểm sau:

- Kích thước nhỏ: Chiếm ít diện tích hơn so với các lò phản ứng hạt nhân truyền thống.
- Thiết kế mô-đun: Các bộ phận và hệ thống có thể được lắp ráp sẵn trong nhà máy và vận chuyển đến địa điểm lắp đặt dưới dạng mô-đun hoàn chỉnh.
- Nguyên lý hoạt động: SMR sử dụng phản ứng phân hạch hạt nhân để tạo nhiệt và từ đó tạo ra năng lượng.

SMR được thiết kế linh hoạt, có khả năng cung cấp điện cho các lưới điện nhỏ hoặc vùng sâu vùng xa, dễ dàng mở rộng quy mô bằng cách thêm các mô-đun khi cần thiết. Ngoài ra, SMR giúp giảm rào cản tài chính so với các nhà máy điện hạt nhân lớn truyền thống, qua đó mở rộng khả năng ứng dụng điện hạt nhân [4]. Tuy nhiên, những thách thức như yêu cầu phê duyệt theo quy định và khả năng cạnh tranh về tính kinh tế vẫn là rào cản lớn đối với việc triển khai rộng rãi SMR [6].

SMR có công suất điện lên tới 300 MW_e mỗi tổ máy, bằng khoảng một phần ba công suất phát điện của các lò phản ứng điện hạt nhân truyền thống. Lò phản ứng mô-đun siêu nhỏ có công suất nhỏ nhất và dự kiến có thể đạt công suất tối thiểu 1,5 MW_e. Mức dự kiến này được xác định dựa trên thiết kế của nhà máy Aurora tại Hoa Kỳ, hiện vẫn đang trong giai đoạn thiết kế ý tưởng với các mô-đun từ 15 MW đến 50 MW [7]. Hầu hết các thiết kế SMR được đề xuất đều tích hợp các tính năng an toàn tiên tiến hoặc an toàn nội tại, và có thể được triển khai dưới dạng nhà máy mô-đun đơn hoặc đa mô-đun.

Việc phát triển SMR hướng tới đạt được những đặc điểm mà các nhà máy quy mô lớn khó đáp ứng, như tăng tính linh hoạt trong phát điện và khả năng đồng phát tại các khu vực có lưới điện quy mô nhỏ, vùng sâu vùng xa hoặc khu vực không nối lưới. Các SMR thế hệ mới hướng tới mức độ an toàn tương đương hoặc cao hơn so với các thiết kế truyền thống [7].

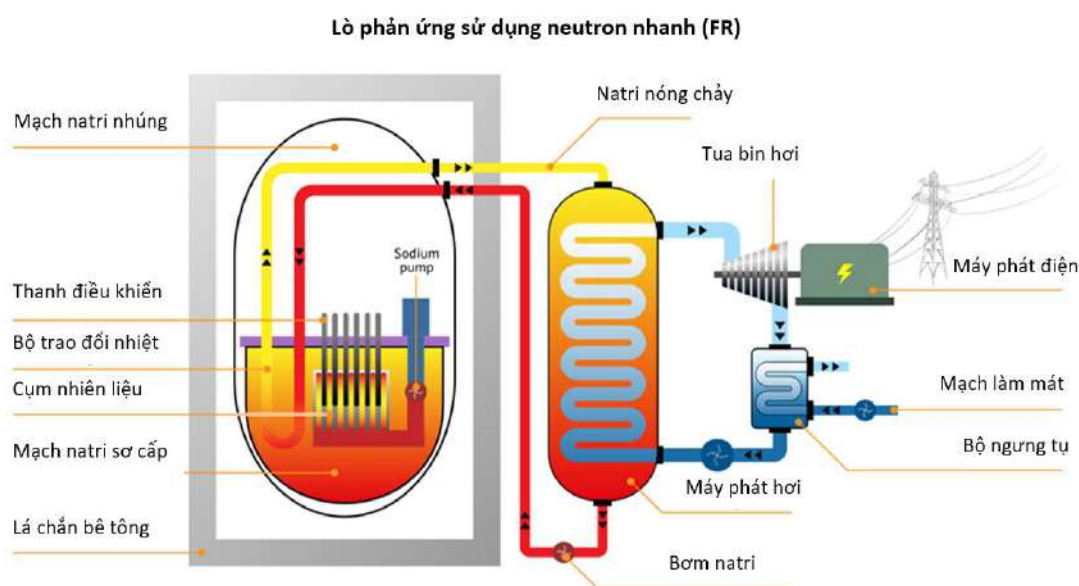
Tuy nhiên, vẫn còn nhiều thách thức kỹ thuật cần giải quyết, như xây dựng các quy chuẩn và tiêu chuẩn kỹ thuật mới. Các trạm SMR đa mô-đun cũng đặt ra thách thức về bố trí nhân sự phòng điều khiển và kỹ thuật có tính đến yếu tố con người. Ngoài ra, tính bền vững kinh tế của SMR vẫn cần cải thiện do phần lớn các dự án hiện tại (như NuScale SMR) vẫn có chi phí cao.

Phân loại SMR

Các lò SMR có thể được phân thành 5 nhóm lớn:

- i) Lò phản ứng SMR neutron nhanh
- ii) Lò phản ứng mô-đun siêu nhỏ (MMR)
- iii) Lò phản ứng muối nóng chảy (MSR)
- iv) Lò phản ứng nhiệt độ cao (HTR) và lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao (HTGR)
- v) Lò phản ứng làm mát bằng nước (WCR), trong đó nổi bật là lò phản ứng nước áp lực (PWR) và lò phản ứng nước sôi (BWR).

Lò phản ứng SMR neutron nhanh hoặc Lò phản ứng nhanh (FR) (xem Hình 104) không sử dụng nước cho chất làm chậm, do đó không làm giảm tốc độ của neutron trong quá trình duy trì chuỗi phản ứng phân hạch. Nếu vận hành trong một chu trình nhiên liệu khép kín (nhiên liệu được tái sử dụng và tái chế), các lò này có thể khai thác năng lượng từ uranium cao hơn 60 đến 70 lần so với các lò phản ứng nhiệt hiện có. [8]. Điều này giúp giảm nhu cầu dự trữ plutonium, đồng thời giảm tải nhiệt, thể tích và thời gian cách ly cần thiết đối với chất thải phóng xạ cấp độ cao. Lò cũng có hiệu suất cao hơn, và các ý tưởng thiết kế đổi mới hứa hẹn cải thiện tính năng an toàn so với các lò phản ứng cải tiến từ thiết kế cũ (dù điều này vẫn chưa được kiểm chứng). Một lợi thế khác của lò phản ứng nhanh làm mát bằng kim loại lỏng là khả năng vận hành ở áp suất rất thấp.



Hình 104: Lò phản ứng SMR neutron nhanh, hay Lò phản ứng nhanh (FR) [34].

Nhờ các đặc tính vật lý, lò FR có tính linh hoạt cao và có thể được thiết kế để hoạt động như lò tái sinh, lò đốt hoặc lò phản ứng đa dụng. Khi được thiết kế để hoạt động như lò tái sinh, lò phản ứng nhanh tạo ra nhiều nhiên liệu hơn mức tiêu thụ. Với vai trò là các lò đốt thì lò sẽ được thiết kế để giảm thể tích, tải nhiệt và tuổi thọ của chất thải nguy hại, giúp giảm đáng kể yêu cầu về các kho lưu trữ địa chất. Trong cả hai trường hợp, để đảm bảo hiệu quả, công nghệ này đòi hỏi một chu trình nhiên liệu khép kín, bao gồm xử lý

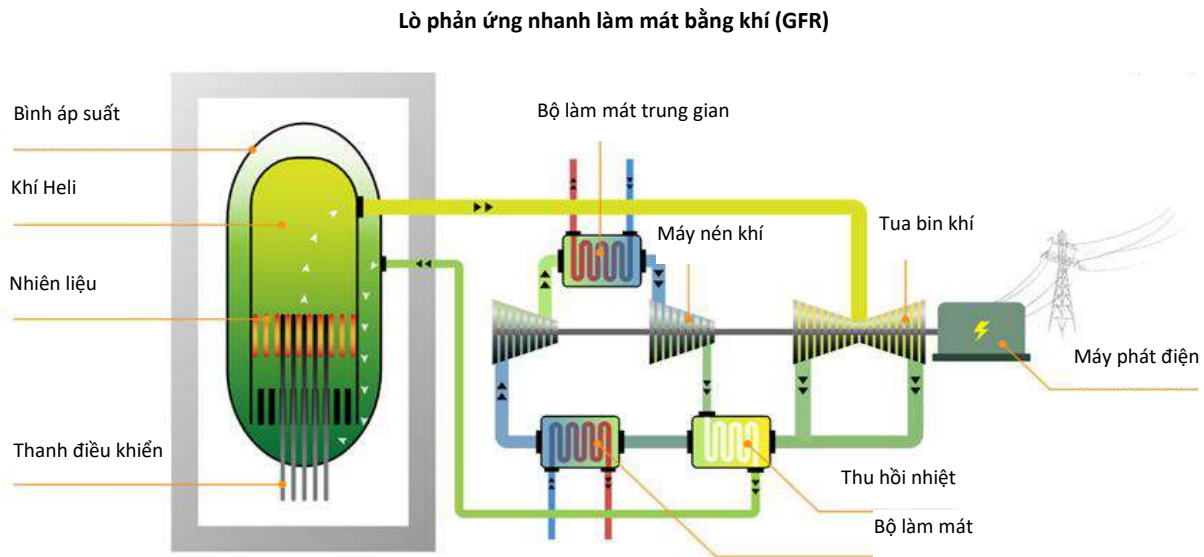
nhiên liệu.

Lò phản ứng đa dụng có mức đốt cháy nhiên liệu cao hơn, chu kỳ nhiên liệu dài hơn và/hoặc nhiệt độ chất làm mát cao hơn. Lò đặc biệt phù hợp để sản xuất điện hiệu quả hơn, hoặc phục vụ các ứng dụng ngoài sản xuất điện (ví dụ: sản xuất hydrogen). Tuy nhiên, việc vận hành và bảo dưỡng loại lò này phức tạp hơn so với WCR [9].

Nhờ tính linh hoạt cao, lò phản ứng nhanh có thể đáp ứng các mục tiêu và chính sách về năng lượng hạt nhân khác nhau của từng quốc gia. Nếu mục tiêu là bảo tồn uranium tự nhiên (ví dụ ở các quốc gia có kế hoạch phát triển NMĐHN lớn), lò phản ứng nhanh có thể đóng vai trò là lò tái sinh. Nếu mục tiêu là giảm trữ lượng plutonium và/hoặc giảm yêu cầu về kho lưu trữ địa chất, lò phản ứng nhanh có thể đóng vai trò như lò đốt. Ngay cả ở góc độ chiến lược, động lực phát triển lò phản ứng nhanh cũng khác nhau giữa các nước. Ví dụ, Nhật Bản phát triển lò phản ứng nhanh do thiếu tài nguyên năng lượng truyền thống. Liên bang Nga, dù có nhiều nhiên liệu hóa thạch, vẫn tập trung phát triển và triển khai lò phản ứng nhanh nhằm đạt mục tiêu chiến lược lâu dài (bao gồm xuất khẩu) và duy trì vị thế dẫn đầu công nghệ [9].

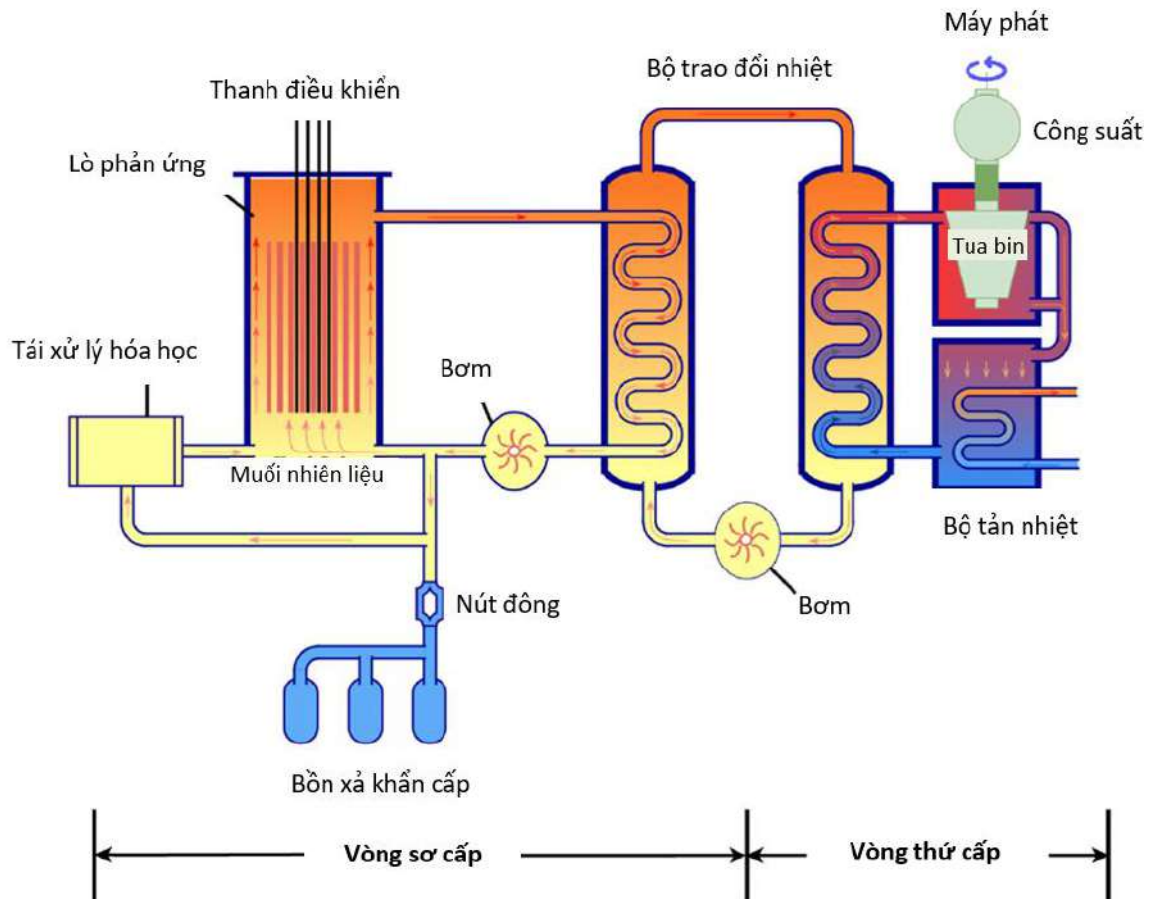
Lò phản ứng mô-đun siêu nhỏ (MMR) hướng tới sản xuất điện công suất tới 10 MW_e. Công nghệ tiên tiến này, thường được xem như một dạng lò phản ứng mô-đun nhỏ, đang được phát triển chủ yếu tại Canada, Trung Quốc, Liên bang Nga, Hoa Kỳ và một số quốc gia châu Âu. Lò phản ứng mô-đun siêu nhỏ thường được nạp nhiên liệu cho toàn bộ vòng đời lò phản ứng, và có một số đặc điểm độc đáo: so với các lò phản ứng mô-đun nhỏ khác, lò này có thể được chế tạo hoàn toàn trong nhà máy, dễ vận chuyển hơn đến địa điểm lắp đặt, và đấu nối trực tiếp với hệ thống cung cấp điện và nhiệt cho người dùng cuối.

Tích hợp các tính năng an toàn thụ động của SMR thế hệ IV, các lò phản ứng siêu nhỏ này cũng có thể tự điều chỉnh nhờ các hệ thống an toàn nội tại và thụ động, từ đó đạt được mức độ kiểm soát và an toàn cao với sự can thiệp tối thiểu của đơn vị vận hành. Lò phản ứng mô-đun siêu nhỏ không bị giới hạn ở một loại chất làm chậm, chất làm mát hay dải năng lượng neutron cụ thể và do đó rất đa dạng. Ví dụ, chất làm mát có thể bao gồm heli, chì, không khí, nước, kim loại lỏng hoặc ống nhiệt. Để có thể được triển khai vận hành, các nhà máy điện siêu nhỏ này cần đảm bảo mức độ an toàn tuyệt đối và có các đặc điểm chống phổ biến vũ khí hạt nhân. Sơ đồ nguyên lý của một lò phản ứng mô-đun siêu nhỏ làm mát bằng khí heli được minh họa trong hình sau.



Hình 105: Lò phản ứng mô-đun siêu nhỏ (MMR) làm mát bằng khí [10].

Lò phản ứng muối nóng chảy (MSR): MSR được mô tả trong Hình 106 có đặc điểm nổi bật là nhiên liệu được hoà tan trực tiếp trong muối nóng chảy, mặc dù một số thiết kế vẫn sử dụng nhiên liệu rắn và dùng muối nóng chảy làm chất làm mát. Công nghệ này có một số ưu điểm như hiệu quả hoạt động cao hơn (vận hành ở nhiệt độ cao), an toàn hơn (áp suất thấp và nhiên liệu ở trạng thái nóng chảy), tính bền vững (ví dụ: chu trình nhiên liệu khép kín tích hợp tái xử lý trong hệ thống) và khả năng giảm chất thải phóng xạ.



Hình 106: Lò phản ứng muối nóng chảy [35].

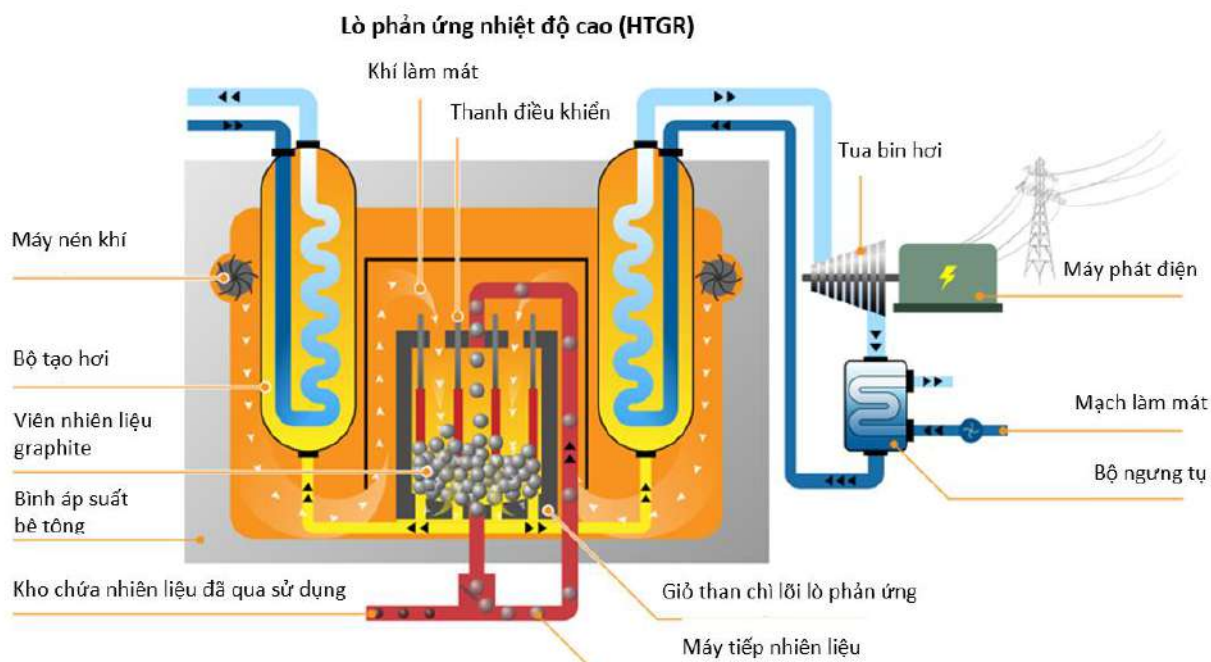
Công nghệ này đã từng được phát triển và thử nghiệm một phần tại lò phản ứng muối nóng chảy thực nghiệm ở Phòng thí nghiệm Quốc gia Oak Ridge ở Hoa Kỳ (1965-1969). Tuy nhiên, vẫn cần tiếp tục đánh giá tính khả thi về mặt kỹ thuật, đặc biệt là hiệu suất lâu dài của vật liệu cấu trúc trong môi trường muối nóng chảy. Hiện nay, các nhà thiết kế lò phản ứng muối nóng chảy đang tập trung giải quyết các vấn đề về vật liệu, cải thiện điều kiện an toàn, tối ưu hóa thiết kế lõi và đánh giá mô hình kinh tế [11].

Các thách thức khác bao gồm việc xin phê duyệt về an toàn trong quá trình cấp phép, cũng như các lo ngại liên quan tới phổ biến vũ khí hạt nhân. Khía cạnh liên quan đến phổ biến hạt nhân (ví dụ như tái xử lý ngay trong hệ thống) mặc dù có thể được giải quyết về mặt kỹ thuật, nhưng do yếu tố chính trị, việc triển khai có thể chỉ được cho phép ở một số quốc gia nhất định. Hiện đã có một số công ty chào bán các thiết kế MSR mới, nhưng việc vận hành thương mại trên quy mô lớn dự kiến chưa thể đạt được trước năm 2030, dù một số lò phản ứng thử nghiệm có thể sẽ đi vào hoạt động trong giai đoạn này (ví dụ, Trung Quốc hiện đang phát triển một lò thử nghiệm muối nóng chảy) [12].

Lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao (HTGR): Lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao được minh họa trong Hình 107 là công nghệ lò phản ứng hạt nhân phân hạch sử dụng khí heli làm chất làm mát và than chì làm chất làm chậm, với nhiên liệu hoàn toàn bằng gốm. Loại lò này có các tính năng an toàn nội tại và khả năng giữ lại sản phẩm phân hạch rất tốt trong nhiên liệu và than chì so với các công nghệ lò phản ứng hạt nhân truyền thống [13].

Nhiệt độ đầu ra của lò HTGR, thường trong khoảng 750°C đến 950°C , cao hơn đáng kể so với lò phản ứng hạt nhân thông thường (với nhiệt độ đầu ra tiêu chuẩn của lò phản ứng nước áp lực (PWR) vào khoảng 320°C). Nhiệt độ cao này không chỉ tăng hiệu suất chuyển đổi năng lượng điện, mà còn mở rộng khả năng sử dụng nhiệt lượng cho các quy trình công nghiệp yêu cầu nhiệt độ cao – điều mà các lò phản ứng truyền thống khó có thể đạt được. Trong các giai đoạn triển khai tiếp theo, nhiệt độ vận hành của các lò HTGR có

thể vượt quá 950°C ; tuy nhiên, điều này sẽ đòi hỏi việc sử dụng các loại vật liệu cấu trúc mới để đảm bảo an toàn và độ bền vận hành.



Hình 107: Sơ đồ lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao (HTGR) [13].

Lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao đầu tiên được đề xuất trong một nghiên cứu thiết kế năm 1945 tại Hoa Kỳ. Vào những năm 1960, các lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao thử nghiệm xuất hiện ở Anh, Hoa Kỳ và Đức, tiếp theo là các dự án quy mô thương mại thí điểm tại Hoa Kỳ và Đức, vận hành từ giữa thập niên 1970 đến đầu thập niên 1990. Kinh nghiệm vận hành và cải tiến thiết kế đã được áp dụng vào hai lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao thử nghiệm đang hoạt động tại Nhật Bản và Trung Quốc, và các lò này đã chứng minh được khả năng vận hành ổn định cũng như mức độ an toàn cao mà không gặp vấn đề kỹ thuật đáng kể [13] [14].

Lò phản ứng làm mát bằng nước (WCR) là các lò sử dụng những công nghệ như PWR, LWR và PHWR đã nêu ở phần *Phân loại theo thiết kế lõi và loại chất làm chậm*. Nhằm cải thiện hiệu suất nhiệt và hiệu quả kinh tế của nhà máy, các hoạt động nghiên cứu và phát triển đối với lò phản ứng nước siêu tới hạn (SCWR) đang được triển khai. Nước siêu tới hạn tồn tại ở nhiệt độ và áp suất cao hơn điểm tới hạn, tại đó không còn phân biệt rõ ràng trạng thái lỏng và khí. Công nghệ này thường được sử dụng trong các nhà máy điện than, dầu và khí tiên tiến. Các lò phản ứng làm mát bằng nước siêu tới hạn dự kiến sẽ có hiệu suất cao hơn khoảng 1,3 lần so với lò phản ứng làm mát bằng nước thông thường.

Lò phản ứng mô-đun nhỏ đang hoạt động

Hiện nay, có hai nhà máy điện hạt nhân SMR đang hoạt động, một ở Nga (trên biển) và một ở Trung Quốc (lò phản ứng thử nghiệm trên đất liền):

- Tại Liên bang Nga, nhà máy điện hạt nhân nổi Akademik Lomonosov được trang bị hai lò phản ứng KLT-40S, mỗi lò có công suất 35 MWe, đã được tiếp nhiên liệu lần đầu vào năm 2023. Nhà máy điện nổi này đã vận hành thương mại từ tháng 5/2020, cung cấp điện và nhiệt cho thị trấn Pevek thuộc vùng Chukotka.
- Tại Trung Quốc, lò thử nghiệm HTR-PM tại Shidaowan đã chính thức vận hành thương mại vào tháng 12/2023. Nhà máy tạo ra 200 MWe ở công suất tối đa, thông qua hai lò phản ứng nối với cùng một tua bin phát điện.

Một số thông tin chi tiết về hai nhà máy này được trình bày dưới đây:

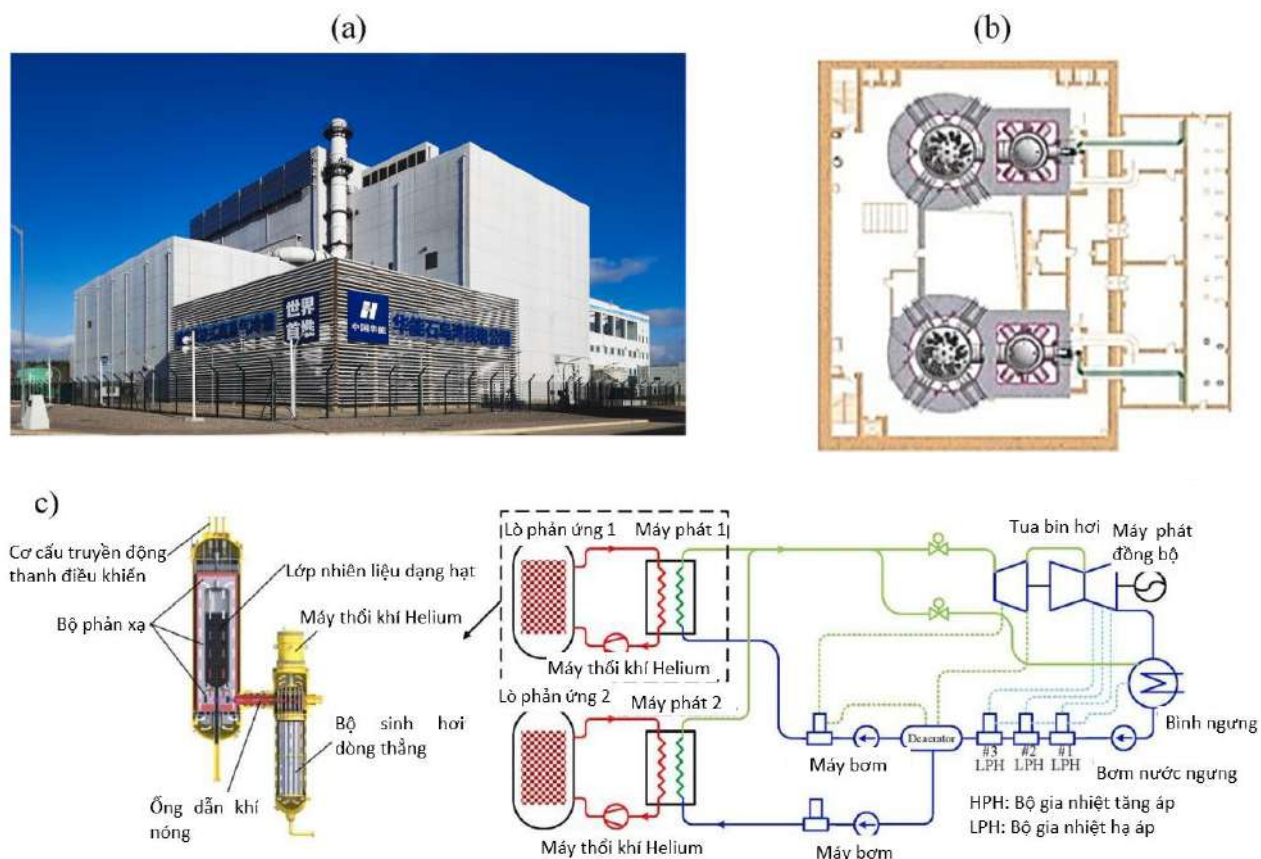
KLT-40 ở Nga (trên biển) [7]: KLT-40S (Akademik Lomonosov) là loại lò PWR được phát triển cho nhà máy điện hạt nhân nổi để cung cấp công suất 35 MWe trên mỗi mô-đun. Thiết kế này dựa trên hệ thống

động lực hạt nhân hàng hải thể hệ thứ ba KLT-40 và là phiên bản lò phản ứng cải tiến, cho phép vận hành lâu dài trên các tàu phá băng hạt nhân trong điều kiện khắc nghiệt hơn so với các NMDHN cố định. Các thông số kỹ thuật của lò phản ứng được thể hiện trong bảng sau.

Bảng 31: KLT-40: Thông số kỹ thuật chính [7].

KLT-40: Thông số kỹ thuật chính	
Thông số	Giá trị
Doanh nghiệp phát triển công nghệ, quốc gia	JSC “Afrikantov OKBM”, Rosatom, Liên bang Nga
Loại lò phản ứng	PWR
Chất tải nhiệt / Chất làm chậm	Nước nhẹ/ nước nhẹ
Công suất nhiệt/điện, MW_{th}/MW_e	35/35
Tuần hoàn sơ cấp	Tuần hoàn cưỡng bức
Áp suất vận hành của Hệ thống cung cấp hơi hạt nhân (sơ cấp / thứ cấp), MPa	12,7
Nhiệt độ chất tải nhiệt tại đầu vào / đầu ra vùng hoạt ($^{\circ}C$)	280/316
Loại nhiên liệu / cấu trúc bó nhiên liệu	Viên nhiên liệu UO_2 nằm trong vỏ zirconium
Số bó nhiên liệu trong lõi (vùng hoạt)	121
Độ giàu của nhiên liệu (%)	18,6
Độ cháy của nhiên liệu ($GW_d/tấn$)	45,5
Chu kỳ nạp nhiên liệu (tháng)	30-36
Cơ chế điều khiển độ phản ứng	Cơ cấu thanh điều khiển
Cách tiếp cận của hệ thống an toàn	Chủ động (một phần thụ động)
Vòng đời thiết kế (năm)	40
Diện tích nhà máy (m^2)	4320 (NMDHN nổi)
Chiều cao / đường kính thùng lò chịu áp (m)	4,8 / 2,0
Khối lượng thùng lò chịu áp (tấn)	9
Thiết kế chịu động đất (SSE)	9 điểm trên thang MSK
Đặc điểm phân biệt	Tổ máy điện hạt nhân nổi dùng để đồng phát điện và nhiệt; không nạp nhiên liệu tại chỗ; nhiên liệu đã qua sử dụng được hoàn trả.
Tình trạng thiết kế	Đấu nối vào lưới điện tại Pevek vào tháng 12/2019. Đã đi vào vận hành thương mại hoàn toàn.

Lò HTR-PM tại Trung Quốc (lò phản ứng thử nghiệm trên đất liền) [43]: Lò HTR-PM là một nhà máy điện hạt nhân thử nghiệm sử dụng công nghệ lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao (HTGR) dạng mô-đun. Dự án này do Viện Công nghệ Hạt nhân và Năng lượng mới (INET), Đại học Thanh Hoa thiết kế. Thiết kế hiện tại của HTR-PM thuộc nhóm lò phản ứng cỡ nhỏ mang tính đổi mới, với công suất điện 200 MW, được tạo ra từ hai mô-đun lò phản ứng. Tháng 1/2006, dự án “Nhà máy điện hạt nhân sử dụng lò phản ứng nước áp lực tiên tiến quy mô lớn và lò phản ứng làm mát bằng khí nhiệt độ cao” đã trở thành một trong 16 dự án ưu tiên hàng đầu của “Kế hoạch phát triển khoa học và công nghệ Trung Quốc” giai đoạn 2006 - 2020. Đến tháng 2/2008, kế hoạch triển khai và ngân sách cho dự án HTR-PM đã được Quốc vụ viện Trung Quốc phê duyệt. Nhà máy điện hạt nhân thử nghiệm này được xây dựng tại thành phố Rongcheng, tỉnh Sơn Đông, Trung Quốc.



Hình 108: Các hình ảnh của nhà máy HTR-PM: (a) hình ảnh bên ngoài của nhà máy, (b) bố trí của đảo hạt nhân, (c) sơ đồ quy trình phát điện của nhà máy HTR-PM.[44].

Bảng 32: Lò HTR-PM: Thông số kỹ thuật chính [45].

Lò HTR-PM: Thông số kỹ thuật chính	
Thông số	Giá trị
Công suất nhiệt của lò phản ứng (MW)	458
Vòng đời thiết kế vận hành (năm)	60
Hệ số tải dự kiến (%)	85
Phần tử nhiên liệu	
Đường kính viên nhiên liệu (mm)	60
Nhiên liệu hạt nhân	UO ₂
Hàm lượng làm giàu U-235 trong nhiên liệu mới (%)	8,5
Lượng kim loại nặng trong mỗi viên nhiên liệu (g)	7
Số lượng viên nhiên liệu	520.000
Số lượng viên than chì	225.530
Độ sâu cháy trung bình (MWd/tU)	80.000
Sơ đồ nạp nhiên liệu	Nạp lại nhiều lần (6 chu kỳ)
Thời gian trung bình nhiên liệu nằm trong vùng hoạt (EFPD)	647
Số viên nhiên liệu thải ra mỗi ngày	4.821
Số viên nhiên liệu mới cần nạp mỗi ngày	804

Lò HTR-PM: Thông số kỹ thuật chính	
Số viên than chì thải ra mỗi ngày	2.091
Thông số thiết kế hạt nhân	
Đường kính cột than chì trung tâm (cm)	220
Đường kính trong/ngoài của vùng nhiên liệu (cm)	220 / 400
Chiều cao trung bình của vùng hoạt (cm)	1.100
Mật độ công suất trung bình của vùng nhiên liệu (MW/m ³)	4,75
Mật độ công suất tối đa của vùng nhiên liệu (MW/m ³)	12,85
Công suất đầu ra trung bình trên mỗi viên nhiên liệu (kW)	0,881
Tỷ lệ rò rỉ neutron từ vùng hoạt (%)	15,08
Kiểm soát phản ứng	
Số lượng thanh điều khiển	18
Số đơn vị hấp thụ dạng bi cầu	18
Hiệu quả điều khiển của thanh điều khiển (%)	5,25
Hiệu quả điều khiển của bi hấp thụ (%)	11,32
Hiệu quả tổng hợp của thanh điều khiển và bi hấp thụ (%)	14,08
Chất làm mát	
Áp suất heli sơ cấp (MPa)	7,0
Nhiệt độ heli tại đầu ra lò phản ứng (°C)	750
Nhiệt độ heli tại đầu vào lò phản ứng (°C)	250
Lưu lượng heli sơ cấp (kg/s)	176
Nhiệt độ nhiên liệu tối đa trong điều kiện hoạt động bình thường (°C)	1.055
Nhiệt độ nhiên liệu tối đa trong điều kiện sự cố (°C)	1.620
Bình áp lực của lò phản ứng	
Đường kính trong (m)	6,7
Cao (m)	24
Độ dày thành thùng lò (mm)	146-250
Chu trình hơi nước	
Lưu lượng hơi chính (kg/s)	155,4
Nhiệt độ nước cấp (°C)	205,3
Áp suất hơi chính tại cửa vào tua bin (Mpa)	13,5
Nhiệt độ hơi chính tại đầu vào tua bin (°C)	538
Công suất phát điện (MW)	195

Các dự án khác [46]:

- Tại Canada, việc xây dựng lò phản ứng BWRX-300 của GE Hitachi Nuclear Energy, sử dụng tuần hoàn tự nhiên, được quy hoạch tại Darlington, và dự kiến hòa lưới vào cuối năm 2028. Đây sẽ là dự án SMR thương mại đầu tiên bắt đầu xây dựng tại Bắc Mỹ.

- Tại Pháp, chính phủ đang thúc đẩy phát triển SMR thông qua Quỹ France Relance 2030, bao gồm EDF-NUWARD SMR (cũng là PWR) và 9 thiết kế tiên tiến khác: NAAREA (Năng lượng hạt nhân dồi dào, giá cả phải chăng và hiệu quả cho tất cả mọi người), Newcleo, Jimmy Energy, Otrera, Calogena, Blue Capsule Technology, Hexana, Stellaria và Thorizon.
- Tại Nhật Bản, sáu thiết kế SMR do khu vực tư nhân phát triển đang được thảo luận. Lò phản ứng thử nghiệm kỹ thuật nhiệt độ cao (HTTR) thuộc Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Nhật Bản, với công suất nhiệt 30 MW, đang vận hành và dự kiến được sử dụng cho một dự án thử nghiệm sản xuất hydrogen.
- Tại Hàn Quốc, có hai thiết kế SMR đáng chú ý. Loại đầu tiên được gọi là Lò phản ứng mô-đun tiên tiến tích hợp (SMART) do KAERI hợp tác cùng với Á Rập Xê Út phát triển, là một lò phản ứng PWR có khả năng tạo ra công suất 100 MWe. Cơ quan quản lý của Hàn Quốc đã cấp phê duyệt thiết kế tiêu chuẩn cho thiết kế này vào tháng 9/2024, đồng thời công bố quan hệ đối tác mới với Canada, dự kiến nộp hồ sơ xin cấp phép triển khai tại Phòng thí nghiệm Chalk River (Canada). Loại thứ hai, được gọi là i-SMR, là một lò phản ứng PWR tích hợp được thiết kế để tạo ra công suất 170 MWe và đang được liên danh quốc gia phát triển.
- Tại Vương quốc Anh, Rolls-Royce đang phát triển mẫu lò PWR công suất 470 MWe.
- Hoa Kỳ đang phát triển nhiều thiết kế SMR. Việc cấp phép và thử nghiệm thiết kế NuScale VOYGR gồm 6 mô-đun, mỗi mô-đun 77 MWe đã chuyển từ Idaho Falls sang các khách hàng tiềm năng khác tại Hoa Kỳ và châu Âu, bao gồm Romania. Westinghouse đã nộp đơn xin chứng nhận thiết kế sơ bộ cho lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ AP300, và Holtec International đang phát triển lò phản ứng SMR-300. Các công nghệ lò phản ứng thế hệ IV bao gồm X-energy Xe-100, sử dụng công nghệ HTGR, cùng với các lò phản ứng siêu nhỏ của Oklo Aurora Powerhouse và eVinci của Westinghouse. Ngoài ra, dự án Ứng dụng, nghiên cứu, thẩm định và đánh giá Lò phản ứng siêu nhỏ (MARVEL) cũng đang được triển khai tại Phòng thí nghiệm Quốc gia Idaho.

Một số dự án nổi bật trong phát triển nhà máy điện hạt nhân nổi: Nhiều quốc gia đang tích cực phát triển các thiết kế SMR đặt trên biển để ứng dụng cho các nhà máy điện hạt nhân nổi cả ở trên bờ và ngoài khơi. Công ty khởi nghiệp của Đan Mạch Seaborg Technologies (đổi tên thành Saltfoss Energy từ năm 2025) đang phát triển thiết kế lò phản ứng muối nóng chảy nhỏ gọn (CMSR) với công suất khoảng 100 MWe cho mỗi lò. Các lò phản ứng này dự kiến được triển khai trên các nhà máy điện hạt nhân nổi dạng xà lan, trong đó một xà lan có thể tích hợp nhiều mô-đun lò phản ứng để đạt tổng công suất từ khoảng 200 MWe trở lên. Tập đoàn KEPCO E&C (Hàn Quốc) tiếp tục phát triển BANDI, một mô-đun điện nổi sử dụng công nghệ PWR, với công suất 60 MWe. Liên bang Nga đã áp dụng thiết kế RITM-200M (đã được sử dụng trên tàu phá băng hạt nhân) cho các thế hệ nhà máy điện hạt nhân nổi sắp tới, trong khi Tập đoàn Hạt nhân Quốc gia Trung Quốc (CNNC) đang phát triển thiết kế nhà máy điện hạt nhân nổi ACP100S.

Mức độ trưởng thành công nghệ của SMR:

Bên cạnh các phân tích về chi phí đầu tư và hiệu suất vận hành khi nghiên cứu về các thiết kế lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ (SMR), cần xem xét mức độ trưởng thành công nghệ (TRL – Technology Readiness Level) của chúng. Hiện nay, phần lớn các thiết kế SMR trên thế giới đang ở các giai đoạn thiết kế khái niệm, hoàn thiện thiết kế, thẩm định an toàn hoặc cấp phép, tương đương khoảng TRL 4–7. Một số thiết kế đã bước sang giai đoạn triển khai dự án đầu tiên (FOAK), tuy nhiên chưa đạt mức thương mại hóa rộng rãi và chưa hình thành chuỗi cung ứng quy mô công nghiệp ổn định.

Việc công nghệ chưa đạt mức TRL cao (TRL 8–9) đồng nghĩa với việc còn tồn tại các rủi ro liên quan đến tiến độ cấp phép, chi phí đầu tư thực tế (FOAK premium), khả năng chuẩn hóa các mô-đun và mức độ nội địa hóa chuỗi cung ứng. Do đó, trong đánh giá tiền khả thi, cần xem xét yếu tố TRL như một tham số quan trọng trong phân tích rủi ro công nghệ và tài chính của phương án thiết kế SMR được xem xét.

Đầu vào

Các lò phản ứng hạt nhân cần nhiều loại đầu vào để tạo ra điện, trong đó quan trọng nhất là nhiên liệu hạt nhân. Các nhiên liệu chính được sử dụng trong lò phản ứng gồm uranium, plutonium và thorium. Các nguyên tố này tham gia phản ứng phân hạch hạt nhân, trong đó hạt nhân nguyên tử bị tách thành các mảnh nhỏ hơn, giải phóng một lượng lớn năng lượng dưới dạng nhiệt.

Uranium: Uranium là loại nhiên liệu được sử dụng phổ biến nhất trong các lò phản ứng hạt nhân, chủ yếu dưới dạng uranium dioxide (UO_2), một vật liệu gốm ổn định ở nhiệt độ cao. Uranium tự nhiên chủ yếu bao gồm uranium-238 (U-238), và chỉ có khoảng 0,7% là uranium-235 (U-235), đồng vị cần thiết để duy trì phản ứng dây chuyền phân hạch. Để sử dụng trong hầu hết các lò phản ứng, uranium cần được làm giàu, nâng tỷ lệ U-235 lên khoảng 3% đến 5% [2].

Plutonium: Plutonium-239 (Pu-239) là một vật liệu phân hạch khác được sử dụng làm nhiên liệu hạt nhân, đặc biệt trong lò phản ứng tái sinh nhanh (FBR). Plutonium được tạo ra từ U-238 trong lò phản ứng và có thể được tách ra thông qua tái chế nhiên liệu đã qua sử dụng. Nhiên liệu plutonium thường được sử dụng ở dạng oxit hỗn hợp (MOX), kết hợp plutonium dioxide với uranium dioxide [3].

Thorium: Thorium-232 (Th-232) là một vật liệu không tự phân hạch, có thể được chuyển hóa thành uranium-233 (U-233), một đồng vị phân hạch trong lò phản ứng. Thorium là một vật liệu thay thế tiềm năng cho uranium nhờ trữ lượng dồi dào hơn và mức phóng xạ lâu dài thấp hơn. Tuy nhiên, công nghệ sử dụng thorium vẫn đang trong quá trình phát triển và chưa được ứng dụng rộng rãi [4].

Ngoài nhiên liệu hạt nhân, các đầu vào khác cần thiết cho hoạt động của lò phản ứng bao gồm:

Chất tải nhiệt: Dùng để truyền nhiệt được tạo ra từ phản ứng phân hạch hạt nhân từ vùng hoạt của lò phản ứng đến bình sinh hơi hoặc tua bin. Các chất tải nhiệt phổ biến gồm có nước nhẹ (H_2O), nước nặng (D_2O), cacbon dioxide (CO_2) và kim loại lỏng như natri (Na).

Chất làm chậm: Trong lò phản ứng nhiệt, chất làm chậm được sử dụng để làm chậm neutron, giúp tăng khả năng phân hạch. Các chất làm chậm phổ biến gồm nước nhẹ, nước nặng và than chì.

Thanh điều khiển: Thanh điều khiển được làm từ vật liệu hấp thụ neutron, chẳng hạn như boron, hafnium hoặc cadmium. Việc đưa thanh điều khiển vào hoặc ra khỏi vùng lõi giúp kiểm soát tốc độ của phản ứng hạt nhân.

Đầu ra

Sản phẩm chính của lò phản ứng hạt nhân là điện năng. Ngoài ra, lò phản ứng hạt nhân còn có thể tạo ra một số sản phẩm có giá trị khác:

Đồng vị phóng xạ: Nhiều lò phản ứng có khả năng sản xuất các đồng vị phóng xạ dùng trong y tế, công nghiệp và nghiên cứu khoa học. Ví dụ: lò phản ứng tạo ra các đồng vị như Cobalt-60 (Co-60) để điều trị ung thư.

Nhiệt năng: Một số lò phản ứng được thiết kế theo mô hình đồng phát, tức là vừa sản xuất điện vừa cung cấp nhiệt năng. Nguồn nhiệt này có thể được sử dụng cho hệ thống sưởi ấm tập trung, khử mặn nước biển hoặc phục vụ các quy trình công nghiệp.

Nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng: Sau khi được sử dụng trong lò phản ứng, nhiên liệu hạt nhân có độ phóng xạ rất cao và được gọi là nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng. Nhiên liệu đã qua sử dụng này chứa hỗn hợp các sản phẩm phân hạch, uranium và plutonium, còn sót lại và cần được quản lý, lưu trữ cẩn trọng do có khả năng phóng xạ trong thời gian dài. Một phần trong số đó có thể được tái chế, xử lý và tái sử dụng làm nhiên liệu mới.

Công suất điển hình

Lò phản ứng cỡ lớn (lò phản ứng thông thường) được coi là lò phản ứng có công suất điện cao hơn 700 MW_e. Các lò phản ứng cỡ trung bình được định nghĩa là “các lò phản ứng có công suất điện tương đương từ 300 đến 700 MW” [19]. Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA) định nghĩa SMR là “các lò phản ứng thế hệ mới được thiết kế để tạo ra điện năng với công suất tối đa 300 MW”, công suất của các nhà máy SMR có thể giảm đến chỉ vài MW, mức nhỏ nhất được ghi nhận (trong giai đoạn thiết kế ý tưởng) là 1,5 MW_e [7].

Khả năng tăng giảm công suất

Năng lượng hạt nhân là nền tảng cho việc phát điện phụ tải nền nhờ khả năng cung cấp nguồn điện ổn định và đáng tin cậy, bất kể điều kiện thời tiết hay thời gian trong ngày. Không giống như các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi như năng lượng gió hoặc năng lượng mặt trời, các nhà máy điện hạt nhân hoạt động với hệ

số công suất cao, thường trên 90%, nghĩa là sản xuất gần như liên tục ở mức công suất gần tối đa. Sản lượng ổn định này có vai trò then chốt trong việc duy trì ổn định lưới điện. Các lò phản ứng hạt nhân phát điện thông qua quá trình phân hạch hạt nhân, trong đó các hạt nhân nguyên tử tách ra và giải phóng năng lượng dưới dạng nhiệt. Nhiệt lượng này được sử dụng để tạo ra hơi nước, từ đó làm quay các tua bin được kết nối với máy phát điện. Vì các nhà máy điện hạt nhân có thể hoạt động liên tục trong thời gian dài - chu kỳ nạp nhiên liệu thường kéo dài từ 18 đến 24 tháng - nên cung cấp một nền tảng đáng tin cậy để tích hợp thêm các nguồn năng lượng có tính gián đoạn cao, qua đó đảm bảo cung cấp điện liên tục để đáp ứng nhu cầu phụ tải nền của lưới điện. Những lợi ích tiềm năng được thể hiện trong Bảng 39.

Các lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ (SMR) có nhiều cấu hình khác nhau và một số thiết kế sử dụng phương pháp đa mô-đun để mở rộng quy mô và thích ứng với nhu cầu năng lượng ngày càng tăng. Một số lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ (SMR), đặc biệt là lò phản ứng siêu nhỏ, được thiết kế để sử dụng ở vùng sâu vùng xa hoặc vùng không nối lưới, mạng điện độc lập quy mô nhỏ, cũng như ứng phó tình huống khẩn cấp. Những lợi ích dự kiến của SMR được thể hiện trong bảng sau [25].

Bảng 33: Các thuộc tính linh hoạt và lợi ích dự kiến của SMR [25].

Thuộc tính	Thuộc tính phụ	Lợi ích
Linh hoạt trong vận hành	Khả năng cơ động	Điều chỉnh theo tải
	Tương thích với hệ thống năng lượng lai (hybrid) và đa năng (polygeneration)	Vận hành hiệu quả về kinh tế trong bối cảnh tỷ lệ thâm nhập của các nguồn phát điện có tính gián đoạn ngày càng tăng, đóng vai trò là giải pháp thay thế
	Sử dụng nhiên liệu đa dạng	Tính kinh tế và an ninh nguồn cung
	Vận hành độc lập	Khả năng phục hồi hệ thống, nguồn điện từ xa, lưới điện siêu nhỏ, ứng dụng trong tình huống khẩn cấp
Linh hoạt trong triển khai	Khả năng mở rộng	Khả năng triển khai ở quy mô cần thiết
	Lựa chọn vị trí	Khả năng triển khai khi cần thiết
	Khả năng xây dựng	Khả năng triển khai đúng tiến độ và ngân sách
Linh hoạt của sản phẩm	Điện năng	Nguồn cung điện tin cậy, dễ điều độ
	Nhiệt năng	Nhiệt quy trình đáng tin cậy, dễ điều độ
	Đồng vị phóng xạ	Nguồn cung cấp đồng vị đáp ứng nhu cầu đặc thù hoặc nhu cầu cao

Các lò phản ứng hiện đại có khả năng điều chỉnh hoạt động để phù hợp với những thay đổi tải theo kế hoạch hoặc đột xuất. Nhiều nhà máy điện hạt nhân hiện đại (thế hệ III/III+) có thể vận hành an toàn ở mức 25% công suất định mức và tăng dần lên công suất tối đa với tốc độ tăng 2,5% mỗi phút cho đến 60% công suất, sau đó tăng dần với tốc độ 5% mỗi phút cho đến công suất định mức tối đa. Theo đó, các nhà máy điện có thể thay đổi từ 25% lên 100% công suất định mức trong vòng chưa đầy 30 phút [26]. Tuy nhiên, các nhà máy điện hạt nhân có đặc điểm là chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) cố định cao và chi phí vận hành biến đổi thấp, do đó thường được giả định sẽ vận hành ở chế độ phụ tải nền (nghĩa là hơn 8000 giờ/năm).

Các lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ (SMR) mới có khả năng tăng hoặc giảm công suất, và tải hàng ngày của SMR có thể dao động từ 100% xuống thấp nhất là 20%. Nếu nhà máy có hệ thống gồm nhiều lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ (SMR), một hoặc nhiều mô-đun có thể được bật/tắt để điều chỉnh sản lượng của toàn bộ nhà máy.

Tại châu Âu, tính linh hoạt là yêu cầu bắt buộc đối với NMĐHN: nhà máy phải có khả năng đạt chu kỳ vận hành hằng ngày trong khoảng 50–100 % công suất định mức, đồng thời duy trì tốc độ tăng/giảm công suất 3–5 %/phút.

Tổ chức European Utility Requirements (EUR) kể từ năm 2001 đã quy định rằng các thiết kế lò phản ứng

mới phải có khả năng điều chỉnh theo tải trong khoảng từ 50% đến 100% công suất. Mặc dù hầu hết các lò phản ứng hạt nhân của Pháp vận hành ở chế độ này, thiết kế Lò phản ứng nước áp lực châu Âu (EPR) có khả năng nâng cao hơn. Lò có thể duy trì vận hành ở mức 25 % công suất, sau đó tăng dần lên công suất tối đa với tốc độ 2,5 % công suất định mức/phút đến 60 %, và 5 % công suất định mức/phút đến 100 % công suất [27]. Như vậy, tổ máy có thể thay đổi công suất đầu ra từ 25% lên 100% trong vòng chưa đầy 30 phút, mặc dù điều này có thể gây ra một số hao mòn nhất định [28].

Ưu/ nhược điểm

Ưu điểm

- Công nghệ đã được kiểm chứng (đối với lò phản ứng truyền thống).
- Các nhà máy điện hạt nhân hiện là một công nghệ an toàn nhờ những tiến bộ kỹ thuật giúp loại bỏ phần lớn các nguy cơ gây ra sự cố trước đây.
- Mật độ năng lượng lớn, có nghĩa là các nhà máy cần ít diện tích đất hơn so với các nguồn năng lượng khác như điện mặt trời hoặc điện gió.
- Lượng khí thải carbon thấp hơn so với các nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Các nhà máy điện hạt nhân không phát thải khí nhà kính trong quá trình vận hành, lượng phát thải trong suốt vòng đời cũng rất thấp so với các nguồn năng lượng khác.
- Do hiệu suất cao và tính nhỏ gọn của nhiên liệu hạt nhân, nên không cần các cơ sở lưu trữ nhiên liệu quy mô lớn. Sản lượng thường không bị ảnh hưởng bởi điều kiện thời tiết. Nhà máy điện hạt nhân rất phù hợp để đáp ứng nhu cầu năng lượng lớn do có hiệu suất vận hành và hệ số công suất cao (80 đến 90%).
- Những bước tiến liên tục trong công nghệ tái chế và việc phát triển các chu trình nhiên liệu thay thế đang giúp mở rộng nguồn cung nhiên liệu hạt nhân.

Nhược điểm

- Thời gian xây dựng kéo dài và thường không chắc chắn về tiến độ dự kiến do các yếu tố kỹ thuật và logistic.
- Chưa có tiêu chuẩn quốc tế chung cho các nhà máy điện hạt nhân do những lo ngại liên quan đến an ninh và chiến lược quốc gia.
- Địa điểm xây dựng hạn chế vì các nhà máy điện hạt nhân phải nằm gần các trung tâm tải và nguồn nước (như sông hoặc biển), đồng thời tránh xa các vùng địa chấn.
- Các vấn đề địa chính trị, chẳng hạn như đứt gãy chuỗi cung ứng và nguy cơ phổ biến vũ khí hạt nhân, khiến nỗ lực hợp tác quốc tế để xây dựng các quy định và tiêu chuẩn an toàn gặp nhiều khó khăn.
- Chi phí đầu tư ban đầu cao hơn so với các loại năng lượng khác.
- Khó ước tính chính xác chi phí đầu tư. Tuy nhiên, những cải tiến gần đây trong quản lý dự án và kỹ thuật mô-đun đã nâng cao độ tin cậy về tiến độ dự án.
- Chi phí bảo dưỡng cao do thiếu chuẩn hóa, đòi hỏi chi phí thuê đội ngũ chuyên gia có trình độ.
- Quy trình tháo dỡ các nhà máy điện hạt nhân kéo dài và tốn kém, dẫn đến thách thức về mặt tài chính.
- Dự kiến chi phí hình thành chuỗi cung ứng SMR sẽ rất cao.
- Chi phí xử lý nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng rất cao và thường chiếm khoảng 5% tổng chi phí phát điện [38].
- Năng lượng hạt nhân tạo ra chất thải phóng xạ từ nhiên liệu đã qua sử dụng, đòi hỏi quy trình xử lý đặc thù do tác động tiêu cực đến sức khỏe con người. Nội dung này được mô tả chi tiết hơn trong phần Môi trường.

Ưu điểm và nhược điểm của SMR so với các lò phản ứng cỡ lớn khác

Ưu điểm của SMR

- Tăng cường an toàn và an ninh: Công suất nhiệt của lõi lò phản ứng thấp hơn, cấu trúc nhỏ gọn và việc vận hành tự động giúp tăng cường khả năng kiểm soát an toàn và an ninh so với các thiết kế trước đó và các lò phản ứng thương mại cỡ lớn. Các hệ thống an toàn thụ động là một tính năng an toàn quan trọng của SMR. Hệ thống an toàn gồm một nguồn nước tại chỗ hoạt động dựa vào đối

lưu tự nhiên (ví dụ: tuần hoàn tự nhiên, đối lưu, trọng lực và tự điều áp) [28]. Trong kỹ thuật lò phản ứng, tuần hoàn tự nhiên giúp làm mát lõi lò phản ứng mà không cần bơm chất làm mát để đảm bảo không xảy ra hỏng hóc các bộ phận chuyển động. Các biên độ an toàn cao hơn này giúp giảm hoặc thậm chí loại bỏ nguy cơ phát tán phóng xạ ra môi trường và cộng đồng trong trường hợp xảy ra sự cố.

- **Tính mô-đun:** Thuật ngữ “mô-đun” trong SMR thể hiện khả năng mở rộng quy mô và khả năng sản xuất các thành phần chính của hệ thống cung cấp hơi nước hạt nhân (NSSS) tại nhà máy trước khi vận chuyển đến địa điểm lắp đặt. Điều này giúp hạn chế nhu cầu chuẩn bị tại chỗ và giảm thời gian xây dựng. Quá trình chế tạo tại nhà máy diễn ra trong môi trường được kiểm soát tốt hơn, giúp cải thiện chất lượng, rút ngắn thời gian xây dựng, giảm chi phí bảo dưỡng thông qua giảm nguy cơ hỏng hóc các bộ phận, đồng thời đảm bảo quy trình thi công an toàn hơn. Điều này giúp cải thiện an toàn cho công nhân tại cơ sở vì họ phải xử lý ít bộ phận hơn. Quá trình chế tạo tại nhà máy có thể tiết kiệm chi phí nhân công và xây dựng.
- **Thời gian xây dựng và tài chính:** Quy mô, hiệu quả xây dựng và hệ thống an toàn thụ động (yêu cầu ít dự phòng hơn) có thể giúp giảm yêu cầu về vốn đầu tư cho chủ sở hữu nhà máy điện hạt nhân do tổng chi phí đầu tư cho nhà máy thấp hơn. Điều này giúp việc huy động vốn trở nên dễ dàng hơn so với các nhà máy lớn [16].
- **Giảm nhu cầu nạp nhiên liệu:** SMR chỉ sử dụng một lượng nhiên liệu nhỏ và chỉ cần tiếp nhiên liệu sau mỗi 3 - 7 năm, so với thời gian 1 - 2 năm của các nhà máy điện thông thường. Một số hệ thống SMR thậm chí còn được thiết kế để vận hành lên tới 30 năm mà không cần tiếp nhiên liệu.

Nhược điểm của SMR

- Chưa được triển khai rộng rãi: hiện chỉ có một vài lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ (SMR) đang được sử dụng để phát điện. Do đó, rất khó để tin tưởng vào thời gian sản xuất, tỷ lệ học tập và khả năng giảm chi phí mà doanh nghiệp đề xuất.
- Mất lợi thế kinh tế theo quy mô đơn vị: Các lò phản ứng hạt nhân có kích thước ngày càng lớn vì các nhà sản xuất và vận hành đạt được lợi thế thương mại từ việc tăng quy mô và sản lượng điện. SMR mất đi lợi thế hiệu quả kinh tế theo quy mô đơn vị và chỉ mang lại hiệu quả về chi phí với số lượng lớn, đòi hỏi triển khai trên quy mô lớn các mô-đun SMR.
- Cấp phép: Một trong những rào cản chính là việc cấp phép cho các thiết kế lò phản ứng mới. Quá trình cấp phép cho một lò phản ứng mới theo thiết kế SMR kéo dài và tốn kém, dự kiến lâu hơn so với các lò phản ứng truyền thống.

Quản lý vòng đời công nghệ

Đối với các nhà máy điện hạt nhân, việc đánh giá hiệu quả kinh tế – kỹ thuật cần được thực hiện theo cách tiếp cận vòng đời đầy đủ, bao gồm: (i) đầu tư xây dựng; (ii) vận hành – bảo dưỡng; (iii) cung cấp nhiên liệu; (iv) tháo dỡ; và (v) quản lý nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng và chất thải phóng xạ.

1. Đầu tư xây dựng

Đầu tư xây dựng là cấu phần chi phí lớn nhất trong vòng đời nhà máy điện hạt nhân, thường chiếm tỷ trọng chủ đạo trong LCOE. Cấu phần này bao gồm: Chi phí thiết kế, thẩm định và cấp phép; Chi phí xây dựng công trình hạt nhân và công trình phụ trợ; Chi phí thiết bị chính (lò phản ứng, tua bin, hệ thống an toàn); Chi phí quản lý dự án, bảo hiểm và dự phòng; Chi phí lãi vay trong thời gian xây dựng (IDC), và các yếu tố khác.

Đặc thù của điện hạt nhân là thời gian xây dựng dài, yêu cầu tiêu chuẩn an toàn cao và kiểm soát chất lượng nghiêm ngặt, dẫn đến rủi ro trượt tiến độ và vượt chi phí nếu công tác quản lý dự án không hiệu quả. Do đó, trong cách tiếp cận vòng đời, quản trị rủi ro CAPEX và chi phí tài chính có ý nghĩa quyết định đến hiệu quả kinh tế tổng thể của dự án.

2. Vận hành – bảo dưỡng

Chi phí vận hành – bảo dưỡng bao gồm: Nhân lực vận hành, kỹ thuật và an toàn; Bảo dưỡng định kỳ và đại tu; Quản lý vật tư, phụ tùng thay thế; Chi phí bảo đảm an toàn bức xạ và an ninh; cũng như Bảo hiểm và các nghĩa vụ pháp lý khác.

Đối với nhà máy điện hạt nhân công suất lớn, lợi thế kinh tế theo quy mô giúp chi phí O&M trên mỗi kWh

thường ở mức tương đối ổn định và cạnh tranh so với các nguồn điện nền khác. Tuy nhiên, yêu cầu nâng cấp an toàn sau các sự kiện quốc tế (ví dụ sự cố Fukushima năm 2011 tại Nhật Bản), gia hạn vận hành hoặc thay thế thiết bị lớn có thể làm gia tăng chi phí O&M trong giai đoạn giữa và cuối vòng đời.

3. Cung cấp nhiên liệu

Chi phí nhiên liệu hạt nhân bao gồm: Khai thác và tinh chế uranium; Chuyển đổi và làm giàu; Chế tạo bó nhiên liệu; Vận chuyển và bảo hiểm; Quản lý nhiên liệu đã qua sử dụng.

So với nhiệt điện than hoặc khí, chi phí nhiên liệu hạt nhân thường chiếm tỷ trọng nhỏ hơn trong LCOE do mật độ năng lượng cao và chu kỳ thay nhiên liệu dài (12–24 tháng). Tuy nhiên, yếu tố an ninh cung ứng và biến động giá dịch vụ làm giàu có thể ảnh hưởng đến chi phí dài hạn.

Trong cách tiếp cận vòng đời, chi phí nhiên liệu cần được xem xét cùng với chiến lược hợp đồng dài hạn, đa dạng hóa nhà cung cấp và chính sách dự trữ nhiên liệu chiến lược để bảo đảm ổn định tài chính và an ninh năng lượng.

4. Tháo dỡ nhà máy

Tháo dỡ là nghĩa vụ pháp lý bắt buộc sau khi kết thúc vòng đời vận hành (thường 40–60 năm, có thể gia hạn). Hoạt động này bao gồm: tháo dỡ hệ thống – thiết bị nhiễm xạ, xử lý – phân loại chất thải phát sinh, khử nhiễm xạ cho công trình và hoàn trả địa điểm. Thông lệ quốc tế yêu cầu chủ đầu tư phải trích lập quỹ tháo dỡ ngay trong giai đoạn vận hành thông qua cơ chế tích lũy theo sản lượng điện phát ra. Chi phí tháo dỡ thường được ước tính ở mức vài phần trăm tổng mức đầu tư ban đầu, tuy nhiên giá trị thường khá lớn do đặc thù quy mô công suất và yêu cầu an toàn nghiêm ngặt.

5. Quản lý nhiên liệu đã qua sử dụng

Đối với lò công suất lớn, khối lượng nhiên liệu đã qua sử dụng phát sinh đáng kể trong suốt vòng đời nhà máy. Phương án quản lý phổ biến gồm: Lưu giữ ban đầu trong bể chứa tại nhà máy; Lưu giữ khô trung gian; và về dài hạn, xử lý theo phương án tái chế hoặc lưu giữ địa chất sâu.

Chi phí cho quản lý nhiên liệu đã qua sử dụng bao gồm chi phí lưu giữ trung gian dài hạn, vận chuyển, đóng gói và xử lý cuối cùng. Đây là nghĩa vụ tài chính dài hạn cần được tính toán và tích lũy quỹ trong suốt thời gian vận hành.

6. Quản lý chất thải phóng xạ

Chất thải phát sinh trong quá trình vận hành và tháo dỡ được phân loại theo mức độ phóng xạ (thấp, trung bình, cao). Việc xử lý bao gồm các bước: phân loại, xử lý – ổn định hóa, đóng gói, lưu giữ trung gian và lưu giữ cuối cùng. Đối với chất thải mức cao hoặc nhiên liệu đã qua sử dụng, giải pháp lưu giữ địa chất sâu được coi là phương án dài hạn bền vững theo thông lệ quốc tế.

Yêu cầu không gian

Nhà máy điện hạt nhân thường chiếm diện tích nhỏ, khoảng 3,4 km² cho mỗi 1.000 megawatt công suất lắp đặt. Ước tính này phản ánh diện tích trung bình của 59 nhà máy điện hạt nhân trên khắp Hoa Kỳ [20].

Để tính toán mức độ sử dụng đất trực tiếp cho năng lượng, cần lấy diện tích của cơ sở phát điện, trong trường hợp này là lò phản ứng hạt nhân, chia cho sản lượng năng lượng trong một năm. Lưu ý rằng diện tích dành cho khai thác, chuyển đổi và làm giàu uranium được xếp vào diện tích sử dụng đất gián tiếp. Việc đưa biến số này vào phân tích nhằm phân biệt với diện tích đất sử dụng riêng cho vận hành, bởi nếu chỉ phân tích riêng phần này có thể gây thiên lệch trong diễn giải dữ liệu. Trên thực tế, tổng mức độ sử dụng đất cho năng lượng là tổng diện tích sử dụng đất trực tiếp và gián tiếp. Khi so sánh giữa các nguồn năng lượng khác nhau, năng lượng hạt nhân là nguồn năng lượng hiệu quả nhất về mặt sử dụng đất như được thể hiện trong bảng sau [21].

Bảng 34: Mức độ sử dụng đất cho năng lượng [21].

Nguồn năng lượng	Tổng mức độ sử dụng đất cho năng lượng (ha/TWh/năm) – Trung bình
Thủy điện	15.000
Điện mặt trời trên mặt đất	2.100
Khí tự nhiên	410
Điện gió	170
Điện hạt nhân (Lò phản ứng lớn)	15

Đối với Việt Nam [47]: Ngày 26/6/2025, tại Kỳ họp thứ 27 của Hội đồng nhân dân tỉnh Ninh Thuận khóa XI, nhiệm kỳ 2021-2026, Hội đồng Nhân dân đã thông qua Nghị quyết điều chỉnh Quy hoạch tỉnh Ninh Thuận thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050. Nội dung điều chỉnh tập trung vào 11 lĩnh vực trọng điểm, bao gồm 8 hạng mục liên quan trực tiếp hoặc gián tiếp đến Dự án Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận (lưu ý: tỉnh Ninh Thuận hiện đã được sáp nhập thành tỉnh Khánh Hòa mới). Theo đó:

- Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 1 có tổng diện tích quy hoạch khoảng 883,68 ha, bao gồm 443,11 ha trên đất liền và 440,57 ha trên biển.
- Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 2 có tổng diện tích quy hoạch khoảng 758,54 ha (bao gồm 380,91 ha trên đất liền và 377,63 ha trên biển).

Do hai nhà máy điện hạt nhân của Việt Nam vẫn chưa được xây dựng nên phân tích sử dụng các giá trị công suất thiết kế dự kiến đã được công bố trong các văn bản chính thức. Mỗi nhà máy dự kiến sẽ bao gồm bốn lò phản ứng, với công suất mỗi tổ máy từ 1.000 đến 1.600 MW.

Dữ liệu đầu vào cho tính toán:

Bảng 35: Ước tính nhu cầu sử dụng đất các dự án điện hạt nhân tại Việt Nam

Thông tin	NMĐHN Ninh Thuận 1	NMĐHN Ninh Thuận 2
Tổng diện tích (ha)	883,68	758,54
Diện tích đất (ha)	443,11	380,91
Diện tích trên biển (ha)	440,57	377,63
Số tổ máy	4	4
Công suất mỗi tổ máy (MW _e)	1.000-1.600	1.000-1.600
Tổng công suất (MW _e)	4.000-6.400	4.000-6.400

Các nhà máy điện hạt nhân hiện đại thường vận hành với hệ số công suất khoảng 90%. Với 8.760 giờ hoạt động mỗi năm, sản lượng điện hàng năm của nhà máy 4.000 MW là 31,54 TWh/năm, và của nhà máy 6.400 MW là 50,46 TWh/năm. Khi xét đến tổng diện tích (trên đất liền + trên biển), mức độ sử dụng đất của nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 1 dao động từ 28,0 đến 17,5 ha/TWh/năm, và của nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 2 từ 24,1 đến 15,0 ha/TWh/năm. Nếu chỉ xét đến diện tích trên đất liền, mức độ sử dụng đất của nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 1 là 14,1–8,8 ha/TWh/năm, và của nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 2 là 12,1–7,6 ha/TWh/năm.

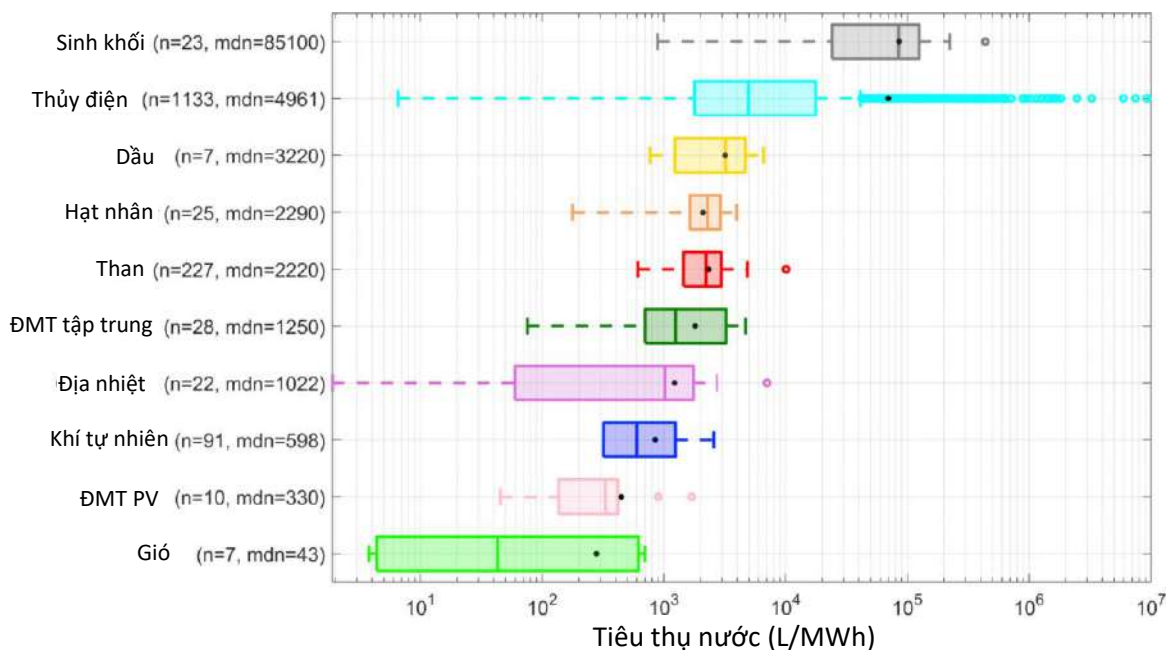
Do đó, khi tính đến toàn bộ diện tích (trên đất liền + trên biển), mức độ sử dụng đất của hai nhà máy điện hạt nhân ở Việt Nam là 15–28 ha/TWh/năm, cao hơn một chút so với mức trung bình toàn cầu, do bao gồm cả diện tích trên biển và hạ tầng phụ trợ. Tuy nhiên, nếu chỉ xem xét diện tích trên đất liền, mức 7,6–14,1 ha/TWh/năm tương đương hoặc thậm chí thấp hơn mức trung bình toàn cầu (~15 ha/TWh/năm).

Như vậy, có thể thấy rằng các nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 1 và 2 có hiệu quả sử dụng đất cao, đặc biệt khi xét đến diện tích đất chiếm dụng thực tế.

Tiêu thụ nước

Lượng nước tiêu thụ trên mỗi megawatt-giờ của nhà máy điện hạt nhân nhìn hơn một chút so với các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch có quy mô tương đương, bất kể sử dụng phương pháp làm mát một lần hay tuần hoàn khép kín. Mặc dù nhà máy điện hạt nhân sử dụng nhiều nước hơn một số nhà máy năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời, nhưng mức tiêu thụ nhìn chung thấp hơn các công nghệ năng lượng tái tạo khác như địa nhiệt [22].

Các lò phản ứng hạt nhân phổ biến nhất, chẳng hạn như lò phản ứng nước áp lực (PWR) và lò phản ứng nước sôi (BWR), sử dụng nước để làm mát lõi và tạo ra hơi nước để vận hành tua bin. Lượng nước tiêu thụ có thể thay đổi, nhưng thường dao động từ 2000 đến 3000 lít trên mỗi megawatt-giờ (l/MWh) điện được sản xuất [23]. Nước này chủ yếu được sử dụng trong hệ thống làm mát bình ngưng, trong đó hơi nước được ngưng tụ trở lại thành nước sau khi đi qua các tua bin.



Hình 109: So sánh lượng nước tiêu thụ giữa các nguồn năng lượng [24].

Mặt khác, các lò phản ứng làm mát bằng khí (GCR) hoặc lò phản ứng làm mát bằng kim loại lỏng (như natri trong lò phản ứng nhanh làm mát bằng natri, SFR) có mức tiêu thụ nước thấp hơn nhiều hoặc thậm chí bằng không trong một số trường hợp. Trong các hệ thống này, chất làm mát sơ cấp không phải là nước, do đó nước chỉ được sử dụng cho hệ thống tạo hơi thứ cấp và làm mát bình ngưng. Trong những trường hợp như vậy, lượng nước tiêu thụ có thể thấp hơn đáng kể, thường nằm trong khoảng từ 500 đến 1000 lít/MWh. Giá trị trung bình toàn cầu năm 2019 là 2290 l/MWh [24], như được thể hiện trong Hình 109.

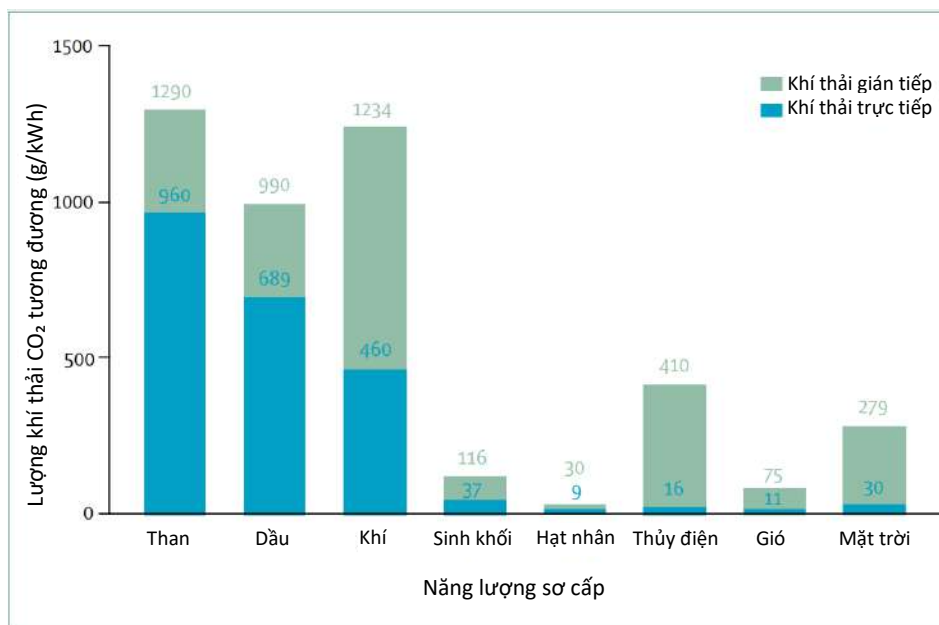
Môi trường

Hình 110 cho thấy năng lượng hạt nhân phát thải trực tiếp 9g CO₂ tương đương/kWh; giá trị này thấp hơn đáng kể so với các công nghệ phát điện sử dụng nhiên liệu đốt khác. Mức phát thải này được tính toán dựa trên phương pháp vòng đời, giả sử tuổi thọ là 60 năm và số giờ hoạt động tối thiểu là 3700 đến 7400 giờ mỗi năm [29].

Xử lý chất thải phóng xạ là một trong những rủi ro môi trường nghiêm trọng nhất. Việc tiếp xúc với một số mức độ phóng xạ cao, chẳng hạn như từ chất thải phóng xạ nồng độ cao, thậm chí có thể gây tử vong. Phơi nhiễm bức xạ cũng có thể gây ung thư, dị tật bẩm sinh và các bất thường khác, tùy thuộc vào thời gian tiếp xúc, lượng bức xạ và cơ chế phân rã. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng ngành công nghiệp hạt nhân là lĩnh vực năng lượng duy nhất có kế hoạch dài hạn bài bản để quản lý chất thải.

Chất thải phóng xạ bao gồm bất kỳ vật liệu nào có tính phóng xạ hoặc đã bị nhiễm phóng xạ và không còn được sử dụng nữa. Mỗi hạt phóng xạ đều có chu kỳ bán rã - thời gian cần thiết để phân rã một nửa số nguyên tử, và do đó chất thải sẽ mất đi một nửa nồng độ phóng xạ. Các hạt phóng xạ có thời gian bán rã

dài sẽ dễ xử lý hơn. Cuối cùng, tất cả chất thải phóng xạ đều phân rã thành các nguyên tố không phóng xạ. Đồng vị phóng xạ càng nhiều thì quá trình phân rã càng nhanh. Các vật liệu phóng xạ được tạo ra từ quá trình phân hạch hạt nhân uranium được chia thành các sản phẩm phân hạch ngắn hạn, trung hạn và dài hạn. Sản phẩm phân hạch ngắn hạn điển hình là đồng vị Iốt-131 (^{131}I), có chu kỳ bán rã là 8 ngày, trong khi sản phẩm phân hạch trung hạn có chu kỳ bán rã khoảng 30 năm. Chỉ có bảy sản phẩm phân hạch có chu kỳ bán rã dài hơn 30 năm, nằm trong khoảng từ 200.000 đến 16 triệu năm. Đây được gọi là các sản phẩm phân hạch dài hạn, chẳng hạn như Caesium-135 (^{135}Cs) hoặc Selenium-79 (^{79}Se).



Hình 110: Mức phát thải CO_2 tương đương trung bình trong suốt vòng đời của các nguồn phát điện khác nhau [29].

Chất thải phóng xạ được hình thành tại tất cả các giai đoạn của chu trình nhiên liệu hạt nhân. Chu trình nhiên liệu gồm hoạt động khai thác và xay nghiền quặng uranium, xử lý và sản xuất nhiên liệu hạt nhân, sử dụng nhiên liệu trong lò phản ứng, tái chế, xử lý nhiên liệu đã sử dụng lấy ra từ lò phản ứng và cuối cùng là xử lý chất thải. Trong khi chất thải được tạo ra trong quá trình khai thác, xay nghiền và sản xuất nhiên liệu, phần lớn chất thải (về mặt phóng xạ) đến từ quá trình 'đốt cháy' uranium thực để sản xuất điện. Chất thải phóng xạ được phân thành ba loại: nồng độ thấp (LLW), nồng độ trung bình (ILW) hoặc nồng độ cao (HLW), chủ yếu phụ thuộc vào nồng độ phóng xạ.

Hiện nay, nhiều phương án xử lý chất thải phóng xạ đã được nghiên cứu và xem xét, bao gồm: chôn dưới đất, tái chế chất thải hạt nhân, đưa ra vũ trụ, chôn dưới biển, chôn trong vùng hút chìm, chôn dưới sông băng, lưu trữ trong đá nhân tạo. Hai phương án được sử dụng nhiều nhất hiện nay là chôn dưới đất và tái chế. Với phương án chôn lấp chất thải, chất thải có thể được xử lý/lưu trữ tạm thời tại chỗ (khoảng 40 – 50 năm) ở cơ sở sản xuất bằng một số phương pháp, chẳng hạn như thủy tinh hóa, trao đổi ion hoặc tạo đá tổng hợp và sau đó chôn tại một địa điểm chuyên biệt trong dài hạn. Với phương án tái chế, nhiên liệu đã sử dụng được xử lý nhằm tách Plutonium và Uranium để tái sử dụng, phần còn lại có thể thủy tinh hóa và chôn lấp.

Công tác quản lý chất thải hạt nhân đã có những tiến bộ đáng kể trong những thập kỷ qua, các công nghệ tiên tiến như thủy tinh hóa và lưu trữ sâu dưới tầng địa chất mang đến các giải pháp an toàn và dài hạn. Ngoài ra, các nghiên cứu hiện nay cũng đang tập trung vào giảm thiểu hơn nữa tác động môi trường thông qua việc tái chế và tái sử dụng nhiên liệu hạt nhân. So với các nguồn năng lượng khác như than đá và dầu mỏ, tác động đến môi trường, xét về phát thải khí nhà kính và ô nhiễm không khí, của năng lượng hạt nhân ít hơn nhiều.

Quản lý chất thải hạt nhân vẫn là một vấn đề được quan tâm thảo luận, dù các giải pháp kỹ thuật để lưu trữ và xử lý an toàn hiện có đã được kiểm chứng trên thực tế. Những thảo luận chủ yếu xoay quanh khả năng

phóng xạ trong thời gian dài của chất thải hạt nhân, tiềm ẩn nguy cơ đối với sức khỏe con người và môi trường trong hàng nghìn năm. Các cộng đồng gần khu vực đề xuất xây dựng kho lưu trữ thường bày tỏ sự phản đối vì lo ngại nguy cơ ô nhiễm, sự cố và những tác động tiêu cực lên giá bất động sản. Bên cạnh đó, những thách thức về chính sách và logistic trong quá trình thiết lập, duy trì các cơ sở xử lý an toàn, dài hạn, chẳng hạn như các kho lưu trữ địa chất tầng sâu, càng khiến tình hình trở nên phức tạp hơn.

Các vấn đề và mối quan ngại về an toàn

Các sự cố hạt nhân như Chernobyl và Fukushima đã góp phần đáng kể tạo nên một cái nhìn thiếu thiện cảm đối với điện hạt nhân do làm gia tăng nỗi e ngại và sự hoài nghi của công chúng về mức độ an toàn và tin cậy của năng lượng hạt nhân. Điều này đã gây ra không ít khó khăn cho các cơ quan hoạch định chính sách và các công ty năng lượng trong việc vận động sự ủng hộ từ công chúng cũng như thu hút vốn đầu tư cho các dự án điện hạt nhân mới.

Trong những năm gần đây, nhận thức của công chúng về điện hạt nhân đã có những chuyển biến tích cực, bắt nguồn từ nhận thức ngày càng cao về nhu cầu giảm phát thải carbon và ứng phó với biến đổi khí hậu. Điện hạt nhân dần được coi là một giải pháp khả thi và cần thiết để hỗ trợ cho các nguồn năng lượng tái tạo khác, đảm bảo nguồn cung điện ổn định và liên tục.

Nghiên cứu và phát triển

Thế hệ lò phản ứng hạt nhân tiếp theo được phân loại là Thế hệ IV. Các thiết kế Thế hệ IV dự kiến chưa thể đi vào hoạt động trước giai đoạn giữa những năm 2020. Hiện đang có 6 thiết kế được coi là thuộc Thế hệ IV. Các thiết kế này được phát triển bởi GIF (Diễn đàn quốc tế Thế hệ IV), đại diện cho chính phủ của 13 quốc gia nơi mà năng lượng hạt nhân có ý nghĩa quan trọng ở hiện tại và được xác định là nguồn năng lượng chiến lược trong tương lai. Các lò phản ứng khác nhau được tóm tắt trong Bảng sau.

Bảng 36: Lò phản ứng thế hệ IV [5].

Loại lò phản ứng	Quang phổ neutron	Chất làm mát	Nhiệt độ (°C)	Áp suất	Chu trình nhiên liệu	Quy mô (MW _e)	Mục đích sử dụng
Lò phản ứng nhanh làm mát bằng khí	nhanh	khí heli	850	cao	khép kín, tại chỗ	1200 & 1800+	phát điện & sản xuất hydro
Lò phản ứng nhanh làm mát bằng chì	nhanh	chì hoặc Pb-Bi	480-570	thấp	khép kín, trong khu vực	20-1800+	phát điện & sản xuất hydro
Lò phản ứng nhanh muối nóng chảy	nhanh	muối florua	700-800	thấp	khép kín	1000	phát điện & sản xuất hydro
Lò phản ứng muối chảy – Lò phản ứng nhiệt độ cao tiên tiến	nhiệt	muối florua	750-1000	thấp	mở	1000-1500	sản xuất hydro
Lò phản ứng nhanh làm mát bằng natri	nhanh	natri	500-550	thấp	khép kín	50-1500	phát điện
Lò phản ứng khí nhiệt độ siêu cao	nhiệt	khí heli	900-1000	cao	mở	250-300	phát điện & sản xuất hydro

Ngoài ra, hơn mười hai thiết kế lò phản ứng tiên tiến (Thế hệ III) đang trong các giai đoạn phát triển khác nhau. Một trong số đó là Lò phản ứng nước sôi tiên tiến, một số thiết kế đang được vận hành, trong khi những thiết kế khác đang được xây dựng. Thiết kế mới mang tính đột phá nổi tiếng nhất là lò phản ứng mô-đun tăng sôi nhiệt độ cao làm mát bằng khí (HTGR-PBM). Đây là một kiểu lò phản ứng hạt nhân tiên tiến, sử dụng khí heli làm chất làm mát và nhiên liệu dạng viên sỏi. Cấu hình này cho phép lò phản ứng vận hành ở nhiệt độ rất cao, khoảng 750 °C đến 950 °C, nhờ đó nâng cao hiệu suất nhiệt và mở rộng phạm vi ứng

dụng ngoài phát điện, ví dụ trong các quá trình công nghiệp và sản xuất hydro. Thiết kế tăng sôi tích hợp các cơ chế an toàn thụ động và cách tiếp cận mô-đun, có nghĩa là các lò phản ứng có thể được mở rộng quy mô bằng cách thêm các mô-đun khi cần thiết, giúp hệ thống linh hoạt và có khả năng đáp ứng các nhu cầu năng lượng khác nhau.

Khi xem xét chu trình nhiên liệu khép kín, các lò phản ứng thế hệ I-III có thể tái chế plutonium và uranium, trong khi thế hệ IV dự kiến sẽ tái chế hoàn toàn actinide. Nhiều thiết kế lò phản ứng tiên tiến dành cho hệ thống công suất nhỏ - dưới 300 MWe - và thuộc loại lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR), vì một số lò phản ứng nhỏ kết hợp lại có thể hình thành một nhà máy điện lớn, được xây dựng dần dần.

Ví dụ về những dự án hiện tại

Hiện nay, trên thế giới đang triển khai song song hai xu hướng phát triển công nghệ nhà máy điện hạt nhân (NMDHN), bao gồm các lò phản ứng công suất lớn truyền thống và các lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR). Các NMDHN công suất lớn vẫn chiếm vai trò chủ đạo trong hệ thống điện hạt nhân toàn cầu, với công suất điển hình từ khoảng 1.000 đến 1.600 MWe cho mỗi tổ máy. Một số dự án tiêu biểu đang vận hành hoặc được xây dựng gồm nhà máy Taishan tại Trung Quốc sử dụng công nghệ EPR với công suất khoảng 1.600 MWe mỗi tổ máy; dự án Hinkley Point C tại Vương quốc Anh với hai lò EPR-1600; nhà máy Barakah tại Các Tiểu vương quốc Ả Rập Thống nhất sử dụng công nghệ APR-1400 của Hàn Quốc; dự án Rooppur tại Bangladesh và El-Dabaa tại Ai Cập sử dụng công nghệ VVER-1200 của Nga; cùng với các dự án AP1000 tại Trung Quốc và Hoa Kỳ. Những lò phản ứng thế hệ III/III+ này được thiết kế với các hệ thống an toàn thụ động, tuổi thọ vận hành dài và hiệu suất phát điện cao, góp phần nâng cao độ an toàn và tính kinh tế của điện hạt nhân.

Bên cạnh đó, các lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR) đang được nhiều quốc gia phát triển nhằm đáp ứng nhu cầu điện năng linh hoạt, giảm chi phí đầu tư ban đầu và rút ngắn thời gian xây dựng. Các thiết kế SMR điển hình có công suất từ khoảng 50 đến 300 MWe cho mỗi mô-đun và có thể được lắp ghép nhiều mô-đun để đạt công suất lớn hơn. Một số dự án tiêu biểu gồm ACP100 (Linglong One) công suất khoảng 125 MWe đang được xây dựng tại Trung Quốc; BWRX-300 công suất khoảng 300 MWe do GE-Hitachi phát triển và đang được triển khai tại Canada và Ba Lan; thiết kế NuScale VOYGR của Hoa Kỳ với công suất khoảng 77 MWe cho mỗi mô-đun; và các lò phản ứng KLT-40S được sử dụng trên nhà máy điện hạt nhân nổi Akademik Lomonosov của Nga. Ngoài ra, nhiều thiết kế SMR thế hệ mới như Rolls-Royce SMR (Anh), SMART (Hàn Quốc) và CAREM (Argentina) cũng đang được nghiên cứu và chuẩn bị triển khai thương mại. Xu hướng phát triển song song giữa các NMDHN công suất lớn và SMR được kỳ vọng sẽ tạo ra hệ thống điện hạt nhân linh hoạt hơn, phù hợp với nhiều điều kiện lưới điện và chiến lược chuyển dịch năng lượng của các quốc gia trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

- [1] Đại học Mở. (không ghi ngày). *Vật lý 9.3* - http://www.met.reading.ac.uk/pplato2/h-flap/phys9_3.html. Nguồn http://www.met.reading.ac.uk/pplato2/h-flap/phys9_3.html
- [2] Hiệp hội Hạt nhân Thế giới. (2021). *Các lò phản ứng hạt nhân tiên tiến*. Nguồn: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/advanced-nuclear-power-reactors.aspx>
- [3] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). (2020). *Những tiến bộ trong phát triển công nghệ lò phản ứng mô-đun cỡ nhỏ*. Nguồn: <https://www.iaea.org/topics/small-modular-reactors>
- [4] Locatelli, G., Mignacca, B., & Boarin, M. (2020). Tính kinh tế và tài chính cho các lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ: Tổng quan toàn diện và định hướng nghiên cứu. *Tạp chí Đánh giá năng lượng tái tạo và bền vững*, 109, 519-533. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109519>
- [5] Hiệp hội Hạt nhân Thế giới. (không ghi ngày). *Thư viện thông tin*. Nguồn <https://www.world-nuclear.org/information-library.aspx>
- [6] Berniolles, J.-M. (29/11/2019). *Giải mã các lò phản ứng mô-đun nhỏ*. Tạp chí Sustainable Times. Truy cập ngày 16/4/2020, có sẵn tại <https://www.sustainability-times.com>
- [7] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). (2020). *Những tiến bộ trong phát triển công nghệ lò phản ứng mô-đun cỡ nhỏ*.
- [8] Bách khoa toàn thư về năng lượng. (không ghi ngày). *Lò phản ứng sử dụng quang phổ nhanh (FR) - Năng lượng hạt nhân - Bách khoa toàn thư về năng lượng*. Nguồn <https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/the-nuclear-reactors/reactor-using-fast-neutrons-fr>
- [9] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). (không ghi ngày). *Lộ trình công nghệ triển khai lò phản ứng hạt nhân mô-đun cỡ nhỏ*. Nguồn https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB1944_web.pdf
- [10] Bách khoa toàn thư về năng lượng. (không ghi ngày). *Tương lai của các lò phản ứng phân hạch - Năng lượng hạt nhân - Bách khoa toàn thư về năng lượng*. Nguồn <https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/the-nuclear-reactors/the-future-of-fission-reactors>
- [11] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). (không ghi ngày). *Lò phản ứng muối nóng chảy*. Nguồn <https://www.iaea.org/es/temas/reactores-de-sales-fundidas>
- [12] Cơ quan Năng lượng Hạt nhân (NEA). (không ghi ngày). *Lò phản ứng nhiệt độ cao làm mát bằng khí và các ứng dụng nhiệt công nghiệp*. Nguồn https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_70442/high-temperature-gas-cooled-reactors-and-industrial-heat-applications?details=true
- [13] Bách khoa toàn thư về năng lượng. (không ghi ngày). *Lò phản ứng nhiệt độ cao (HTGR) - Năng lượng hạt nhân - Bách khoa toàn thư về năng lượng*. Nguồn <https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/the-nuclear-reactors/high-temperature-reactor-htgr>

- [14] Zhang, Z., Dong, Y., Li, F., Zhang, Z., Wang, H., Huang, X., Li, H., Liu, B., Wu, X., Wang, H., Diao, X., Zhang, H., & Wang, J. (2016). Nhà máy điện thí điểm lò phản ứng mô-đun tăng sôi nhiệt độ cao làm mát bằng khí (HTR-PM) công suất 200 MW_e tại vịnh Shidao, tỉnh Sơn Đông: Đổi mới về kỹ thuật và công nghệ. *Engineering*, 2(1), 112-118.
- [15] Công bố các ước tính chi phí mới đáng chú ý đối với lò phản ứng mô-đun nhỏ NuScale. (Tháng 1/2023). IEEFA. Nguồn <https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor>
- [16] IEEFA. (Tháng 2/2022). Những rủi ro mà lò phản ứng mô-đun nhỏ của NuScale phải đối mặt, bao gồm chi phí tăng, nguy cơ chậm tiến độ và sự cạnh tranh ngày càng gay gắt, làm dấy lên e ngại về nỗ lực phát triển lâu dài. Nguồn https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/02/NuScales-Small-Modular-Reactor_February-2022.pdf
- [17] IEEFA. (Tháng 1/2023). CÁC LUẬN ĐIỂM CHÍNH, Ước tính chi phí dự án hạng 3. Nguồn https://ieefa.org/sites/default/files/2023-01/UAMPS%20Talking%20Points%20_%20Class%203%20_%2020230102%20_%20Final.pdf
- [18] NuScale và UAMPS chấm dứt dự án lò phản ứng hạt nhân mô-đun đầu tiên tại Idaho. (không ghi ngày). *Utility Dive*. Nguồn <https://www.utilitydive.com/news/nuscale-uamps-terminate-small-modular-nuclear-reactor-smr-project-idaho/699281/>
- [19] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). (2013). Các phương pháp đánh giá khả năng cạnh tranh kinh tế của các lò phản ứng hạt nhân cỡ nhỏ và trung bình. Nguồn <https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation>
- [20] Strata. (2017). Tác động của năng lượng: Sử dụng đất cho sản xuất điện tại Hoa Kỳ.
- [21] Lovering, J., Swain, M., Blomqvist, L., & Hernandez, R. R. (2022). Mức độ sử dụng đất trong sản xuất điện và bức tranh năng lượng trong tương lai. *PLoS ONE*, 17(7), e0270155. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0270155>
- [22] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ (DOE). (2010). Những thách thức và cơ hội liên quan đến hệ thống nước làm mát tại các nhà máy điện hạt nhân ở Hoa Kỳ. Báo cáo gửi Văn phòng Năng lượng Hạt nhân thuộc Bộ Năng lượng Hoa Kỳ.
- [23] Davis, M. A., & Clemmer, S. (2014). Điện năng sử dụng nước thông minh: Tăng cường hệ thống điện Hoa Kỳ trong bối cảnh nóng lên toàn cầu. Union of Concerned Scientists. Nguồn <https://www.ucsusa.org/resources/water-smart-power>
- [24] Jin, Y., Behrens, P., Tukker, A., & Scherer, L. (2019). Mức sử dụng nước của các công nghệ điện: Phân tích tổng hợp toàn cầu. *Tạp chí Đánh giá năng lượng tài tạo và bền vững*, 115, 109391. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109391>
- [25] Cơ quan Năng lượng Hạt nhân (NEA). (không ghi ngày). Bảng điều khiển lò phản ứng mô-đun nhỏ của NEA: Ấn bản thứ hai. Nguồn https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_90816/the-nea-small-modular-reactor-dashboard-second-edition?details=true
- [26] Cơ quan Năng lượng Hạt nhân (NEA). (không ghi ngày). Đánh giá so sánh tiến độ thiết kế các lò phản ứng mô-đun nhỏ. Nguồn https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_83649/benchmarking-the-progress-of-small-modular-reactor-designs
- [27] Alhadhrami, G., Soto, G. J., & Lindley, B. (2023). Phân tích điều độ vận hành linh hoạt của hệ thống điện sử dụng nhiều lò phản ứng mô-đun nhỏ. *Năng lượng*, 280, 128107. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128107>
- [28] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). (2018). Vận hành không theo tải nền tại các nhà máy điện hạt nhân: Các chế độ vận hành linh hoạt bao gồm điều chỉnh theo tải và điều tần. Loạt bài về năng lượng hạt nhân. Nguồn <https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation>
- [29] Markandya, A., & Wilkinson, P. (2007). Sản xuất điện và sức khỏe. *The Lancet*, 370(9591), 979-990. [https://doi.org/10.1016/S0140-6736\(07\)61253-7](https://doi.org/10.1016/S0140-6736(07)61253-7)
- [30] Cơ quan Năng lượng Hạt nhân (NEA). (2020). Thúc đẩy giảm chi phí xây dựng nhà máy điện hạt nhân: Hướng dẫn thực tiễn dành cho các bên liên quan.
- [31] Cơ quan Địa chất Colombia (SGC). (không ghi ngày). Tờ thông tin: Lò phản ứng hạt nhân. Nguồn <https://www2.sgc.gov.co/Noticias/tpaginas/Hoja-informativa-Reactor-Nuclear-SGC.pdf>
- [32] El Tiempo. (không ghi ngày). Tin tức IAN-RI: Các bài viết, video và hình ảnh trên El Tiempo. Nguồn <https://www.eltiempo.com/noticias/ian-ri>
- [33] Nucleoeléctrica Argentina S.A. (không ghi ngày). Nhà máy điện hạt nhân Atucha II. Truy cập ngày 18/11/2024, có sẵn tại <https://www.na-sa.com.ar/en/centrales-nucleares/atucha-2>
- [34] Bách khoa toàn thư về năng lượng. (không ghi ngày). Lò phản ứng sử dụng quang phổ nhanh (FR). Nguồn <https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/the-nuclear-reactors/reactor-using-fast-neutrons-fr>
- [35] Wang, Y., Chen, W., Zhang, L., & Dinavahi, V. (2024). Lò phản ứng mô-đun nhỏ: Tổng quan về mô hình hóa, điều khiển, mô phỏng và các ứng dụng. *IEEE Access*, 99, 1-1. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3351220>
- [36] Zohuri, B. (2019). Giới thiệu về ngành công nghiệp điện hạt nhân. https://doi.org/10.1007/978-3-319-92594-3_1
- [37] Boarin, S., Ricotti, M. E., & Mancini, M., & Locatelli, G. (2015). Tính kinh tế và tài chính cho các lò phản ứng hạt nhân mô-đun nhỏ (SMR). Trong *Energy Resources* (trang 239-250). <https://doi.org/10.1533/9780857098535.3.239>
- [38] Hiệp hội Hạt nhân Thế giới. (không ghi ngày). Quản lý chất thải phóng xạ. Truy cập ngày 13/11/2024, có sẵn tại <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-waste/radioactive-waste-management>
- [39] Cơ quan Năng lượng Hạt nhân OECD. (2020). Giảm chi phí xây dựng nhà máy điện hạt nhân (NEA số 7530). <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-reducing-cost-nuclear-construction.pdf>
- [40] Rystad Energy. (2024). Báo cáo Tổng quan năng lượng hạt nhân toàn cầu năm 2024. Rystad Energy.
- [41] Conca, J. (ngày 12/3/2015). Vì sao ngành điện hạt nhân chưa thể xây dựng tiêu chuẩn thống nhất? *Forbes*.
- [42] Ministerio de Minas y Energía. (không ghi ngày). Guía para la gestión de desechos radiactivos producidos en medicina nuclear clase 2 (muy baja actividad). Truy cập ngày 21/2/2025, có sẵn tại https://www.minenergia.gov.co/documents/7519/AN-Guia_GDR_clase2.pdf
- [43] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). Lò phản ứng HTR-PM. Truy cập ngày 25/10/2025, có sẵn tại <https://aris.iaea.org/DsrDetails/15/>
- [44] Di Jiang và cộng sự. (2025). Điều khiển phối hợp nhà máy điện sử dụng lò phản ứng nhiệt độ cao làm mát bằng khí đa mô-đun đầu tiên trên thế giới HTR-PM. *Kỹ thuật và công nghệ hạt nhân, Bài viết chưa công bố*. <https://doi.org/10.1016/j.net.2025.103940>
- [45] Zuoyi Zhang và cộng sự. (2006). Các khía cạnh thiết kế của lò phản ứng mô-đun nhiệt độ cao làm mát bằng khí HTR-PM ở Trung Quốc. *Kỹ thuật và thiết kế hạt nhân*, 236 (2006) 485-490. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2005.11.024>
- [46] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). (2024). Lò phản ứng mô-đun nhỏ – Những tiến bộ trong phát triển SMR.
- [47] Báo Lao Động. Ninh Thuận điều chỉnh quy hoạch tỉnh để triển khai dự án điện hạt nhân. Truy cập ngày 25/10/2025, có sẵn tại <https://laodong.vn/xa-hoi/ninh-thuan-dieu-chinh-quy-hoach-tinh-de-trien-khai-du-an-dien-hat-nhan-1530481.ldo>
- [48] Hiệp hội Hạt nhân Thế giới. (không ghi ngày). Vận chuyển vật liệu phóng xạ. Truy cập ngày 29/10/2025, có sẵn tại <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/transport-of-nuclear-materials/transport-of-radioactive-materials>
- [49] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). Vận chuyển. Truy cập ngày 30/10/2025, có sẵn tại <https://www.iaea.org/emergency/nuclear-fuel-cycle/transport>
- [50] O.L. Tashlykov, S.E. Shcheklein, Ta Van Thuong. (2024). Nguyên lý cơ bản của năng lượng hạt nhân. Nhà xuất bản Đại học Ural, ISBN 978-5-7996-3867-2, Ekaterinburg.
- [51] Bách khoa toàn thư về năng lượng. (không ghi ngày). Vận chuyển. Truy cập ngày 29/10/2025, có sẵn tại <https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/nuclear-fuel/transportation>
- [52] Công ty Năng lượng Hạt nhân Các Tiểu vương quốc Ả Rập Thống Nhất (ENEC). Vận chuyển các cụm nhiên liệu hạt nhân. Truy cập ngày 31/10/2025, có sẵn tại <https://www.iaea.org/emergency/nuclear-fuel-cycle/transport>

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là USD, giá năm 2025.

Điện hạt nhân lò lớn PWR											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điện hình	MW_e	1200	1200	1200	1200					F	
Công suất một nhà máy điện hình	MW_e	2400	2400	2400	2400					A	
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	36	38	40	42					B	1
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	34	36	38	40					B	1
Ngừng máy cưỡng bức	%	2	2	2	2					C	1
Ngừng máy theo kế hoạch	%	9	8	7	6						1
Tự dừng	%	7	7	6	5					N	14
Vòng đời kỹ thuật	năm	60	60	60	60	40	80				1, 2
Thời gian xây dựng	năm	7,4	7,4	7,4	7,4	4	10			D	1, 2
Yêu cầu không gian	1000_m²/ MW_e	2,6	2,6	2,6	2,6	2,0	3,4	2,0	3,4	E	3, 4
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	85	87	88	90	75	93				5, 6, 7
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	76	78	80	83	67	83				5, 6, 7
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% định mức/phút	4	4	3	3	3	5			F, G	1, 8
Tải tối thiểu	% định mức	40	40	40	40	30	50			G	8
Thời gian khởi động ấm	Giờ	2	2	1	1	2	6				8
Thời gian khởi động nguội	Giờ	30	30	30	30	24	48				1
Môi trường											
PM 2.5	g/GJ_i	-									
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	-									
NO _x	g/GJ_i	-									
CH ₄	g/GJ_i	-									
N ₂ O	g/GJ_i	-									
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/M W_e	6,50	6,00	5,50	5,00	5,00	10,00	4,50	8,00	H, I, J, K	6, 7, 9, 10, 11
- Tỷ lệ thiết bị	%	40	40	40	40	-	-	-	-	I	
- Tỷ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	60	60	60	60	-	-	-	-	I	
- Chi phí thiết bị	MUSD/M W_e	2,60	2,40	2,20	2,00	2,00	4,00	1,80	3,20	I	
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/M W_e	3,90	3,60	3,30	3,00	3,00	6,00	2,70	4,80	I	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	127.000	122.000	118.000	113.000	50.000	180.000	50.000	180.000		9, 10

Điện hạt nhân lò lớn PWR											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	2,4	2,3	2,2	2,1	1,8	3,0	1,6	2,6	L	
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	9.750	9.750	9.750	9.750	7.500	15.000	6.750	12.000	M	
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	2540	2540	2540	2540	-	-	-	-		15, 16, 17, 18, 19

- Ghi chú:**
- A Cầu hình hai tổ máy là điển hình trong các nhà máy điện hạt nhân, tuy nhiên cũng có thể kết hợp nhiều tổ máy hơn.
- B Các lò phản ứng thế hệ IV được kỳ vọng đạt hiệu suất trên 45%. Trong tương lai, các nhà máy điện hạt nhân nhiều khả năng sẽ thường xuyên vận hành ở chế độ tải một phần, do đó làm gia tăng chênh lệch giữa hiệu suất định mức và hiệu suất thuần.
- C Tỷ lệ (%) số giờ trong năm xảy ra sự cố ngoài kế hoạch.
- D Thời gian xây dựng chỉ đề cập đến giai đoạn kể từ khi quyết định đầu tư cuối cùng (FID) được đưa ra cho đến khi dự án vận hành thương mại. Thời gian này không bao gồm các giai đoạn chuẩn bị dự án như nghiên cứu khả thi, lựa chọn địa điểm, cấp phép hoặc các hoạt động trước xây dựng, trừ khi có quy định rõ ràng khác.
- E Nhà máy điện hạt nhân có mật độ năng lượng rất cao xét theo diện tích sử dụng. Các giá trị nêu ở đây chỉ phản ánh diện tích cần thiết cho bản thân nhà máy. Tuy nhiên, trên thực tế, diện tích yêu cầu có thể lớn hơn tùy thuộc vào quy định của Chính phủ và các yêu cầu về môi trường.
- F Công nghệ VVER-1200 của Nga được sử dụng làm công nghệ tham chiếu.
- G Khả năng thay đổi công suất (ramping) và mức tải tối thiểu bị ràng buộc bởi yêu cầu ổn định của lõi lò. Các yêu cầu tối thiểu này thường được quy định bởi cơ quan quản lý.
- H Chi phí tháo dỡ thường chiếm khoảng 15% tổng chi phí đầu tư, và không được bao gồm trong chi phí đầu tư ban đầu.
- I Cơ cấu chi phí đầu tư chi tiết bao gồm: 40% chi phí trực tiếp (bao gồm thiết bị, nhân công, xây dựng, vật liệu và công trình xây dựng), 45% chi phí gián tiếp (bao gồm dịch vụ thiết kế, thi công và giám sát, quản lý dự án, chi phí chạy thử và đưa vào vận hành), và 12% chi phí của chủ đầu tư. Chi phí tài chính không được tính (nếu tính sẽ làm tăng khoảng 20% tổng chi phí đầu tư).
- J Diễn biến chi phí đầu tư qua đêm được xây dựng dựa trên NREL ATB 2024.
- K Chi phí đầu tư (CAPEX) được giả định phản ánh một nhà máy đầu tiên thuộc loại hình này (first-of-a-kind) theo tài liệu [9]. Do dữ liệu cho các dự án như vậy còn hạn chế, việc ước tính chi phí dựa trên thông tin chi phí cụ thể của các nhà máy đã và đang được phát triển gần đây tại nhiều thị trường khác nhau, bao gồm Pháp, Vương quốc Anh, Trung Quốc và UAE [13]. Dữ liệu của Nga, Hàn Quốc và Hoa Kỳ được loại trừ do không mang tính đại diện, xét đến mức độ trưởng thành của thị trường cũng như các yếu tố chính trị và kinh tế vĩ mô.
- L Mức độ không chắc chắn (Thấp/cao) ước tính khoảng +/- 25%.
- M Chi phí khởi động ước tính khoảng 0.15% của chi phí đầu tư.
- N Dựa trên các công nghệ lò phản ứng của Nga.

Tài liệu tham khảo

1 NEA, 2023 – Các khía cạnh kỹ thuật và kinh tế của vận hành bán tải đối với nhà máy điện hạt nhân. Lò phản ứng điện hạt nhân trên thế giới | IAEA

2 Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), “Chi phí dự báo của phát điện – Ấn bản năm 2020,” Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), Cơ quan Năng lượng Hạt nhân (NEA), Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD), 2020, tr. 112.

3 Bộ Năng lượng Hoa Kỳ (U.S. Department of Energy), Văn phòng Năng lượng Hạt nhân – Cẩm nang thông tin nhanh toàn diện về năng lượng hạt nhân.

4 STRATA, 2017 – Dấu chân năng lượng: Sử dụng đất của hoạt động sản xuất điện tại Hoa Kỳ

5 Hiệp hội Hạt nhân Thế giới (World Nuclear Association). Trục tuyến: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors.aspx>

6 IEA-NEA, 2020 - Chi phí dự báo của phát điện

7 NREL, 2024 - Đường cơ sở công nghệ hằng năm 2024

8 Cơ quan Năng lượng Hạt nhân (NEA), 2011 – Các khía cạnh kỹ thuật và kinh tế của vận hành bán tải đối với nhà máy điện hạt nhân. Trục tuyến: https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2021-12/technical_and_economic_aspects_of_load_following_with_nuclear_power_plants.pdf

9 Cơ quan Năng lượng Hạt nhân (NEA), 2020 – Mở khóa việc giảm chi phí xây dựng điện hạt nhân: Hướng dẫn thực tiễn cho các bên liên quan. doi: 10.1787/9789264303119-en.

10 Kinh tế học của điện hạt nhân (cập nhật tháng 9/2023). Trục tuyến: <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx#CapitalCosts>

11 Lazard LCOE+, Tháng 6/2025

12 IEA, “Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2025”, 2025.

13 Rystad Energy, 2024 - Tổng quan năng lượng hạt nhân toàn cầu

14 IAEA, 2025 - Hệ thống thông tin về lò phản ứng điện hạt nhân. Trục tuyến: <https://pris.iaea.org/>

15 Cơ quan Năng lượng Quốc tế (International Energy Agency – IEA), 2016 – Mối liên hệ giữa nước và năng lượng

16 Phòng Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (NREL), 2011 – Tổng quan về các hệ số tiêu thụ nước và lượng nước khai thác trong vận hành của các công nghệ phát điện.

17 MME, UPME, DEA & Emergente, 2025 – Cẩm nang công nghệ Colombia cho các công nghệ phát điện và lưu trữ năm 2025

18 Bộ Năng lượng Hoa Kỳ (U.S. Department of Energy), Văn phòng Năng lượng Hạt nhân, 2023 – Đánh giá cập nhật về các vấn đề liên quan đến nước – năng lượng đối với điện hạt nhân

19 Viện Tài nguyên Thế giới (World Resources Institute), 2020 – Hướng dẫn tính toán lượng nước sử dụng hàm chứa trong điện năng mua vào

Điện hạt nhân SMR											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu năng lượng/kỹ thuật											
Công suất một tổ máy điển hình	MW_e	100	100	100	100	80	125				1, 2, 3, 4
Công suất một nhà máy điển hình	MW_e	300	300	300	300						1, 3, 4
Hiệu suất điện, thuần, danh định	%	33	34	35	36					A	1, 2
Hiệu suất điện, thuần, danh định, trung bình năm	%	30	31	32	34					A	1, 2, 4, 5
Ngừng máy cường bức	%	3	3	3	3					B	1, 4
Ngừng máy theo kế hoạch	%	6,5	6,0	5,5	5,0	3	7				2
Tự dừng	%	29	25	22	20	20	30			I	12
Vòng đời kỹ thuật	năm	40	45	50	55	30	60				2, 3
Thời gian xây dựng	năm	9	8	6	4	8	12			C	2, 3, 6
Yêu cầu không gian	1000_m ² /MW_e	0,64	0,64	0,64	0,64	0,05	1,60	0,05	1,60	D	1, 7
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện											
Hệ số công suất, lý thuyết	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất, bao gồm ngừng máy	%	-	-	-	-	-	-	-	-		
Khả năng tăng giảm công suất											
Tốc độ tăng giảm công suất	% định mức/phút	1,2	1,2	1,2	1,2					E	
Tải tối thiểu	% định mức	25	25	25	25					E	
Thời gian khởi động ấm	Giờ	1,5	1,5	1,5	1,5						
Thời gian khởi động nguội	Giờ	24	24	24	24						
Môi trường											
PM 2.5	g/GJ_i	-									
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh)	%	-									
NO _x	g/GJ_i	-									
CH ₄	g/GJ_i	-									
N ₂ O	g/GJ_i	-									
Số liệu kinh tế (USD2025)											
Đầu tư danh định	MUSD/MW_e	-	7,50	6,00	5,00	5,00	15,00	4,00	10,00	F, G	6, 9, 10, 11
- Tỷ lệ thiết bị	%	-	33	33	33	-	-	-	-	G	
- Tỷ lệ lắp đặt và chi phí khác	%	-	67	67	67	-	-	-	-	G	
- Chi phí thiết bị	MUSD/MW_e	-	2,50	2,00	1,67	1,67	5,00	1,33	3,33	G	
- Chi phí lắp đặt và chi phí khác	MUSD/MW_e	-	5,00	4,00	3,33	3,33	10,00	2,67	6,67	G	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/MW_e/năm	-	110.000	105.000	102.000	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh	-	2,20	2,15	2,10	-	-	-	-	H	2, 3, 8
Chi phí khởi động	USD/MW_e/lần	-	0	0	0	0	0	0	0		

Điện hạt nhân SMR											
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2040	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
						Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu riêng về công nghệ											
Tiêu thụ nước	L/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-		

- Ghi chú:**
- A Các lò phản ứng hạt nhân thế hệ IV được kỳ vọng đạt hiệu suất trên 45%. Trong tương lai, các lò phản ứng hạt nhân nhiều khả năng sẽ thường xuyên vận hành ở chế độ phụ tải một phần, do đó dẫn đến sự chênh lệch giữa hiệu suất định mức và hiệu suất thuần.
 - B Tỷ lệ (%) số giờ trong năm xảy ra sự cố ngừng vận hành bất buộc.
 - C = 109 tháng: Trung Quốc đã hòa lưới tổ máy SMR đầu tiên của mình—một trong hai lò phản ứng HTR-PM công suất 100 MW—vào ngày 20/12/2021. Công trình khởi công năm 2012 và đến thời điểm đó, ước tính thời gian xây dựng đã tăng lên “50 tháng”. Trên thực tế, tổ máy đầu tiên mất gần 109 tháng kể từ khi đổ bê tông đầu tiên đến khi hòa lưới, tức là hơn gấp đôi so với dự kiến ban đầu.
 - D Các nhà máy điện hạt nhân có “mật độ năng lượng cao” xét theo diện tích sử dụng. Các giá trị nêu ở đây phản ánh diện tích cần thiết cho bản thân nhà máy. Tuy nhiên, trên thực tế, yêu cầu về diện tích có thể cao hơn tùy thuộc vào quy định của chính phủ và các cân nhắc về môi trường.
 - E Khả năng tăng/giảm công suất và mức tải tối thiểu bị hạn chế bởi độ ổn định của lõi lò. Các yêu cầu tối thiểu thường được quy định trong các văn bản quản lý.
 - F Chi phí tháo dỡ (decommissioning) thường chiếm khoảng 15% tổng chi phí đầu tư.
 - G Cơ cấu chi phí đầu tư chi tiết bao gồm 40% chi phí trực tiếp (bao gồm thiết bị, lao động, xây dựng, vật liệu và công trình), 45% chi phí gián tiếp (bao gồm dịch vụ thiết kế, xây dựng và giám sát, quản lý dự án, chi phí chạy thử và đưa vào vận hành), và 12% chi phí của chủ đầu tư. Chi phí tài chính không được tính vào (nếu tính sẽ làm tăng khoảng 20% tổng chi phí đầu tư).
 - H Các đặc tính chính được lấy từ lò phản ứng CAREM-25.
 - I Dựa trên loại lò phản ứng HTR-PM. Các loại lò phản ứng khác như ACP100, RITM-200N và NuScale đều có tỷ lệ tự tiêu thụ vào khoảng 20%.
 - J Số liệu tiêu thụ nước chưa tìm thấy

Tài liệu tham khảo

- 1 Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA), 2024 – Lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR): Những tiến bộ trong phát triển SMR, 2024. Trục tuyến: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/p15790-PUB9062_web.pdf
- 2 IAEA Nuclear Energy Series No. NR-T-1.18, Lộ trình công nghệ cho triển khai lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR), 2021. Trục tuyến: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB1944_web.pdf
- 3 M. A. Rahmanta, A. W. Harto, A. Agung và M. K. Ridwan, “Nhà máy điện hạt nhân hỗ trợ mục tiêu phát thải ròng bằng 0 của Indonesia: Nghiên cứu trường hợp lựa chọn công nghệ lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR) dựa trên mức độ sẵn sàng công nghệ (TRL) và so sánh chi phí điện bình quân (LCOE),” *Energies*, tập 16, số 9, tr. 3752, tháng 4 năm 2023.
- 4 Goswami G.G., Rahman U. và Chowdhury M., “Ước tính chi phí kinh tế của việc xây dựng nhà máy điện hạt nhân tại Rooppur, Bangladesh,” *Environmental Science and Pollution Research*, tháng 5/2022, tập 29, số 23, tr. 35073–35095. doi: 10.1007/s11356-021-18129-3.
- 5 Hiệp hội Hạt nhân Thế giới (World Nuclear Association), Kinh tế của điện hạt nhân (cập nhật ngày 29 tháng 9 năm 2023) - <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx#ECSArticleLink1>
- 6 Ước tính chi phí mới gây sốc được công bố cho lò phản ứng mô-đun nhỏ NuScale, IEEFA, Tháng 1/2023 - <https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor>
- 7 Giorgio Locatelli, Benito Mignacca, Lò phản ứng hạt nhân modun nhỏ
- 8 IEA, Điện hạt nhân trong hệ thống năng lượng sạch (2019)https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad5a93ce-3a7f-461d-a441-8a05b7601887/Nuclear_Power_in_a_Clean_Energy_System.pdf
- 9 NREL, 2025, Đường cơ sở công nghệ hằng năm
- 10 S. Boarin, M. Mancini, M. Ricotti, G. Locatelli, Kinh tế và tài chính của lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR)
- 11 B. Mignacca, G. Locatelli, “Kinh tế và tài chính của lò phản ứng mô-đun nhỏ: Tổng quan có hệ thống và chương trình nghiên cứu”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2020), (<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109519>)
- 12 IAEA, 2025 - Hệ thống thông tin lò phản ứng điện hạt nhân. Trục tuyến: <https://pris.iaea.org/>

PHỤ LỤC 1: PHƯƠNG PHÁP LUẬN

Những công nghệ được mô tả trong Cẩm nang này bao gồm các công nghệ đã phát triển rất chín muồi và các công nghệ được kỳ vọng sẽ cải tiến đáng kể trong các thập kỷ tới, cả về hiệu suất và chi phí. Điều này có nghĩa là chi phí và hiệu quả hoạt động của một số công nghệ có thể được ước tính với mức độ chắc chắn cao hơn trong khi đó các công nghệ khác lại có chi phí và hiệu quả hoạt động không chắc chắn khi xem xét ở hiện tại và cả trong tương lai. Tất cả các công nghệ được nhóm lại thành một trong số bốn hạng mục về phát triển công nghệ (được mô tả trong phần Nghiên cứu và Phát triển) cho thấy tiến độ phát triển công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai và mức độ không chắc chắn về dự báo số liệu chi phí và hiệu quả hoạt động.

Phạm vi số liệu về chi phí và hiệu quả hoạt động là các hệ thống phát điện cộng với hạ tầng cơ sở cần thiết để cấp điện vào lưới điện chính. Đối với điện năng, đó là trạm biến áp gần nhất của lưới truyền tải. Điều này có nghĩa là một MW điện năng đại diện cho sản lượng điện thuần, bằng sản lượng phát gộp trừ đi điện năng tự dùng tại nhà máy điện. Do đó, hiệu suất cũng là hiệu suất thuần.

Nếu không có giải thích khác thì các công nghệ nhiệt trong Cẩm nang này được giả định là được thiết kế và vận hành đầy tải khoảng 6000 giờ/năm (hệ số công suất là 70%). Một số trường hợp ngoại lệ là các cơ sở phát điện từ chất thải rắn đô thị và các nhà máy điện địa nhiệt, được thiết kế để vận hành liên tục, nghĩa là khoảng 8000 giờ đầy tải hàng năm (hệ số công suất 90%).

Từng công nghệ được mô tả trong một mục riêng, theo cấu trúc trình bày như sau.

Mô tả định tính

Phần mô tả định tính trình bày các đặc điểm chính của công nghệ một cách ngắn gọn nhất có thể. Các đoạn nội dung sau đây được đưa vào khi phù hợp với từng công nghệ.

Mô tả công nghệ

Mô tả tóm tắt cho những người không phải kỹ sư về cách công nghệ hoạt động và cho mục đích gì.

Đầu vào

Nguyên liệu chính, nhiên liệu chính mà công nghệ đó tiêu thụ.

Đầu ra

Sản phẩm đầu ra của các công nghệ trong Cẩm nang này là điện năng. Các sản phẩm đầu ra khác như nhiệt quá trình cũng được nêu ở đây.

Công suất điển hình

Công suất nêu ở đây là cho một tổ máy (v.d. một tua bin gió hoặc một tua bin khí) hoặc đối với nhà máy điện có nhiều tổ máy như trang trại điện gió. Tổng công suất của nhà máy điện phải là công suất của một nhà máy điện điển hình ở Việt Nam.

Khả năng tăng giảm công suất

Mô tả tóm tắt về khả năng tăng giảm công suất đối với các công nghệ phát điện, v.d. đặc tính phụ tải lưng là gì, chúng có thể khởi động nhanh như thế nào và khả năng đáp ứng những thay đổi phụ tải nhanh như thế nào.

Ưu điểm/nhược điểm

Phần này cung cấp mô tả về các ưu điểm và nhược điểm cụ thể so với các công nghệ tương đương. Các ưu điểm mang tính chung chung sẽ không được đề cập; ví dụ, các lợi ích như giảm thiểu rủi ro khí hậu hoặc tăng cường an ninh cung cấp không được bao gồm.

Yêu cầu không gian

Mô tả diện tích cần thiết để sản xuất bằng công nghệ này. Yêu cầu về diện tích được thể hiện theo đơn vị 1.000 m² trên mỗi MW. Giá trị nêu ra chỉ đề cập đến diện tích chiếm dụng của các hạng mục công trình cần thiết cho quá trình sản xuất năng lượng. Trường hợp diện tích đề cập đến tổng diện tích đất cần thiết để lắp đặt một mức công suất nhất định, hoặc khi có yêu cầu về khoảng cách tối thiểu tới khu dân cư, nội dung này sẽ được nêu rõ trong phần ghi chú. Yêu cầu về diện tích có thể được sử dụng, ví dụ, để tính chi phí thuê đất; tuy nhiên chi phí này không được bao gồm trong chi phí tài chính, do phụ thuộc vào vị trí cụ thể của nhà máy.

Tiêu thụ nước

Tiêu thụ nước được biểu thị bằng đơn vị l/MWh và bao gồm lượng nước sử dụng trực tiếp trong quá trình vận hành nhà máy điện, chẳng hạn như nước dùng cho làm mát hoặc quá trình phát điện. Chỉ số này không bao gồm lượng nước sử dụng cho chế tạo hoặc xây dựng thiết bị và hạ tầng của nhà máy, nội dung thường được xem xét trong phân tích vòng đời.

Tuy nhiên, trong những trường hợp phù hợp, phần mô tả định tính cũng có thể đề cập đến tiêu thụ nước theo vòng đời, nhằm tạo cơ sở so sánh giữa các công nghệ.

Môi trường

Nêu các đặc tính môi trường cụ thể, v.d. những phát thải đặc biệt hoặc những ảnh hưởng sinh thái chính.

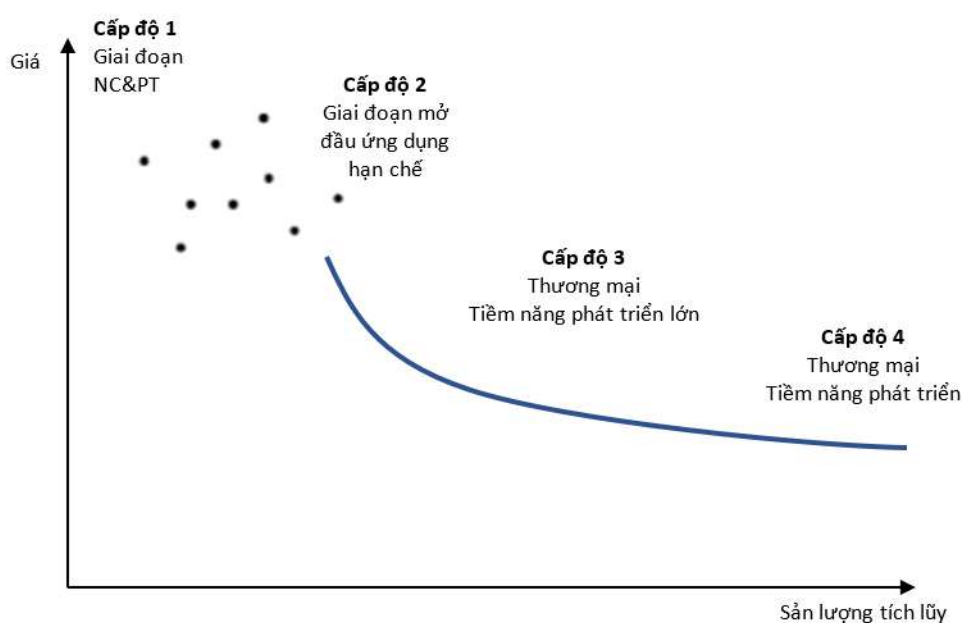
Việc làm

Mô tả những yêu cầu về việc làm của công nghệ trong quá trình chế tạo và lắp đặt cũng như trong vận hành.

Nghiên cứu và phát triển

Phần này liệt kê những thách thức quan trọng nhất từ quan điểm nghiên cứu và phát triển. Cụ thể những triển vọng nghiên cứu và phát triển của Việt Nam sẽ được nhấn mạnh nếu có liên quan.

Tiềm năng cải tiến công nghệ có liên quan đến mức độ chín muồi của công nghệ. Do đó, phần này cũng bao gồm mô tả về tiến độ phát triển công nghệ và thương mại của công nghệ. Các công nghệ được phân loại thuộc một trong số bốn cấp độ phát triển chín muồi của công nghệ như ở dưới đây.



Hình 111: Các giai đoạn phát triển công nghệ. Tương quan giữa sản lượng tích lũy (MW) và giá.

Cấp độ 1. Những công nghệ đang ở trong giai đoạn nghiên cứu và phát triển. Mức độ không chắc chắn liên

quan đến giá và hiệu quả hoạt động hiện nay và trong tương lai là rất lớn.

Cấp độ 2. Những công nghệ ở trong *giai đoạn mở đường*. Thông qua các hệ thống trình diễn hoặc những nhà máy bán thương mại, công nghệ được chứng minh là hoạt động được. Do áp dụng hạn chế, giá và hiệu suất hoạt động của công nghệ vẫn có mức độ không chắc chắn cao vì vẫn cần phải phát triển và thương mại hóa. (v.d. khí hóa sinh khối).

Cấp độ 3. *Những công nghệ thương mại có mức độ triển khai khiêm tốn* cho đến nay. Giá và hiệu suất hoạt động của công nghệ hiện tại đã được biết rõ. Những công nghệ này được cho là có tiềm năng phát triển lớn và do đó có mức độ không chắc chắn đáng kể liên quan đến giá và hiệu suất hoạt động trong tương lai (v.d. các tua bin gió ngoài khơi).

Cấp độ 4. *Những công nghệ thương mại có mức độ triển khai rộng* cho đến nay. Giá và hiệu suất hoạt động hiện tại đã được biết rõ, và bình thường chỉ trông đợi những cải tiến từng bước nhỏ. Do đó, giá và hiệu suất hoạt động tương lai cũng có thể được dự báo với mức độ chắc chắn tương đối cao (v.d. điện than, tua bin khí).

Ví dụ về những dự án hiện có

Những đổi mới công nghệ gần đây trong vận hành thương mại đầy đủ cần được nêu cùng với tham chiếu và liên kết đến các thông tin thêm. Đây không nhất thiết phải là nhà máy tốt nhất đã có (BAT), mà đại diện cho dự án điển hình nhất đang được vận hành.

Thông tin về các thông số chung, đặc tính kỹ thuật, nhiên liệu hoặc vốn đầu tư được thu thập từ các nguồn như báo cáo thiết kế cơ sở/thiết kế kỹ thuật do các nhà máy điện cung cấp, cũng như các tài liệu tham khảo từ trang thông tin của các dự án.

Đối với các công nghệ chưa hình thành tiêu chuẩn thị trường, việc tham chiếu được thực hiện dựa trên công nghệ tốt nhất hiện có từ các dự án nghiên cứu và phát triển (R&D).

Ước tính số liệu

Trong phần này, các dự báo chi phí *đầu tư* ước tính từ các nguồn khác nhau được so sánh, nếu phù hợp. Tùy trường hợp, có thể các dự án địa phương sẽ được đưa vào cùng với các dự án quốc tế từ các nguồn được công nhận (ví dụ: IRENA). Phần trên cùng của bảng là số liệu chi phí đề xuất được tô đậm. Các số liệu chi phí đầu tư tại địa phương được sử dụng nếu có sẵn, nếu số liệu này không có sẵn thì chúng tôi lấy từ kết quả của Hợp đồng mua bán điện, kết quả đấu giá và/hoặc cơ chế hỗ trợ.

Có thể kỳ vọng chi phí giảm và hiệu suất được cải thiện đối với hầu hết các công nghệ trong tương lai.

Các dự báo chi phí dựa trên phương pháp đường cong học tập được thực hiện để ước tính chi phí cho các năm 2030 (2040) và 2050. Quá trình học tập công nghệ được xây dựng dựa trên một tỷ lệ học tập nhất định và lộ trình triển khai công suất theo Kịch bản Chính sách hiện hành (Stated Policies Scenario – STEPS) của IEA. Mỗi công nghệ được chuẩn hóa với mức chi phí bằng 100% vào năm 2025 (năm cơ sở); các giá trị nhỏ hơn 100% cho các năm 2030 và 2050 thể hiện mức độ học tập công nghệ, tức là mức giảm chi phí tương đối so với năm cơ sở.

Để có giải thích đầy đủ về phương pháp được sử dụng và hiểu rõ hơn các giả định làm nền tảng cho các dự báo này, vui lòng tham khảo Phụ lục 2.

Đối với mức độ bất định của dữ liệu chi phí đầu tư, cách tiếp cận sau được áp dụng: đối với năm 2025, cận dưới và cận trên của khoảng bất định được xác định dựa trên biên độ chi phí từ các nguồn tài liệu khác nhau được phân tích (thông thường đặt ở mức $\pm 25\%$ nhưng có thể thay đổi tùy theo công nghệ). Đối với năm 2050, giá trị ước tính trung tâm được xây dựng dựa trên tỷ lệ học tập được xác định trong Phụ lục 2 và mức triển khai công suất trung bình theo các kịch bản CPS, STEPS và NZE của Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới 2025 (xem Phụ lục 2: Dự báo chi phí các công nghệ sản xuất điện). Khoảng bất định cho năm 2050 được xác định bằng cách kết hợp biên độ chi phí của năm 2025 với mức độ bất định liên quan đến triển khai công nghệ và quá trình học tập công nghệ.

Ghi chú bổ sung

Phần này bao gồm các thông tin khác, ví dụ như các đường dẫn tới các trang web mô tả chi tiết hơn về công nghệ hoặc cung cấp các số liệu chính.

Tài liệu tham khảo

Các tài liệu tham khảo được đánh số trong phần nội dung bằng dấu ngoặc vuông và thông tin thư mục chi tiết được liệt kê trong mục này.

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. Ví dụ, số liệu kinh tế được nêu trong cùng một mức giá không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) hoặc các thuế khác. Lý do là Cẩm nang Công nghệ phải phản ánh chi phí kinh tế xã hội đối với xã hội của Việt Nam. Trong bối cảnh này, thuế không đại diện cho chi phí thực mà là một sự chuyển giao vốn giữa các tổ chức liên quan của Việt Nam, các nhà phát triển dự án và chính phủ. Bên cạnh đó, điều quan trọng là số liệu đưa ra phải là ở cùng năm. Năm 2025 là năm cơ sở cho tình trạng hiện nay của các công nghệ, v.d. một công nghệ đã có tốt nhất tại thời điểm nghiệm thu.

Tất cả các chi phí được thể hiện bằng tiền USD, giá năm 2025. Khi chuyển đổi giá từ năm X sang USD2025 thì khuyến nghị áp dụng cách tiếp cận sau:

- 1. Nếu giá bằng tiền VNĐ, chuyển sang USD thì sử dụng tỷ giá đối với năm X.
- 2. Sau đó chuyển từ USD năm X sang USD năm 2025 sử dụng quan hệ giữa chỉ số giá của Nhà sản xuất Hoa Kỳ đối với “Chế tạo động cơ, tua bin, và thiết bị truyền tải điện” của năm X và năm 2025.

Bảng 37: Chỉ số giá sản xuất (PPI) của Hoa Kỳ theo Ngân hàng Thế giới

Năm	Chỉ số (2020=1)
2019	0,98
2020	1,00
2021	1,01
2022	1,06
2023	1,14
2024	1,19
2025	1,22

Thời gian xây dựng, cũng được quy định trong bảng số liệu, đại diện cho khoảng thời gian tính từ thời điểm đóng tài chính (FID), v.d. khi cung cấp tài chính được bảo lãnh, và tất cả các giấy phép đã có trong tay, đến thời điểm nghiệm thu.

Dưới đây là bảng số liệu đặc trưng, 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 các nhóm có công nghệ giống nhau (v.d. các công nghệ nhà máy nhiệt điện, nhà máy phi nhiệt điện và sản xuất nhiệt) và một phần riêng về công nghệ, có chứa các thông tin chỉ liên quan đến một 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 cho một công nghệ cụ thể, thường là số ở quãng giữa, v.d. không có dải chỉ số. Những yếu tố không chắc chắn liên quan đến các số liệu được nêu trong cột *mức độ không chắc chắn*. Để cho bảng số liệu được đơn giản, các giá trị mức độ không chắc chắn chỉ có cho các năm 2025/2030 và 2050. Mức độ không chắc chắn được minh họa bằng một chỉ số ràng buộc thấp hơn và cao hơn độ tin cậy 90%. 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). Đối với công nghệ ổn định, Cẩm nang có nêu dải sản phẩm, ví dụ đây là trường hợp nhà máy điện than ở đó cả nhà máy dưới tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn được trình bày.

Mức độ không chắc chắn chỉ cần nêu đối với các số quan trọng nhất ví dụ như chi phí đầu tư và hiệu suất. Phần lớn dữ liệu trong bảng số liệu được tham khảo từ tài liệu được đánh số ở cột bên phải ngoài cùng (TL), bao gồm các nguồn tài liệu được nêu rõ ở phần dưới bảng.

Trước khi sử dụng số liệu, đề nghị lưu ý rằng những thông tin cần thiết có thể tìm thấy trong những ghi chú ở bên dưới bảng.

Số liệu kỹ thuật/năng lượng

Các bảng số liệu có chứa các thông tin của năm 2025, 2030, 2040 và 2050. Năm là năm vận hành đầu tiên.

Công suất phát điện

Là công suất công bố cho một “tổ máy”, như một tua bin gió hoặc một tua bin khí, và cho toàn bộ nhà máy, ví dụ cho một trang trại điện gió hoặc một nhà máy điện chạy bằng khí có nhiều tua bin khí. Công suất của “các tổ máy” và toàn bộ nhà máy phải đại diện cho các nhà máy điện đặc trưng. Các hệ số cho dải công suất khác với công suất đã công bố được trình bày sau trong phần phương pháp luận này.

Công suất đã nêu là công suất phát thuần trong chế độ vận hành liên tục, tức là công suất gộp (công suất ra từ máy phát) trừ đi điện tự dùng (phụ tải của nhà máy điện), bằng công suất cấp lên lưới điện.

Đơn vị MW được sử dụng cho công suất phát điện, trong khi có thể sử dụng thêm một đơn vị khác để biểu thị mức tiêu thụ nhiên liệu.

Mô tả này trình bày về công suất của dải sản phẩm (MW), ví dụ 200-1000 MW cho một nhà máy điện đốt than mới. Cần nhấn mạnh rằng số liệu trong bảng là dựa vào công suất điển hình, ví dụ 600 MW cho nhà máy điện đốt than. Khi có sự chênh lệch so với công suất điển hình thì tính kinh tế của quy mô công suất cần được xem xét (xem phần về chi phí đầu tư).

Hiệu suất năng lượng

Hiệu suất đối với tất cả các thiết bị nhiệt được biểu diễn là phần trăm ở hiệu suất thấp (hiệu suất thấp hoặc hiệu suất thực) trong điều kiện môi trường ở Việt Nam, có xét đến nhiệt độ trung bình của không khí là khoảng 28 °C.

Hiệu suất điện của các nhà máy nhiệt điện bằng tổng lượng điện năng phát lên lưới điện chia cho tiêu thụ nhiên liệu. Hai loại hiệu suất được công bố là hiệu suất trên nhãn máy như công bố của nhà cung cấp và hiệu suất đặc trưng năm.

Hiệu suất thuần của nhà máy nhiệt điện là tổng hiệu suất trừ đi điện tự dùng của nhà máy.

Thường thì hiệu suất điện giảm nhẹ theo thời gian vận hành của nhà máy nhiệt điện. Sự sụt giảm hiệu suất này không được phản ánh trong số liệu công bố. Nguyên tắc hàng đầu là bạn có thể trừ 2,5 – 3,5% trong thời gian tuổi thọ (v.d. từ 40% xuống còn 37%).

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 số giờ ngừng không theo kế hoạch, có gán trọng số theo mức độ giảm công suất phát do ngừng máy.

Cả sự cố ngừng vận hành ngoài kế hoạch và ngừng vận hành theo kế hoạch đều được biểu thị theo đơn vị phần trăm.

Vòng đời kỹ thuật

Vòng đời kỹ thuật là thời gian kỳ vọng mà trong đó một nhà máy năng lượng có thể vận hành ở mức, hoặc ở gần mức có thể chấp nhận được, của các đặc tính vận hành ban đầu của nó, với điều kiện là vận hành và bảo dưỡng diễn ra bình thường. Trong thời gian tuổi thọ này, một số thông số vận hành có thể bị giảm dần nhưng vẫn ở trong giới hạn chấp nhận được. Ví dụ, hiệu suất của nhà máy điện thường giảm nhẹ (vài phần trăm) theo các năm và chi phí vận hành và bảo dưỡng tăng do sự mài mòn và xuống cấp của các cụm thiết bị và hệ thống. Ở cuối vòng đời kỹ thuật, tần suất những vấn đề không lường trước được và nguy cơ hỏng hóc có thể xảy ra dẫn tới tính khả dụng thấp đến mức không thể chấp nhận và/hoặc chi phí vận hành và bảo dưỡng cao. Tại thời điểm này, có thể dỡ bỏ nhà máy hoặc kéo dài thêm tuổi thọ, ngầm chỉ việc thực hiện

đổi mới các cụm thiết bị và hệ thống chính cần thiết để làm cho nhà máy phù hợp với một giai đoạn vận hành liên tục 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. Trong thực tế, các nhà máy cụ thể có công nghệ giống nhau có thể vận hành trong khoảng thời gian dài hơn hoặc ngắn hơn. Chiến lược vận hành và bảo dưỡng, v.v 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.

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 biểu diễn bằng số năm.

Yêu cầu không gian

Nếu phù hợp thì yêu cầu không gian sẽ được nêu rõ. Yêu cầu không gian có thể nằm trong số những yêu cầu khác được dùng để tính tiền thuê đất, và nó không được đưa vào mục tài chính vì hạng mục chi phí này phụ thuộc vào địa điểm cụ thể của nhà máy.

Hệ số công suất trung bình năm

Đối với công nghệ phát điện phi nhiệt, hệ số công suất trung bình năm đặc trưng được trình bày. Hệ số công suất trung bình năm đại diện cho công suất phát điện thực trung bình năm chia cho công suất phát điện thực lý thuyết năm, nếu nhà máy vận hành đầy công suất trong cả năm. Số giờ vận hành đầy tải tương đương của một năm được tính bằng phép nhân hệ số công suất với 8760 giờ, là tổng số giờ trong một năm.

Hệ số công suất đối với các công nghệ như điện mặt trời, điện gió và thủy điện là rất riêng theo từng địa điểm. Trong các trường hợp này, hệ số Công suất điển hình được kèm theo thông tin phụ, ví dụ các bản đồ hoặc biểu bảng, giải thích cách công suất thay đổi phụ thuộc vào vị trí địa lý của nhà máy điện. Thông tin này bình thường được tích hợp vào phần Mô tả công nghệ.

Hệ số công suất lý thuyết đại diện cho sản xuất đã thực hiện, giả thiết là không có ngừng vận hành theo kế hoạch hoặc ngừng vận hành bắt buộc. Số giờ đầy tải đạt được có xét đến thời gian ngừng theo kế hoạch và ngừng sự cố.

Khả năng tăng giảm công suất

Khả năng tăng giảm công suất điện năng của các công nghệ được mô tả bằng bốn thông số sau:

- Tốc độ điều chỉnh (% / phút) là khả năng điều chỉnh lên hoặc xuống khi công nghệ đã sẵn sàng trong vận hành.
- Phụ tải nhỏ nhất (phần trăm của phụ tải định mức): là phụ tải nhỏ nhất mà lò hơi có thể vận hành
- Thời gian khởi động ấm (số giờ): Thời gian khởi động ấm, sử dụng cho các công nghệ lò hơi, được định nghĩa là thời gian khởi động từ thời điểm mà nhiệt độ nước trong dàn sinh hơi cao hơn 100°C, có nghĩa là lò hơi có áp suất.
- Thời gian khởi động lạnh (số giờ). Thời gian khởi động từ trạng thái lạnh, được sử dụng cho các công nghệ lò hơi, được định nghĩa là thời gian cần thiết để lò hơi đạt nhiệt độ và áp suất vận hành và bắt đầu sản xuất hơi từ trạng thái mà ở đó lò hơi ở áp suất và nhiệt độ môi trường.

Đối với nhiều công nghệ những thông số này là không liên quan, ví dụ nếu công nghệ cần điều chỉnh đến đầy tải ngay thì ở trong phương thức bật/tắt.

Môi trường

Nhà máy điện phải được thiết kế để tuân thủ quy định đang có hiệu lực ở Việt Nam và được quy hoạch để thực hiện trong khoảng thời gian đến năm 2025.

Các giá trị phát thải CO₂ chưa được công bố, nhưng chúng có thể được người đọc Cẩm nang này tính bằng cách kết hợp số liệu nhiên liệu với số liệu hiệu suất của công nghệ.

Ở những chỗ phù hợp, ví dụ đối với tua bin khí, phát thải metan (CH₄) và ô xyt nitơ (N₂O), là hai khí nhà kính thì có đơn vị là gam/GJ nhiên liệu.

Phát thải các hạt chất rắn được biểu thị là PM_{2.5} bằng g/GJ nhiên liệu.

Phát thải SO_x được tính dựa vào hàm lượng lưu huỳnh của nhiên liệu như sau:

Bảng 38: Phát thải SO_x các loại nhiên liệu

	Than	Dầu nhiên liệu	Dầu khí	Khí tự nhiên	Gỗ	Chất thải	Khí sinh học
Lưu huỳnh (kg/GJ)	0,35	0,25	0,07	0,00	0,00	0,27	0,00

Hàm lượng lưu huỳnh có thể thay đổi theo các loại sản phẩm than khác nhau. Hàm lượng lưu huỳnh của than được tính từ hàm lượng trọng lượng lưu huỳnh lớn nhất là 0.8%.

Đối với công nghệ ở nơi có trang bị thiết bị khử lưu huỳnh (các nhà máy điện lớn), độ khử lưu huỳnh được công bố là tỷ lệ phần trăm.

Phát thải NO_x bao gồm NO₂ và NO, trong đó NO chuyển thành NO₂ với trọng lượng tương đương. Phát thải NO_x cũng được công bố là số gam/GJ nhiên liệu.

Phát thải methane (CH₄) và ôxyt nitơ (N₂O), không được đưa vào Cẩm nang này. Tuy nhiên, cả hai phát thải này đều là khí nhà kính có tác động lớn và đối với một số công nghệ nhất định, ví dụ như tua bin khí, thì việc đưa những phát thải này vào có thể là phù hợp. Vì vậy, khi tiếp tục xây dựng cẩm nang này thì sự bao gồm những phát thải này sẽ là phù hợp.

Số liệu kinh tế

Số liệu kinh tế được biểu thị bằng giá cố định USD, mức giá năm 2025 và không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) hoặc các loại thuế khác.

Đối với dự báo chi phí kinh tế tương lai có ba cách tiếp cận chung; Kỹ thuật từ dưới lên; khảo sát Delphi và đường cong học tập. Cẩm nang này sử dụng cách tiếp cận đường cong học tập. Lý do là phương pháp này đã chứng tỏ là mạnh trong quá khứ và nó có thể ước tính tỷ lệ học tập cho hầu hết các loại công nghệ. Đề nghị tham khảo Phụ lục 2 “Dự báo giá của các công nghệ sản xuất điện”, về cách tiếp cận đã sử dụng trong cẩm nang này.

Chi phí đầu tư

Chi phí đầu tư hay chi phí ban đầu thường được báo cáo trên cơ sở đã được chuẩn hóa, v.d. chi phí trên 1 MW. Chi phí danh định là tổng chi phí đầu tư chia cho công suất phát thực, v.d. công suất điện phát lên lưới điện.

Nếu có thể, chi phí đầu tư chia cho chi phí thiết bị và chi phí lắp đặt. Chi phí thiết bị bao gồm bản thân nhà máy, các thiết bị môi trường còn chi phí lắp đặt bao gồm các tòa nhà, đấu nối lưới điện và lắp đặt thiết bị.

Các tổ chức khác nhau sử dụng các hệ thống tài khoản khác nhau để xác định các thành phần của một dự toán chi phí đầu tư. Vì không có thuật ngữ đa năng, nên chi phí đầu tư không bao gồm cùng các thành phần. Thực tế, phần lớn các Tài liệu tham khảo không nêu chính xác các thành phần của chi phí, mà chỉ đưa ra một mức độ không chắc chắn không thể tránh được làm ảnh hưởng đến giá trị của những so sánh chi phí. Bên cạnh đó, nhiều nghiên cứu cũng không nêu được năm (mức giá) của dự toán chi phí.

Trong báo cáo này, ý định là các chi phí đầu tư phải bao gồm tất cả các thiết bị vật lý, được gọi là giá kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC) hoặc *giá qua đêm*. Chi phí đấu nối lưới được đưa vào nhưng không bao gồm chi phí cải tạo hệ thống lưới. Ở đây, sự đấu nối vào lưới điện được giả định là ở trong một khoảng cách hợp lý.

Không bao gồm tiền thuê đất hoặc mua đất, nhưng chúng có thể được đánh giá dựa vào yêu cầu không gian nêu rõ trong số liệu năng lượng/kỹ thuật. Lý do không trực tiếp đưa đất vào vì hầu như đất không bị mất giá trị. Do đó nó có thể được bán lại sau khi nhà máy đã hoàn thành mục đích và được tháo dỡ.

Chi phí tiền phát triển của chủ đầu tư (chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, và những 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.

Chi phí mở rộng lưới điện

Như đã trình bày, các chi phí đầu nối lưới điện được đưa vào. Tuy nhiên những chi phí phát sinh của mở rộng lưới điện do có thêm một tổ máy phát điện mới nối vào lưới thì không được đưa vào số liệu đã trình bày.

Chu kỳ kinh doanh

Giá của thiết bị năng lượng tăng mạnh trong giai đoạn 2007-2008. Đây là xu hướng chung và có tính toàn cầu. Ví dụ tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT): “Sau một thập kỷ giá EPC đối với CCGT nằm trong khoảng USD400 và USD600/kW, đã tăng vọt trong năm 2007 và 2008 lên đỉnh là khoảng USD1250/kW trong Quý 3:2008. Đỉnh này phản ánh giá đấu thầu: không có giao dịch thực sự được thực hiện ở mức giá này.” (theo Viện CCS toàn cầu). Những thay đổi không có tiền lệ như thế này rõ ràng đã làm cho khó đưa ra số liệu chuẩn từ những năm gần đây, nhưng một Cẩm nang như Cẩm nang này thì không thể không sử dụng số liệu của các nguồn khác nhau từ những năm khác nhau. Người đọc cần nhớ điều này khi thực hiện so sánh giá của các công nghệ khác nhau.

Tính kinh tế của quy mô công suất

Đơn giá của các nhà máy điện lớn thường nhỏ hơn đơn giá của các nhà máy điện nhỏ. Đây được gọi là “tính kinh tế của quy mô công suất”. Tỷ lệ được kiểm tra trong một số chi tiết của bài “tính kinh tế của quy mô công suất trong các nhà máy điện” phát hành tháng 8/1997 của Tạp chí kỹ thuật điện (triệu 51). Phương trình cơ bản là:

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^a$$

Trong đó: C_1 = Chi phí đầu tư của nhà máy 1 (triệu USUSD)

C_2 = Chi phí đầu tư của nhà máy 2

P_1 = Công suất phát điện của nhà máy 1 (MW)

P_2 = Công suất phát điện của nhà máy 2

a = Hệ số tỷ lệ

Trong nhiều năm, hệ số tỷ lệ có giá trị trung bình khoảng 0.6, nhưng những kế hoạch mở rộng dự án có thể làm tăng hệ số này. Tuy nhiên, nếu được sử dụng với sự cân trọng thì có thể áp dụng quy tắc này để đưa số liệu vào Cẩm nang này cho nhà máy điện có quy mô công suất khác với những công suất đã công bố. Điều quan trọng là các nhà máy phải rất giống nhau về mặt kỹ thuật xây dựng, thiết kế, và khung thời gian và chi khác nhau về công suất.

Đối với những nhà máy có công suất rất lớn, như các nhà máy điện than, chúng ta có thể đã đạt tới giới hạn thực hành, vì rất ít các nhà đầu tư muốn tăng thêm 1000 MW hoặc nhiều hơn. Trái lại, việc xây dựng nhiều tổ máy trên một địa điểm có thể tiết kiệm do sử dụng chung nhiều công trình phụ trợ và hạ tầng cơ sở hỗ trợ. Nhìn chung, có thể tiết kiệm khoảng 15% chi phí đầu tư trên 1 MW đối với nhà máy điện khí chu trình hỗn hợp và nhà máy điện hơi nước lớn từ việc bố trí tổ máy kép so với nhà máy chỉ có một tổ máy đơn (“Dự báo chi phí phát điện”, IEA, 2010). Tất cả số liệu tài chính trong Cẩm nang này là cho các nhà máy có một tổ máy (trừ các trang trại điện gió và điện mặt trời), nên có thể giảm 15% chi phí đầu tư, khi xem xét nhà máy điện lớn.

Trừ phi được công bố khác, còn thì người đọc Cẩm nang có thể áp dụng hệ số tỷ lệ là 0,6 để tính chi phí đầu tư của những nhà máy có công suất lớn hơn hoặc nhỏ hơn công suất điển hình đã chỉ rõ cho công nghệ. Đối với mỗi công nghệ, dải sản phẩm (công suất) liên quan được nêu rõ.

Chi phí vận hành và bảo dưỡng

Phần cố định của chi phí vận hành và bảo dưỡng được tính là chi phí trên công suất phát cho một năm (USD/MW/năm), trong đó công suất phát được xác định ở đầu của chương này và được nêu trong các bảng. Phần này bao gồm tất cả các chi phí phụ thuộc vào số giờ vận hành của nhà máy, v.d. chi phí hành chính,

nhân viên vận hành, thanh toán cho các hợp đồng dịch vụ vận hành và bảo dưỡng, mạng lưới hoặc chi phí hệ thống hoặc lưới điện, thuế tài sản, và bảo hiểm. Những khoản tái đầu tư cần thiết để giữ cho nhà máy vận hành trong cả vòng đời kỹ thuật của nhà máy cũng được đưa vào còn những tái đầu tư để kéo dài đời sống của nhà máy ngoài vòng đời kỹ thuật thì không được đưa vào. Những 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 nhà máy có thể được nêu trong ghi chú nếu có số liệu.

Phần chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (USD/MWh) bao gồm chi phí tiêu thụ nhiên liệu phụ (như nước, dầu mỡ, phụ gia nhiên liệu), xử lý và loại bỏ phế thải, phụ tùng thay thế và điện năng liên quan đến sửa chữa và bảo dưỡng (nhưng không bao gồm chi phí bảo lãnh và bảo hiểm). Chi phí bảo dưỡng theo kế hoạch và ngoài kế hoạch có thể thuộc chi phí cố định (v.d. công việc bảo dưỡng năm đã được lên kế hoạch) hoặc chi phí biến đổi (như các công việc phụ thuộc vào thời gian vận hành thực tế), và được tách ra tương ứng.

Chi phí nhiên liệu không bao gồm.

Chi phí vận hành và bảo dưỡng thường tăng lên theo thời gian. Do đó chi phí vận hành và bảo dưỡng công bố là chi phí trung bình trong toàn bộ thời gian tuổi thọ.

Mức độ không chắc chắn

Mức độ không chắc chắn được trình bày trong các bảng số liệu liên quan đến các thông số cụ thể và không liên hệ theo chiều dọc – có nghĩa là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn sẽ không có giá thấp hơn hoặc ngược lại. Mức độ không chắc chắn được đánh giá theo từng trường hợp cụ thể đối với từng loại công nghệ. Đối với các công nghệ đã phát triển tốt, mức độ không chắc chắn thường thấp hơn so với các công nghệ đang phát triển.

PHỤ LỤC 2: DỰ BÁO CHI PHÍ CÔNG NGHỆ SẢN XUẤT ĐIỆN

Dữ liệu trước đây cho thấy chi phí của hầu hết các công nghệ sản xuất điện giảm xuống theo thời gian. Có thể thấy rằng trong tương lai, chi phí sẽ còn giảm nữa, hiệu suất sẽ tiếp tục được nâng lên. Đây là những xu hướng quan trọng giúp xem xét lập kế hoạch năng lượng trong tương lai và do đó cần được tính đến trong Cẩm nang Công nghệ.

Ba cách tiếp cận chính dùng để dự báo thường là:

1. **Đánh giá kỹ thuật từ dưới lên.** Đánh giá chi tiết từ dưới lên về cách giảm chi phí công nghệ bằng các biện pháp cụ thể, ví dụ như vật liệu mới, chế tạo quy mô lớn hơn, sản xuất thông minh hơn, sản xuất các mô đun, v.v. Chi phí cũng bị ảnh hưởng bởi quy mô tài sản, tức là do sự phát triển của các thông số thiết kế theo thời gian; ví dụ: thiết kế của tua bin gió sẽ phát triển theo thời gian như thế nào.
2. **Khảo sát Delphi.** Là khảo sát được tiến hành trong một nhóm rất lớn các chuyên gia quốc tế, tìm hiểu đánh giá sự phát triển của chi phí và các tác nhân chính giúp giảm chi phí.
3. **Đường cong học tập.** Các dự báo được thực hiện dựa trên các xu hướng giảm chi phí trong quá khứ kết hợp với các ước tính về việc triển khai công nghệ trong tương lai. Đường cong học tập thể hiện ý tưởng rằng mỗi khi một đơn vị của một công nghệ cụ thể được sản xuất, kiến thức được tích lũy dần dần dẫn đến việc sản xuất đơn vị tiếp theo của công nghệ đó sẽ có chi phí rẻ hơn.

Mỗi phương pháp trong số ba cách tiếp cận đều có ưu điểm và nhược điểm, được tóm tắt dưới đây.

Bảng 39: Ưu nhược điểm của các phương pháp ước tính chi phí công nghệ khác nhau.

	Ưu điểm	Nhược điểm
Kỹ thuật từ dưới lên	• Đưa ra cách hiểu rõ về các yếu tố chi phí cơ bản. • Cung cấp thông tin chi tiết về cách giảm chi phí.	• Yêu cầu thông tin ở mức rất chi tiết. • Khó có được thông tin khách quan (không thiên vị) từ các chuyên gia, là những người có kiến thức tốt nhất về công nghệ. • Có thể rất mất thời gian.
Khảo sát Delphi	• Có đóng góp của rất nhiều chuyên gia giúp tăng độ chắc chắn của dự báo.	• Mất nhiều chi phí và thời gian để thực hiện khảo sát. • Rất khó xác định các chuyên gia có liên quan và không thiên vị.
Đường cong học tập	• Có rất nhiều nghiên cứu đã kiểm tra tỷ lệ học tập và xác nhận mối tương quan giữa tỷ lệ học tập là có thật. • Logic tổng quát của tỷ lệ học tập đã được chứng minh là đúng đối với nhiều công nghệ và lĩnh vực. • Dữ liệu có sẵn để thực hiện các đường cong học tập cho hầu hết các công nghệ quan trọng.	• Không giải thích tại sao lại xảy ra việc giảm chi phí. • Thường áp dụng tỷ lệ học tập dựa trên một yếu tố, nhưng trên thực tế, các yếu tố phát sinh chi phí được đưa vào các đường cong học tập lại có các bước phát triển khác nhau. Tỷ lệ học tập đa yếu tố có thể giải quyết vấn đề này, nhưng rất khó và mất thời gian mới xây dựng được. • Giả định về mặt lý thuyết rằng mỗi một công nghệ tạo nên một tổ hợp công nghệ độc lập, nhưng trong thực tế có thể có sự chồng chéo lớn giữa các công nghệ khác nhau, điều này làm cho việc giải thích và sử dụng các đường cong học tập phức tạp hơn. • Dự báo dựa trên đường cong học tập phụ thuộc vào mức độ triển khai của từng công nghệ đơn lẻ, là điều không chắc chắn trong tương lai.

Đối với danh mục hiện tại, phương pháp tiếp cận đường cong học tập (một yếu tố) là cách triển khai phù hợp nhất. Thứ nhất, các mối tương quan về đường cong học tập đã được tài liệu hóa đầy đủ; thứ hai, rủi ro sai lệch được giảm bớt so với các cách tiếp cận thay thế; thứ ba, không cần thực hiện các cuộc khảo sát tốn kém và mất thời gian.

Kết quả thu được từ các đường cong học tập sẽ được so sánh với các dự báo từ tài liệu quốc tế.

Dự báo chi phí dựa trên đường cong học tập phụ thuộc vào hai yếu tố đầu vào chính: dự đoán về việc triển khai công nghệ và tỷ lệ học tập ước tính. Về cơ bản, đây là những thông tin cần phải có để dự báo chi phí.

Nhu cầu toàn cầu về công nghệ

Để ước tính nhu cầu tương lai của từng công nghệ, chúng tôi dựa vào các phân tích về nguồn cung điện toàn cầu trong tương lai từ Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA). Tương lai nhu cầu và thành phần điện năng toàn cầu sẽ phát triển như thế nào thường có độ không chắc chắn cao do các tham vọng chính sách khí hậu, chi phí và sự sẵn có của các nguồn nhiên liệu hóa thạch cũng như sự phát triển của các công nghệ phát điện hiện có và công nghệ mới.

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới 2025 (World Energy Outlook 2025) bao gồm ba kịch bản: Kịch bản Chính sách hiện hành (Current Policies Scenario – CPS), Kịch bản Chính sách đã công bố (Stated Policies Scenario – STEPS) và Kịch bản Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 (Net Zero Emissions by 2050 – NZE), phản ánh các lộ trình toàn cầu với mức độ cam kết chính sách khí hậu khác nhau. Trong nghiên cứu này, lộ trình phát triển công suất theo kịch bản STEPS được sử dụng làm cơ sở tham chiếu cho các công nghệ năng lượng tái tạo, do các giá trị của kịch bản này nằm giữa hai kịch bản còn lại.

Bảng sau thể hiện sự phát triển của công suất lắp đặt tích lũy của các công nghệ phát điện khác nhau đến năm 2050, lấy thời điểm đầu năm 2025 (primo 2025) làm mốc khởi đầu.

Bảng 40: Sự phát triển của công suất lắp đặt tích lũy của các công nghệ phát điện khác nhau

Công suất phát điện tích lũy tương đối so với năm 2025 (=1)		CPS			STEPS			NZE		
Công nghệ	Công suất đặt 2025 [GW]	2035	2040	2050	2035	2040	2050	2035	2040	2050
Than	2259	1,1	1,1	0,9	1,1	1,0	0,8	0,5	0,3	0,1
Dầu	401	0,7	0,6	0,4	0,7	0,6	0,3	0,4	0,2	0,1
Khí tự nhiên	2049	1,2	1,3	1,5	1,2	1,2	1,3	0,8	0,6	0,4
Hạt nhân	420	1,3	1,5	1,7	1,4	1,6	1,9	1,7	2,1	2,6
Nước	1437	1,4	1,5	1,7	1,4	1,5	1,8	1,6	1,8	2,0
Năng lượng sinh học	181	1,4	1,5	1,8	1,4	1,7	1,9	2,3	2,9	3,7
Gió	1131	2,3	2,6	3,1	2,4	2,9	3,5	4,0	5,3	7,1
Địa nhiệt	15	1,9	2,6	3,9	2,1	2,8	4,2	3,7	5,2	7,8
Mặt trời	2164	3,7	4,8	6,4	4,1	5,5	7,5	5,8	8,2	11,2
CSP	8	2,6	4,5	8,6	2,7	4,6	8,9	12,1	24,8	43,8
Năng lượng biển	1	11,4	27,0	58,4	11,6	27,9	60,8	19,5	38,5	78,3

Tỷ lệ học tập

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới (World Energy Outlook) thực hiện cập nhật hằng năm các tỷ lệ học tập cho các công nghệ năng lượng tái tạo dựa trên việc theo dõi toàn cầu về chi phí công nghệ. Nghiên cứu này sử dụng các tỷ lệ học tập từ WEO 2025, được trình bày trong bảng dưới đây:

Bảng 41: Tỷ lệ học tập của các công nghệ năng lượng tái tạo

Công nghệ	Tỷ lệ học tập theo Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2025
Mặt trời PV	20%
Gió trên bờ	5%
Gió ngoài khơi	15%
Thủy điện	1%
Năng lượng sinh học (Sinh khối và khí sinh học)	5%
Địa nhiệt	5%
Mặt trời tập trung (CSP)	10%
Năng lượng biển	14%
Năng lượng hóa thạch kết hợp CCS	10%

Các công nghệ điện mặt trời PV, CSP và năng lượng biển được kỳ vọng sẽ có mức giảm chi phí mạnh nhất. Đối với điện mặt trời PV, nhận định này dựa trên các xu hướng đã được quan sát trong quá khứ. Tuy nhiên, vẫn tồn tại bất định về việc liệu công nghệ này có tiếp tục đạt được mức giảm chi phí mạnh trong tương lai hay không. Cũng cần lưu ý rằng các dự báo đối với CSP và đặc biệt là các công nghệ năng lượng biển đi kèm với mức độ bất định rất cao, do hiện nay các công nghệ phát điện này vẫn còn được triển khai ở quy mô hạn chế. Điện gió ngoài khơi cũng được dự báo sẽ giảm chi phí đáng kể, có thể do mức chi phí hiện tại đang ở mức cao và tính phức tạp lớn của công nghệ, tạo dư địa cho đổi mới và phát triển.

Đối với chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M), tỷ lệ học tập 10% được áp dụng cho điện mặt trời PV, dựa trên Danh mục Công nghệ của Đan Mạch. Tỷ lệ học tập đối với hệ thống lưu trữ pin cũng được lấy theo Danh mục Công nghệ của Đan Mạch đã được cập nhật năm 2025. Cụ thể, các tỷ lệ học tập áp dụng cho pin trong nghiên cứu này là 17% đối với thành phần năng lượng và 10% đối với thành phần công suất cũng như các chi phí khác.

Đối với các nhà máy nhiệt điện truyền thống, nghiên cứu này không áp dụng tỷ lệ học tập (0,4%) do mức độ trưởng thành của các công nghệ này. Đối với năng lượng hạt nhân, mức độ bất định về diễn biến chi phí là rất cao và tài liệu tham khảo về chủ đề này rất hạn chế; do đó, không áp dụng tỷ lệ học tập cho công nghệ hạt nhân. Khi các tỷ lệ học tập nêu trên được kết hợp với lộ trình triển khai công nghệ trong tương lai theo các kịch bản của IEA, có thể suy ra ước tính về xu hướng phát triển chi phí theo thời gian.

Đường cong học tập trên toàn cầu và khu vực

Các hiệu ứng về đường cong học tập được trình bày trong đánh giá này thể hiện quan điểm toàn cầu về đường cong học tập của công nghệ. Phần lớn các nhà cung cấp công nghệ ngày nay có tầm hoạt động toàn cầu, có thể đây là một giả định hợp lý. Do đó, việc cắt giảm chi phí ở một khu vực trên thế giới sẽ dễ dàng mở rộng sang các khu vực khác.

Tuy nhiên, trong báo cáo triển vọng năm 2020, giá cả một số công nghệ của Việt Nam có thể cao hơn (hoặc trong một số trường hợp thấp hơn) so với giá trị tham chiếu quốc tế do năng lực chuyên môn trong nước còn hạn chế. Tuy vậy, bí quyết và công nghệ của Việt Nam được xây dựng và điều chỉnh phù hợp với bối cảnh Việt Nam trong vòng một thập kỷ tới do đó giả định cho rằng mức chi phí sẽ tiệm cận với trình độ quốc tế là hợp lý.

Tài liệu tham khảo

- [1] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, và Y. Ding, “Sự phát triển của hệ thống lưu trữ năng lượng điện: đánh giá chi tiết,” *Prog. Nat. Sci.*, tập 19, số đăng 3, trang 291–312, 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- [2] IEA, “Triển vọng công nghệ năng lượng 2020,” 2020.
- [3] IEA, “Báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2025,” 2025.
- [4] E. S. Rubin, I. M. L. Azevedo, P. Jaramillo, và S. Yeh, “Đánh giá về tỷ lệ học tập của các công nghệ cung cấp điện,” *Chính sách năng lượng*, tập 86, trang 198–218, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>.

PHỤ LỤC 3: PHƯƠNG PHÁP LUẬN TÍNH TOÁN CHI PHÍ SẢN XUẤT ĐIỆN QUY DẪN (LCOE)

Phụ lục này mô tả phương pháp luận tính toán chi phí sản xuất điện quy dẫn (Levelized Cost of Electricity - LCoE) cho các công nghệ phát điện được đưa vào Cẩm nang Công nghệ. Mục đích là giúp người sử dụng xác định chi phí sản xuất điện có thể so sánh được dựa trên các thông tin kinh tế - kỹ thuật được cung cấp trong các bảng số liệu.

Phương pháp này được xây dựng cho các tính toán LCoE kinh tế - kỹ thuật đơn giản. Do đó, phương pháp dựa trên các giả định kỹ thuật và kinh tế trong bảng số liệu và không phải là một mô hình tài chính dự án đầy đủ. Cụ thể, phương pháp không bao gồm mô hình hóa chi tiết cấu trúc tài chính, thuế, khấu hao, lịch trả nợ hoặc các điều kiện tài chính cụ thể của dự án, trừ khi người dùng bổ sung rõ ràng các yếu tố này.

Về phương pháp, các công nghệ sản xuất điện được chia thành hai nhóm:

- Công nghệ phát điện phi nhiệt (như điện gió, điện mặt trời,...): Sản lượng điện chủ yếu được xác định từ công suất lắp đặt và hệ số công suất hoặc số giờ vận hành đầy tải.
- Công nghệ phát điện nhiệt (như nhà máy nhiệt điện than, khí,...): Chi phí sản xuất điện phụ thuộc vào giá nhiên liệu và hiệu suất điện thuận.

Định nghĩa LCoE

Chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCoE) thể hiện chi phí trung bình đã chiết khấu để sản xuất một đơn vị điện năng trong suốt vòng đời kỹ thuật của nhà máy.

Biểu thức tổng quát của LCoE:

$$LCoE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Trong đó:

- C_t : Chi phí phát sinh tại năm t
- E_t : Sản lượng điện năng tại năm t
- r : Hệ số chiết khấu
- N : Thời gian dự án (bao gồm cả thời gian xây dựng và vận hành)

Trong công thức này, tử số bao gồm toàn bộ chi phí vòng đời đã chiết khấu, còn mẫu số là tổng sản lượng điện đã chiết khấu.

Các thành phần chi phí thường bao gồm:

- Chi phí đầu tư
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (O&M cố định)
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (O&M biến đổi)
- Chi phí nhiên liệu (nếu có)
- Chi phí phát thải (nếu có)
- Chi phí tháo dỡ hoặc giá trị còn lại (nếu người dùng bổ sung)

Cách tiếp cận tính toán chung

Các bảng số liệu công nghệ cung cấp phần lớn thông tin cần thiết cho tính toán LCoE đơn giản, bao gồm:

- Công suất phát điện
- Vòng đời kỹ thuật
- Thời gian xây dựng
- Suất đầu tư
- Chi phí O&M cố định
- Chi phí O&M biến đổi
- Các thông số đầu ra như hệ số công suất, số giờ đầy tải hoặc hiệu suất điện thuần trung bình năm

Tuy nhiên, người dùng vẫn cần bổ sung một số giả định, bao gồm:

- Tỷ lệ chiết khấu hoặc WACC
- Lạm phát (nếu tính LCoE danh nghĩa)
- Giá nhiên liệu (đối với công nghệ nhiệt)
- Chi phí phát thải (nếu xét đến)
- Giả định vận hành đối với công nghệ nhiệt

Khuyến nghị sử dụng trực tiếp các giá trị trong bảng số liệu và chỉ bổ sung khi cần thiết với các giả định rõ ràng.

Các tham số sử dụng trong tính toán LCoE

Các tham số chung cho tất cả các công nghệ sản xuất điện

Đối với hầu hết các công nghệ sản xuất điện, các tham số trong bảng số liệu sau đây có liên quan trực tiếp đến việc tính toán LCoE.

- Công suất một tổ máy điện hình/Công suất một nhà máy điện hình: xác định quy mô nhà máy
- Vòng đời kỹ thuật: xác định khoảng thời gian vận hành mà trong đó chi phí và sản lượng điện được đánh giá.
- Thời gian xây dựng: xác định khoảng thời gian từ khi ra quyết định đầu tư đến khi bắt đầu vận hành và có ý nghĩa trong trường hợp chi phí đầu tư được phân bổ trong suốt giai đoạn xây dựng.
- Suất đầu tư danh định của toàn bộ hệ thống: xác định chi phí đầu tư trên mỗi đơn vị công suất điện lắp đặt.
- Chi phí O&M cố định: xác định chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định hàng năm trên mỗi đơn vị công suất lắp đặt.
- Chi phí O&M biến đổi: xác định chi phí vận hành và bảo dưỡng trên mỗi đơn vị điện năng được sản xuất.
- Thời gian ngừng máy cưỡng bức và ngừng máy theo kế hoạch có thể được sử dụng trực tiếp hoặc gián tiếp trong việc ước tính sản lượng điện, tùy thuộc vào cách các tham số liên quan đến đầu ra được định nghĩa trong bảng số liệu.

Lưu ý: Cần luôn tham khảo phần ghi chú của bảng số liệu vì chúng có thể làm rõ phạm vi chi phí được giả định, cách xác định chi phí O&M, cũng như việc hệ số công suất hoặc số giờ đầy tải đã bao gồm thời gian ngừng máy, tổn thất hoặc các điều chỉnh khác hay chưa.

Các tham số riêng cho công nghệ phát điện phi nhiệt

Đối với các công nghệ phi nhiệt như điện gió và điện mặt trời, các tham số đầu ra bổ sung chủ yếu thường bao gồm:

- Hệ số công suất lý thuyết

- Hệ số công suất, bao gồm thời gian ngừng máy
- Số giờ vận hành đầy tải trung bình năm hoặc số giờ đầy tải
- Mức suy giảm công suất trung bình hàng năm (nếu có)

Các tham số này là cơ sở để ước tính sản lượng điện hàng năm.

Nếu cả hai tham số hệ số công suất và số giờ vận hành đầy tải đều được cung cấp, người dùng chỉ nên sử dụng một trong hai làm đầu vào chính để tính sản lượng điện và đảm bảo không sử dụng đồng thời cả hai để biểu diễn cùng một sản lượng.

Đối với một số công nghệ, bảng dữ liệu cũng có thể bao gồm các tham số kỹ thuật bổ trợ như chiều cao tua bin, đường kính rotor, công suất riêng, hệ số chuyển dịch của hệ thống nghiêng cố định, tỉ lệ hiệu suất, hệ số DC/AC, hoặc hiệu suất chuyển đổi tấm quang điện. Các tham số này có thể hữu ích cho việc diễn giải hoặc kiểm chứng, nhưng nhìn chung không cần thiết trong tính toán LCoE đơn giản nếu hệ số công suất hoặc số giờ đầy tải đã được cung cấp.

Các tham số riêng cho công nghệ phát điện nhiệt

Đối với các công nghệ phát điện nhiệt, tham số bổ sung quan trọng nhất thường là hiệu suất điện thuận trung bình năm. Tham số này cần thiết để chuyển đổi giá nhiên liệu thành chi phí nhiên liệu trên mỗi đơn vị điện năng được sản xuất.

Nếu giá nhiên liệu được biểu diễn theo đơn vị năng lượng đầu vào, chi phí nhiên liệu trên mỗi đơn vị điện năng có thể được biểu diễn như sau:

$$\text{Chi phí nhiên liệu}_{\text{MWh}} = \frac{\text{Giá nhiên liệu}_{\text{năng lượng đầu vào}}}{\eta_{\text{thuận}}}$$

Trong đó:

- Giá nhiên liệu_{năng lượng đầu vào}: giá nhiên liệu được biểu diễn trên mỗi đơn vị năng lượng đầu vào của nhiên liệu, ví dụ USD/GJ.
- $\eta_{\text{thuận}}$: hiệu suất điện thuận trung bình năm, được biểu diễn dưới dạng một tỷ lệ.

Chi phí nhiên liệu hàng năm được tính toán như sau:

$$\text{Chi phí nhiên liệu}_{\text{năm}} = \text{Điện năng sản xuất}_{\text{năm}} \times \text{Chi phí nhiên liệu}_{\text{MWh}}$$

Bảng dữ liệu của các công nghệ phát điện nhiệt cũng có thể bao gồm thông tin về chi phí khởi động, tải tối thiểu, khả năng tăng/giảm công suất, thời gian vận hành tối thiểu, thời gian ngừng máy tối thiểu và thời gian khởi động. Các tham số này có ý nghĩa đối với mô hình hóa vận hành chi tiết, nhưng thường không cần thiết trong tính toán LCoE đơn giản.

Tương tự, các chỉ tiêu môi trường như SO₂, NO_x hoặc phát thải bụi không phải là đầu vào trực tiếp của LCoE, trừ khi người dùng đưa vào các giả định chi phí cụ thể liên quan đến phát thải hoặc tuân thủ môi trường.

Ước tính sản lượng điện hàng năm

Công nghệ phát điện phi nhiệt

Đối với các công nghệ phi nhiệt, sản lượng điện hàng năm thường được ước tính dựa trên công suất lắp đặt và hệ số công suất hoặc số giờ vận hành đầy tải.

Nếu hệ số công suất đã bao gồm thời gian ngừng máy được cung cấp, sản lượng điện hàng năm được tính như sau:

Nếu bảng dữ liệu cung cấp hệ số công suất đã bao gồm thời gian ngừng máy, sản lượng điện hàng năm có thể được tính như sau:

$$\text{Sản lượng điện}_{\text{năm}} = P \times 8760 \times CF$$

Trong đó:

- P: công suất đặt

- CF: hệ số công suất bao gồm thời gian ngừng máy

Nếu bảng dữ liệu cung cấp số giờ vận hành đầy tải trung bình năm, sản lượng điện hàng năm có thể được tính như sau:

$$\text{Sản lượng điện}_{\text{năm}} = P \times \text{FLH}$$

Trong đó:

- P: công suất đặt

- FLH: số giờ vận hành đầy tải trung bình năm

Nếu có xét đến mức suy giảm hàng năm, sản lượng điện trong các năm sau có thể được điều chỉnh giảm tương ứng. Nếu không có thông tin về suy giảm, có thể giả định sản lượng điện hàng năm không đổi trong suốt vòng đời vận hành.

Công nghệ phát điện nhiệt

Đối với các công nghệ phát điện nhiệt, sản lượng điện hàng năm thường được ước tính dựa trên công suất lắp đặt và giả định về mức độ vận hành do người dùng xác định, trừ khi có thông tin vận hành chi tiết hơn.

Sản lượng điện hàng năm có thể được biểu diễn như sau:

$$\text{Sản lượng điện}_{\text{năm}} = P \times 8760 \times U$$

Trong đó:

- P: công suất điện lắp đặt

- U: hệ số sử dụng hoặc hệ số công suất hàng năm

Nếu người dùng muốn phản ánh rõ ràng thời gian ngừng máy theo kế hoạch và ngừng máy cưỡng bức, giả định về hệ số sử dụng cần được lựa chọn sao cho phù hợp với các giả định về thời gian ngừng máy trong bảng số liệu.

Tính toán các thành phần chi phí

Chi phí đầu tư

Tổng chi phí đầu tư thường được tính như sau:

$$\text{CAPEX} = \text{Suất đầu tư} \times \text{Công suất đặt}$$

Nếu thời gian xây dựng được mô hình hóa chi tiết, chi phí đầu tư cần được phân bổ theo các năm xây dựng dựa trên một giả định về tiến độ đầu tư và được chiết khấu tương ứng.

Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định

Chi phí O&M cố định hàng năm được tính như sau:

$$\text{Chi phí O\&M cố định}_{\text{năm}} = \text{Chi phí O\&M cố định} \times \text{Công suất đặt}$$

Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi

Chi phí O&M biến đổi hàng năm được tính như sau:

$$\text{Chi phí O\&M biến đổi}_{\text{năm}} = \text{Chi phí O\&M biến đổi} \times \text{Điện năng}$$

Chi phí nhiên liệu đối với công nghệ nhiệt

Đối với các công nghệ nhiệt, chi phí nhiên liệu hàng năm được tính dựa trên sản lượng điện, hiệu suất điện thuần trung bình năm và giá nhiên liệu. Nếu giá nhiên liệu được biểu diễn theo đơn vị năng lượng đầu vào, chi phí nhiên liệu trên mỗi đơn vị điện năng là:

$$\text{Chi phí nhiên liệu}_{\text{MWh}} = \frac{\text{Giá nhiên liệu}_{\text{năng lượng đầu vào}}}{\eta_{\text{thuần}}}$$

Chi phí nhiên liệu hàng năm được tính toán như sau:

$$\text{Chi phí nhiên liệu}_{\text{năm}} = \text{Điện năng sản xuất}_{\text{năm}} \times \text{Chi phí nhiên liệu}_{\text{MWh}}$$

Người sử dụng phải đảm bảo tính nhất quán hoàn toàn về đơn vị. Nếu giá nhiên liệu được đưa ra theo USD/GJ và sản lượng điện được đo bằng MWh, thì cần thực hiện chuyển đổi phù hợp giữa các đơn vị năng lượng.

Chi phí phát thải

Khi chi phí phát thải được đưa vào, nó có thể được biểu diễn dưới dạng chi phí trên mỗi đơn vị điện năng sản xuất, hoặc dưới dạng chi phí được tính toán từ đầu vào nhiên liệu kết hợp với hệ số phát thải. Phương pháp được lựa chọn cần phù hợp và nhất quán với các dữ liệu đầu vào bên ngoài hiện có.

Các tham số bổ sung do người tính toán tự xác định

Các tham số bổ sung cần thiết cho mọi công nghệ

Các tham số sau đây thường không có trong bảng số liệu và do đó cần được người tính toán tự xác định.

- Tỷ lệ chiết khấu hoặc WACC: Cần có tỷ lệ chiết khấu để quy đổi chi phí và sản lượng điện trong tương lai về giá trị hiện tại. Tỷ lệ này có thể được xác định theo giá thực hoặc giá danh nghĩa, tùy thuộc vào cơ sở giá của phép tính.
- Lạm phát: Lạm phát là cần thiết nếu tính LCoE theo giá danh nghĩa. Nếu phép tính được thực hiện theo giá cố định, thì nên sử dụng hệ số chiết khấu thực.
- Phân bổ chi phí đầu tư trong giai đoạn xây dựng: Bảng dữ liệu cung cấp thời gian xây dựng, nhưng không cung cấp cách phân bổ chi phí đầu tư theo từng năm trong giai đoạn này. Do đó, người dùng có thể cần giả định, ví dụ như phân bổ đều hàng năm hoặc theo một cấu trúc chi tiêu phù hợp khác.

Các tham số bổ sung cần thiết cho công nghệ phát điện nhiệt

Đối với các công nghệ phát điện nhiệt, người tính toán thông thường cần xác định thêm:

- Giá nhiên liệu: Các bảng số liệu chỉ cung cấp hiệu suất kỹ thuật, không bao gồm giá nhiên liệu. Do đó, giả định về giá nhiên liệu cần được cung cấp từ bên ngoài và được biểu diễn theo đơn vị phù hợp với định nghĩa hiệu suất.
- Giả định về mức độ huy động nhà máy: Trong trường hợp không có sẵn giả định về sản lượng điện hàng năm có thể sử dụng trực tiếp, người sử dụng cần xác định hệ số huy động, hệ số công suất hoặc số giờ vận hành hàng năm của nhà máy.
- Chi phí phát thải (nếu áp dụng): Nếu người sử dụng muốn tính đến chi phí carbon hoặc các chi phí liên quan đến phát thải khác, các chi phí này cần được xác định và bổ sung riêng.

Các giả định bổ sung tùy chọn

Tùy thuộc vào mục đích phân tích, người dùng cũng có thể lựa chọn đưa vào:

- Chi phí tháo dỡ
- Giá trị còn lại hoặc giá trị thu hồi
- Các điều chỉnh sản lượng theo điều kiện cụ thể của địa điểm
- Chi phí đầu nối lưới vượt ra ngoài phạm vi của bảng số liệu
- Các giả định suy giảm riêng của công nghệ nếu chưa được phản ánh trong các giá trị của bảng số liệu

Các giả định này là tùy chọn trong tính toán LCoE kinh tế - kỹ thuật đơn giản và chỉ nên được đưa vào khi phù hợp với mục đích sử dụng của phân tích.

Xử lý thời gian xây dựng

Bảng số liệu cung cấp thời gian xây dựng và yếu tố này cần được phản ánh trong tính toán LCoE. Điều này đặc biệt quan trọng đối với các công nghệ có thời gian chuẩn bị dài và yêu cầu vốn đầu tư ban đầu lớn.

Trong cách tiếp cận đơn giản, toàn bộ chi phí đầu tư có thể được giả định phát sinh tại thời điểm bắt đầu giai đoạn xây dựng. Trong cách tiếp cận chi tiết hơn, chi phí đầu tư có thể được phân bổ theo các năm xây dựng dựa trên một giả định về tiến độ phân bổ vốn đầu tư.

Khi thời gian xây dựng được đưa vào một cách tường minh, việc chiết khấu bắt đầu từ năm đầu tiên phát sinh chi phí, trong khi sản lượng điện chỉ bắt đầu được tính sau khi công trình đi vào vận hành..

LCoE thực và danh nghĩa

Các giá trị chi phí trong Cẩm nang Công nghệ thường được trình bày theo mặt bằng giá cố định. Do đó, người dùng cần phân biệt rõ giữa tính toán LCoE theo giá thực và giá danh nghĩa.

LCoE thực phù hợp khi:

- Chi phí được biểu diễn theo giá cố định
- Không áp dụng lạm phát cho các dòng chi phí trong tương lai
- Sử dụng hệ số chiết khấu thực

LCoE danh nghĩa phù hợp khi:

- Chi phí trong tương lai được điều chỉnh theo lạm phát hoặc các giả định giá danh nghĩa khác
- Sử dụng tỷ lệ chiết khấu danh nghĩa

Hệ số chiết khấu và các dòng chi phí luôn phải được biểu diễn trên cùng một cơ sở giá. Không nên áp dụng hệ số chiết khấu danh nghĩa cho các dòng tiền theo giá cố định nếu các dòng tiền này chưa được điều chỉnh nhất quán theo lạm phát. Tương tự, không nên áp dụng hệ số chiết khấu thực cho các dòng tiền danh nghĩa.

Đối với hầu hết các công nghệ trong Cẩm nang, LCoE thực dựa trên các đầu vào theo giá cố định sẽ cung cấp cơ sở so sánh minh bạch nhất.

Hạn chế của phương pháp

Phương pháp được mô tả trong phụ lục này nhằm cung cấp một công cụ thực tiễn và nhất quán để so sánh chi phí phát điện trung bình trong suốt vòng đời giữa các công nghệ dưới một tập hợp giả định xác định. Phương pháp phù hợp cho so sánh kinh tế - kỹ thuật, nhưng không phản ánh đầy đủ tất cả các khía cạnh liên quan đến quy hoạch hệ thống hoặc đánh giá đầu tư.

Cụ thể, LCoE không phản ánh:

- Khả năng điều độ
- Chi phí tích hợp hệ thống
- Yêu cầu cân bằng và dự phòng hệ thống
- Giá trị theo vị trí
- Thời điểm phát điện
- Cấu trúc tài chính chi tiết
- Cơ chế thuế
- Doanh thu thị trường

Đối với nhiều công nghệ phát điện phi nhiệt, bảng số liệu đã cung cấp phần lớn các đầu vào cần thiết cho tính toán LCoE đơn giản. Đối với các công nghệ phát điện nhiệt, bảng số liệu thường cần được bổ sung thêm các giả định về giá nhiên liệu, mức độ vận hành và chi phí phát thải (nếu cần thiết).

Do đó, kết quả LCoE nên được hiểu là một chỉ tiêu chi phí công nghệ dưới các giả định đã lựa chọn, không phải là thước đo đầy đủ về giá trị hệ thống hoặc hiệu quả tài chính của dự án.

