



Danish Energy
Agency



MOIT



EREA

Electricity & Renewable Energy Authority



**EMBASSY
OF DENMARK**
Hanoi

Cẩm Nang Công Nghệ Việt Nam

Dữ liệu
công nghệ
phục vụ mô hình hóa
hệ thống điện
Việt Nam



Tháng 5, 2019

MỞ ĐẦU

Ngày nay, những đổi mới và cải tiến công nghệ về năng lượng tái tạo đang diễn ra với tốc độ rất nhanh. Quy hoạch năng lượng dài hạn phụ thuộc rất nhiều vào chi phí và hiệu quả hoạt động của các công nghệ sản xuất năng lượng trong tương lai. Mục tiêu của Cẩm nang Công nghệ là nhằm ước tính chính xác các chi phí và hiệu quả hoạt động của một danh sách các công nghệ sản xuất năng lượng, từ đó cung cấp một trong những thông tin đầu vào quan trọng để lập quy hoạch năng lượng hiệu quả tại Việt Nam.

Do có nhiều bên liên quan tham gia vào quá trình thu thập số liệu, nên Cẩm nang Công nghệ cung cấp những số liệu đã được sàng lọc và thảo luận với nhiều tổ chức liên quan bao gồm: Bộ Công Thương (BCT), Tập đoàn Điện lực Việt Nam – EVN, các đơn vị sản xuất điện độc lập, tư vấn trong nước và quốc tế, các tổ chức, các hiệp hội và các trường đại học. Đây là điều cần thiết vì mục tiêu chính là xây dựng một Cẩm nang Công nghệ có sự kết nối với tất cả các bên liên quan.

Cẩm nang Công nghệ sẽ hỗ trợ việc lập mô hình năng lượng dài hạn ở 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 tiếp cận với một bộ dữ liệu chung về các công nghệ sản xuất điện 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 trong nhiều năm qua thông qua một quá trình tham vấn mở với các bên liên quan.

Bối cảnh

Tài liệu này được xây dựng trong khuôn khổ Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch nhằm hỗ trợ cung cấp dữ liệu công nghệ cho Báo cáo Triển vọng Việt Nam năm 2019. Các báo cáo khác cũng được xây dựng nhằm hỗ trợ cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam năm 2019 bao gồm: Báo cáo Dự báo Nhu cầu năng lượng và Báo cáo Dự báo Giá nhiên liệu.

Lời cảm ơn

Cẩm nang Công nghệ này là một tài liệu được xây dựng với sự hợp tác giữa Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA), Viện Năng lượng, Công ty Ea Energy Analyses, Cục Năng lượng Đan Mạch và Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội. Tài liệu này được xây dựng với nguồn kinh phí tài trợ từ Quỹ Đầu tư của Trẻ em (CIFF) do Quỹ Khí hậu Châu Âu (ECF) quản lý.



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 có sự xác nhận về nguồn thông tin. Tài liệu này có thể trích dẫn với tựa đề “*Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2019*”.

Công nhận sự đóng góp

Ảnh trên trang bìa do Colourbox cung cấp.

Số liệu Công nghệ Ngành điện Việt Nam

MỤC LỤC

Mở đầu	3
Giới thiệu phương pháp luận	7
1. Nhà máy nhiệt điện đốt than phun.....	8
2. Tua bin khí.....	20
3. Nhà máy thủy điện.....	28
4. Điện mặt trời.....	39
5. Điện gió	53
6. Nhà máy điện sinh khối	69
7. Các nhà máy điện đốt chất thải rắn và khí bãi rác	77
8. Nhà máy điện khí sinh học	85
9. Nhà máy điện diesel	90
10. Nhà máy điện địa nhiệt.....	94
11. Thủy điện tích năng.....	103
12. Pin tích năng lithium-ion	109
Phụ lục 1: Phương pháp luận.....	125

GIỚI THIỆU 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 mới nổi được kỳ vọng sẽ cải tiến đáng kể trong các thập kỷ tới, cả về hiệu quả hoạt động và chi phí. Điều này có nghĩa rằng chi phí và hiệu quả hoạt động của một số công nghệ có thể được ước tính với mức độ chắc chắn tương đối cao; trong khi một số công nghệ khác lại có mức độ chắc chắn rất thấp cả về chi phí và hiệu quả hoạt động khi xem xét ở hiện tại và cả trong tương lai. Tất cả các công nghệ được phân theo nhóm tương ứng với bốn cấp độ phát triển được mô tả trong phần Nghiên cứu và Phát triển về mức độ phát triển của công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai, mức độ không chắc chắn trong dự báo số liệu chi phí và hiệu quả hoạt động của công nghệ.

Ranh giới để tính toán số liệu chi phí và hiệu quả hoạt động của nhà máy điện là sản lượng phát của nhà máy và chi phí của hạ tầng lưới điện để kết nối với hệ thống. Đối với điện năng, đó là trạm biến áp gần nhất của lưới truyền tải. Điều này có nghĩa: điện năng phát lên lưới điện là sản lượng điện phát của nhà máy điện trừ đi điện năng tự dùng của nhà máy đó. Do đó, hiệu suất của nhà máy cũng là hiệu suất thực.

Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam được xây dựng dựa trên Cẩm nang Công nghệ của Indonesia được ban hành vào tháng 12/2017. Ngoài ra, các Cẩm nang Công nghệ của Trung Quốc và Vương quốc Anh cũng như những ấn phẩm của IEA và IRENA cũng được sử dụng làm tài liệu tham chiếu quốc tế.

Phần mô tả và số liệu được điều chỉnh dựa trên các dự án cụ thể của Việt Nam cho phù hợp với các điều kiện trong nước. Các bảng số liệu từ Cẩm nang Công nghệ của Indonesia được sử dụng trong những trường hợp không có số liệu của Việt Nam. Đối với tương lai trung hạn và dài hạn (năm 2030 và năm 2050), số liệu được dựa trên những tài liệu tham chiếu quốc tế đối với hầu hết các công nghệ vì số liệu của Việt Nam dự kiến sẽ trùng khớp với các số liệu của quốc tế. Trước mắt, có thể có những khác biệt, đặc biệt đối với những công nghệ mới đưa vào áp dụng. Nguyên nhân của những khác biệt trong ngắn hạn có thể là do những luật lệ, quy định hiện nay và mức độ phát triển thị trường chín muồi của từng công nghệ. Những khác biệt trong ngắn hạn và dài hạn có thể do các điều kiện vật lý địa phương như vật liệu ở đáy biển và những điều kiện ngoài khơi có thể ảnh hưởng đến chi phí của những trang trại gió ngoài khơi và tốc độ gió có thể ảnh hưởng đến kích thước của rôto so với máy phát điện, từ đó có thể tác động đến chi phí.

Việc sử dụng đất được đánh giá nhưng giá đất không được đưa vào đánh giá về tổng chi phí vì giá đất phụ thuộc vào các điều kiện cụ thể của từng địa phương.

Phương pháp luận được trình bày chi tiết trong Phụ lục 1.

Tài liệu tham chiếu

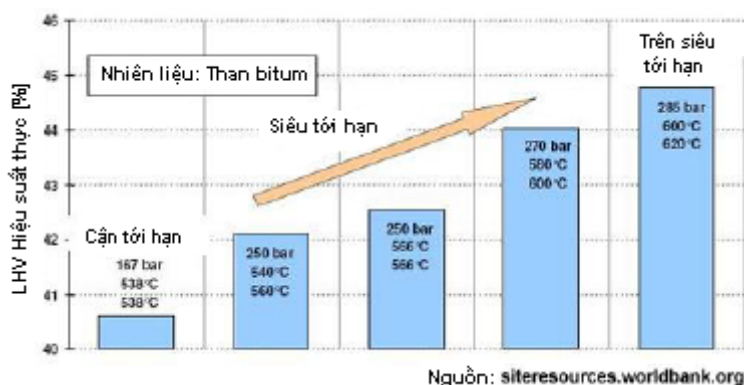
1. Cục Năng lượng Đan Mạch và cộng sự (2017): Cẩm nang số liệu công nghệ phát điện và tích trữ điện năng của ngành điện Indonesia.
2. Energinet và Cục Năng lượng Đan Mạch (2018): Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và cấp nhiệt tập trung, tích trữ năng lượng, sản xuất và biến đổi chất mang năng lượng. Xem thêm: ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data
3. IRENA (2018): Chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi.
4. Chương trình Phát triển Năng lượng Tái tạo Trung Quốc – Đan Mạch (2014): Cẩm nang Công nghệ Năng lượng Tái tạo Trung Quốc.
5. Ban Kinh doanh, Năng lượng & Chiến lược Công nghiệp (2016): Chi phí phát điện

1. NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN ĐỐT THAN PHUN

Mô tả tóm tắt công nghệ

Cẩm nang này phân biệt 03 loại nhà máy nhiệt điện đốt than: cận tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn. Tên nhà máy thể hiện nhiệt độ và áp suất của hơi khi vào tua bin cao áp. Sự khác biệt chính giữa các nhà máy là hiệu suất của nhà máy, được thể hiện trong hình dưới.

Nhà máy cận tới hạn có áp suất thấp hơn 200 bar và nhiệt độ 540°C. Cả nhà máy siêu tới hạn và trên siêu tới hạn đều hoạt động trên điểm tới hạn của hơi nước, yêu cầu áp suất lớn hơn 221 bar (khi 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, nước sẽ thay đổi từ trạng thái lỏng sang trạng thái hơi mà không sôi – nghĩa là không thấy sự thay đổi trong trạng thái và không có yêu cầu nhiệt hóa hơi. Thiết kế nhà máy siêu tới hạn được áp dụng để cải thiện hiệu suất tổng thể của lò hơi. 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 nước khoảng 600°C và cao hơn (TL. 1).



Hình 2: Định nghĩa nhà máy cận tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn (TL. 6).

Nhiên liệu đầu vào

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

Đầu ra

Điện năng. Điện tự dùng cần cho một nhà máy công suất 500 MW là 40-45 MW, và hiệu suất điện thực thấp hơn hiệu suất tổng 3,7- 4,3 % (TL. 2). Nhìn chung, tỷ lệ điện tự dùng của các nhà máy nhiệt điện than khoảng 8% - 10%.

Dải công suất của nhà máy

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 và thường nằm trong khoảng từ 400 MW đến 1500 MW (TL. 3).

Khả năng điều chỉnh

Nhà máy điện đốt than phun có thể cung cấp điều tần và hỗ trợ phụ tải. Những tổ máy tiên tiến nhìn chung có thể cung cấp 5% công suất định mức 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 phụ tải nhanh được thực hiện thông qua sử dụng dự phòng hơi 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 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 cũng có thể đạt được bằng cách cho hơi nước chạy tắt (không qua tua bin) hoặc đóng van hơi tua bin và sau đó giảm tải lò hơi.

Tính linh hoạt trong các nhà máy nhiệt điện than của Đan Mạch và Trung Quốc đã được phân tích trong TL.5 và TL.6. Đối với các trường hợp của Đức và Đan Mạch xem TL. 8. 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.

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

Cải thiện độ linh hoạt vận hành chung	Tổ máy CHP	Tổ máy ngưng hơi
Mở rộng phạm vi vận hành (v.d. mở rộng dải công suất phát)	Phụ tải tối thiểu thấp hơn	
	Khả năng quá tải	
	Hơi chạy tắt không qua tua bin	
Tách sản xuất điện và nhiệt và/hoặc khí nhiệt được sản xuất và khí được sử dụng	Tích nhiệt	
	Nồi 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:

- Là công nghệ truyền thống và có nhiều cải tiến.
- Hiệu suất không bị giảm nhiều ở chế độ non tải so với đầy tải như với tua bin khí chu trình hỗn hợp.

Nhược điểm:

- Nhà máy điện đốt than nếu không kiểm soát ô nhiễm sẽ phát thải hàm lượng cao NO_x, SO₂ và các chất dạng hạt (PM), kéo theo chi phí xã hội cao, liên quan đến các vấn đề sức khỏe và là nguyên nhân gây ra hàng nghìn ca chết sớm mỗi năm trên toàn cầu. Xem TL.14 về đánh giá ảnh hưởng đến sức khỏe.
- Than có hàm lượng CO₂ 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 phù hợp.

- So với những công nghệ khác như tua bin khí hoặc thủy điện, nhà máy nhiệt điện than có tốc độ điều chỉnh thấp hơn, vận hành phức tạp hơn và đòi hỏi số lượng nhân công lớn.

Môi trường

Đốt than tạo ra các sản phẩm CO₂, CO, H₂O, SO₂, NO₂, NO và các chất dạng hạt (PM). CO, NO_x và SO₂ là các chất làm tổn hại não và phổi, gây ra đau đầu, khó thở, và trường hợp xấu nhất là tử vong. CO₂ gây ra tình trạng ấm lên toàn cầu và do đó làm biến đổi khí hậu. (TL. 3)

Có thể thực hiện lọc NO_x và SO₂.

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 nhiệt điện (QCVN 22: 2009/BTNMT)
- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng không khí (QCVN 05:2013/BTNMT)
- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí thải công nghiệp đối với bụi và các chất vô cơ (QCVN 19: 2009/BTNMT)

Nếu không áp dụng giải pháp kỹ thuật để kiểm soát phát thải thì khối lượng chất gây ô nhiễm như bụi, SO_x, NO_x và CO₂ sẽ vượt quá giới hạn cho phép. Do đó, các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam hiện đang áp 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 từ khói thải
- Thiết bị khử lưu huỳnh trong khói thải (FGD): Làm giảm SO₂, (Một số nhà máy nhiệt điện cũ như Phả Lại 1 và Ninh Bình chưa áp dụng giải pháp này)
- Khử bằng chất xúc tác chọn lọc (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)

Nhân công

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 600-900 nhân công làm việc liên tục cho vận hành và bảo dưỡng.

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 nồi hơi và do đó đạt hiệu suất cao hơn, tuy vậy chi phí bỏ ra để thực hiện sẽ khá cao (TL. 4).

Xem TL. 5, 6 và 8 về tăng cường tính linh hoạt của nhà máy.

Ví dụ về những nhà máy điện hiện có

Nhà máy nhiệt điện than cận tới hạn: Nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh (TL. 9).

Nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh nằm ở thành phố Hạ Long, 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) được vận hành từ tháng 3/2011 và năm 2012; nhà máy Quảng Ninh 2 (2x300 MW) được 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 điện (thực) ghi trên nhãn máy ở nhiệt trị thấp (LHV) là 38%. Hiệu suất trung bình năm là 35,49%. Nhiên liệu chính là than antraxit từ mỏ Hòn Gai, Cẩm Phả; lượng than tiêu thụ hàng năm khoảng 3 triệu tấn (cho cả nhà máy với công suất 1200 MW). Nhiên liệu phụ là dầu nhiên liệu – số 5,

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 chất dạng hạt (PM_{2.5}) lần lượt không vượt quá 150 và 400 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, 136 mg/Nm³. Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh có tốc độ điều chỉnh phụ tải là 1% / phút, thời gian khởi động từ trạng thái ấm là 11 giờ và từ trạng thái nguội là 15 giờ.

Chi phí vốn đầu tư của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh là 1,41 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2016), trong đó chưa bao gồm chi phí khác như: chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng, tương ứng với suất đầu tư danh định là 1,17 tr. USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí khác) là 1,55 tỷ USD, tương ứng với 1,29 tr. USD/MW_e. Chi phí cố định cho vận hành và bảo dưỡng là 39,97 USD/kW_e/năm và chi phí biến đổi cho vận hành và bảo dưỡng là 1,02 USD/MWh.

Nhà máy nhiệt điện than cận tới hạn Hải Phòng: (TL. 10)

Nhà máy nhiệt điện than Hải Phòng nằm ở huyện Thủy Nguyên, thành phố Hải Phòng, có tổng công suất là 1.200 MW, gồm 4 tổ máy 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/cm³ và 541⁰C). Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy là 8,7% và hiệu suất điện thực ở LHV 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 1,32 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2016, trong đó chưa bao gồm chi phí khác gồm: chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng), tương ứng với suất đầu tư danh định là 1,1 tr.USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí khác) là 1,53 tỷ USD, tương ứng với 1,27 tr.USD/MW. Chi phí cố định cho vận hành và bảo dưỡng là 45,5USD/kW_e/ năm và chi phí biến đổi cho vận hành và bảo dưỡng là 1,1 USD/MWh.

Nhà máy nhiệt điện siêu tới hạn: Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 (TL. 11)

Thông tin chung: Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 nằm trong Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận. Công suất lắp 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 vào tháng 12/2017 và tổ máy thứ hai hoàn thành vào tháng 6/2018.

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, với thông số hơi quá nhiệt là áp suất 25,75 Mpa (~ 258 bar) và nhiệt độ 569⁰C. Hiệu suất điện thực của nhà máy (trên nhãn máy) là 39,8% (LHV). Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 sử dụng nhiên liệu chính là than Bitum nhập khẩu từ Indonesia và Úc. Tiêu thụ nhiên liệu hàng năm gần 2,8 triệu tấn/năm. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt lò ở phụ tải thấp. Theo kết quả kiểm tra hiệu suất hoạt động vào tháng 3/2018, giá trị phát thải NO_x là 232 mg / Nm³, phát thải SO₂ là 138,6 mg / Nm³ và phát thải PM_{2.5} là 8 mg / Nm³. Tuy nhiên, vận hành kiểm tra hiệu suất hoạt động 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 1% / phút, phụ tải tối thiểu là 75% của phụ tải định mức (mức thấp nhất không cần đốt kèm dầu), thời gian khởi động từ trạng thái ấm là 8,5 giờ và thời gian khởi động từ trạng thái nguội là 10 giờ.

Tổng vốn đầu tư của nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 là 1,596 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2016, trong đó chưa bao gồm chi phí khác gồm: chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng), tương ứng với suất đầu tư danh định là 1,33 tr. USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí khác) là 1,72 tỷ USD, tương ứng với 1,43 tr. USD/MW. Chi phí cố định của vận hành và bảo dưỡng là 37,97 USD/kW_e/ năm và chi phí biến đổi của vận hành và bảo dưỡng là 0,97 USD/MWh.

Nhà máy nhiệt điện tăng sôi tuần hoàn: Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê (TL. 12)

Thông tin chung: Nhà máy nhiệt điện than Mạo Khê nằm ở huyện Đông Triều, tỉnh Quảng Ninh, có tổng công suất là 440 MW, gồm 2 tổ máy mỗi tổ 220MW. Nhà máy bắt đầu xây dựng vào năm 2009 và khánh thành vào tháng 4/2013.

Thông số kỹ thuật: Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê sử dụng công nghệ đốt tăng sôi tuần hoàn (CFB) và lò hơi cận tới hạn với thông số hơi quá nhiệt là 175 kg/cm² (~172 bar) và 543°C. Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy là 9,4% và hiệu suất điện thực là 37,6% (LHV). Nhiên liệu chính của nhà máy là than antraxit từ các mỏ Mạo Khê, Khe Chuối, Hồ Thiên, Trảng Bạch. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ cho khởi động và đốt lò ở mức phụ tải thấp. Mức phát thải SO₂, NO_x và PM_{2,5} lần lượt tương ứng là 472 mg/m³, 315 mg/m³ và 118 mg/Nm³ (theo số liệu điều tra năm 2016).

Tốc độ điều chỉnh công suất của nhà máy nhiệt điện Mạo Khê là 0,5%/phút, phụ tải tối thiểu là 85% của phụ tải định mức, thời gian khởi động từ trạng thái ấm là 10 giờ còn khởi động từ trạng thái nguội là 12 giờ.

Tổng vốn đầu tư của nhà máy nhiệt điện Mạo Khê là 628,2 tr.USD (quy đổi về giá USD năm 2016, trong đó chưa bao gồm chi phí khác như chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuê và tiền lãi trong thời gian xây dựng), tương ứng với suất đầu tư danh định là 1,43 tr.USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí khác) là 736 tr.USD, tương ứng với 1,67 tr.USD/MW. Chi phí cố định của vận hành và bảo dưỡng là 43,96 USD/kW_e/năm và chi phí biến đổi của vận hành và bảo dưỡng là 1,29 USD/MWh.

Ước tính số liệu

Dưới đây là mô tả số liệu cho các bảng số liệu và cách ước tính những thông số trong các bảng số liệu này.

Các thông số ước tính đối với nhiệt điện than cận tới hạn cho giai đoạn ngắn hạn (2020) dựa vào các trường hợp cụ thể hiện có đối với phần lớn các thông số (do có số liệu từ nhiều nhà máy). Phần lớn các nhà máy điện trong nước có 2 tổ máy có công suất 300 MW hoặc 600 MW. Trong tương lai gần, một nhà máy có 2 tổ máy với công suất mỗi tổ là 600 MW được dự báo sẽ là mô hình phổ biến nhất. Xem Bảng 2.

Có sự khác biệt lớn về các mức phát công suất tối thiểu và tốc độ điều chỉnh công suất giữa các nhà máy của Việt Nam với các nhà máy trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia. Một số báo cáo đã cho thấy có thể đạt được mức phát điện tối thiểu thấp hơn và tốc độ điều chỉnh cao hơn mà không cần đầu tư thêm nhiều. Nhưng việc cải thiện tính linh hoạt trong vận hành nhà máy dự kiến sẽ không thực hiện được nếu không có những chính sách khuyến khích mới. Trong Cẩm nang Công nghệ này, những chính sách khuyến khích hiện tại, phụ tải tối thiểu, và tốc độ điều chỉnh công suất hiện nay được giả định cho năm 2020, trong khi đó những chính sách khuyến khích mới và năng lực vận hành linh hoạt hơn tương ứng với Cẩm nang Công nghệ của Indonesia được giả định cho năm 2030. Chất lượng than (nhiệt trị và hàm lượng lưu huỳnh) có thể ảnh hưởng đến chi phí vận hành và bảo dưỡng/chi phí khởi động đối với các nhà máy điện sử dụng than trong nước. Những giá trị phát thải đã được chuyển đổi đơn vị từ mg/Nm³ sang g/GJ theo hệ số chuyển đổi đối với than là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm (1998).

Bảng 2: Nhà máy nhiệt điện than cận tới hạn. Số liệu năm 2020.

Thông số chính	Số liệu trung bình của các nhà máy hiện có (TL. 13)		CNCN của Indonesia (2020)			CNCN của Việt Nam (2020)
		Số lượng nhà máy	Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn	
Công suất phát của một tổ máy (MW _e)	450	10	150	100	200	600
Công suất phát của cả nhà máy (MW _e)	1.030	10	150	100	200	1.200
Hiệu suất điện thực (%), trên nhãn máy	37	8	35	30	38	37
Hiệu suất điện thực (%), trung bình năm	35	5	34	29	37	35

Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	1	7	3.5	2	4	1
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	67	10	30	25	50	67
Thời gian khởi động từ trạng thái ấm (giờ)	5	5	3	1	5	5
Thời gian khởi động từ trạng thái nguội (giờ)	10	5	8	5	12	10
Phát thải PM _{2.5} (mg/Nm ³)	70	3	100	50	150	70
SO ₂ (mức khử lưu huỳnh, %)	76 ¹	3	73	73	95	86
NO _x (g / GJ nhiên liệu)	152	3	263	263	263	152
Đầu tư danh định (tr.USD ₂₀₁₆ /MW _e) ²	1,12	7	1,43	0,91	1,48	1,12
Chi phí cố định của VH&BD (USD/MW _e /năm)	39.500	4	45.300	34.000	56.600	39.500
Chi phí biến đổi của VH&BD (USD/MWh)	0,69	10	0,13	0,09	0,16	0,69
Chi phí khởi động (USD/MW _e /khởi động)	300	4	110	50	200	300

Chỉ có thể lấy được số liệu từ một nhà máy siêu tới hạn của Việt Nam nên số liệu này có thể chưa đủ để ước tính giá trị trung bình. Do đó phần lớn số liệu là dựa vào Cẩm nang Công nghệ của Indonesia. Tuy nhiên, tương tự như đối với các nhà máy cận tới hạn, tính linh hoạt của các nhà máy đối với các thông số vận hành, điều chỉnh công suất, phụ tải tối thiểu và thời gian khởi động sẽ thấp hơn so với các nhà máy theo Cẩm nang công nghệ của Indonesia, xem Bảng 3.

Bảng 3: Nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn. Số liệu năm 2020.

Thông số chính	Trường hợp cụ thể trong nước: Vĩnh Tân 4 ³	CNCN của Indonesia (2020)			CNCN của Việt Nam (2020)
		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn	
Công suất phát của một tổ máy (MW _e)	600	600	600	600	600
Công suất phát của cả nhà máy (MW _e)	1200	600	300	800	1.200
Hiệu suất điện thực (%), trên nhãn máy	39,8	38	33	40	38
Hiệu suất điện thực (%), trung bình năm	-	37	33	40	37
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	1	4	3	4	14
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	75	30	25	50	75
Thời gian khởi động từ trạng thái ấm (giờ)	8,5	4	2	5	8
Thời gian khởi động từ trạng thái nguội (giờ)	10	12	6	15	10
Phát thải PM _{2.5} (mg/Nm ³)	8	150	8	150	70
SO ₂ (mức khử lưu huỳnh, %)	86 ⁴	73	73	95	86
NO _x (g / GJ nhiên liệu)	81	263	263	263	152

¹ Giá trị phát thải SO₂ trung bình của các dự án trong nước là 244 mg/Nm³. Sử dụng hệ số chuyển đổi là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và Giảm nhẹ Ô nhiễm (1998) thì tính được mức phát thải là 85,4 g/GJ. Theo Phụ lục 1, hàm lượng lưu huỳnh trong than của Việt Nam là 350 g/GJ. Điều đó dẫn tới mức khử lưu huỳnh là 76 %.

² Chi phí đầu tư đối với các nhà máy trong nước đã được chuẩn hóa cho nhà máy công suất 600 MW với hệ số tỷ lệ là 0,8

³ Số này lấy từ kết quả kiểm tra hiệu suất hoạt động trong năm 2018. Do đó nó không được xem là số liệu ước tính trung bình trong Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam

⁴ Giá trị phát thải SO₂ đối với trường hợp trong nước là 138,6 mg/Nm³. Sử dụng hệ số chuyển đổi là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và Giảm nhẹ Ô nhiễm (1998), thì tính được mức phát thải là 48,5 g/GJ. Theo Phụ lục 1, hàm lượng lưu huỳnh trong than của Việt Nam là 350 g/GJ. Điều đó dẫn tới mức khử lưu huỳnh là 86 %

Đầu tư danh định (tr.USD/MW _e)	1,33	1,40	1,05	1,75	1,38
Chi phí cố định của VH&BD (USD/MW _e /năm)	37.970	41.200	30.900	51.500	41.200
Chi phí biến đổi của VH&BD (USD/MWh)	0,97	0,12	0,09	0,15	0,12
Chi phí khởi động (USD/MW _e /khởi động)	-	50	40	100	50

Không có ví dụ về nhà máy nhiệt điện than trên siêu tới hạn của Việt Nam nên những bảng số liệu chỉ dựa vào Cẩm nang Công nghệ của Indonesia đối với tất cả những thông số trừ các chi phí đầu tư.

*Bảng 4: Chi phí đầu tư trong các nghiên cứu của quốc tế, các nhà máy nhiệt điện đốt than.
(đơn vị là triệu USD₂₀₁₆/MW_e)*

IEA WEO 2016	Tất cả các năm: 2015-2040						
	Trung Quốc				Ấn Độ		
Cận tới hạn	0,60				1,00		
Siêu tới hạn	0,70				1,20		
Trên siêu tới hạn	0,80				1,40		
Báo cáo Đông Nam Á 2015 của IEA	Đông Nam Á / 2030						
Siêu tới hạn ⁵	1,60						
CNCN của Indonesia	2020			2030	2050		
	Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn
Cận tới hạn (150 MW) ⁶	1,25	0,80	1,29	1,21	1,18	0,80	1,29
Siêu tới hạn (600 MW) ⁷	1,40	1,05	1,75	1,36	1,32	0,99	1,65
Trên siêu tới hạn	1,52	1,14	1,91	1,48	1,43	1,07	1,79
CNCN của Việt Nam	2020			2030	2050		
	Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn
Cận tới hạn	1,12	0,60	1,29	1,11	1,09	0,60	1,29
Siêu tới hạn	1,38	0,70	1,75	1,39	1,37	0,70	1,65
Trên siêu tới hạn	1,51	0,80	1,91	1,49	1,48	0,80	1,79

Bảng 4 trình bày ước tính suất đầu tư của ba loại nhà máy nhiệt điện than với số liệu từ các nguồn khác nhau. Ở các hàng dưới của bảng này là kết quả ước tính đề xuất cho Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam. Đầu tư danh định đã được điều chỉnh để phản ánh giả định quy mô công suất nhà máy điện ở Việt Nam với hệ số tỷ lệ là 0,8 để so sánh tốt hơn với các loại công nghệ đốt than khác. Phương pháp này được mô tả kỹ hơn trong Phụ lục 1.

Có sự chênh lệch lớn giữa các giá trị ước tính. Những ước tính của Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA) đối với các nhà máy của Trung Quốc ở mức rất thấp (có thể do dựa vào số lượng lớn của các nhà máy nhiệt điện đốt than). Hơn nữa, có thể thấy rằng theo Báo cáo Triển vọng Năng lượng thế giới (WEO) năm 2016 của IEA đưa ra giả định suất đầu tư không giảm trong giai đoạn từ năm 2015 đến năm 2040, trong khi theo Cẩm nang Công nghệ của Indonesia lại giảm nhẹ về suất đầu tư.

⁵ Bao gồm tiền lãi trong giai đoạn thiết kế, xây dựng công trình

⁶ Chi phí đầu tư đã được chuẩn hóa cho nhà máy công suất 600 MW với hệ số tỷ lệ là 0,8

⁷ Chi phí đầu tư đã được chuẩn hóa cho nhà máy công suất 2x600 MW với hệ số tỷ lệ là 0,8

Suất đầu tư ngắn hạn (tới 2020) đối với nhà máy cận tới hạn chỉ dựa vào số liệu từ các nhà máy trong nước hiện đang hoạt động như trình bày ở trên. Số liệu trung bình của năm 2030 và 2050 trong bảng đối với các nhà máy cận tới hạn trừ những ước tính đối với Trung Quốc, được giả định là những số liệu ước tính tốt nhất (trung bình (1,00; 1,21) cho năm 2030 và trung bình (1,00; 1,18) cho năm 2050). Những ước tính đối với các nhà máy của Trung Quốc được cho là không phù hợp với Việt Nam và do đó không được xem là số liệu ước tính trung bình; tuy nhiên số liệu này được sử dụng làm giới hạn dưới.

Ước tính tốt nhất về suất đầu tư cho các nhà máy cận tới hạn được giả định là giá trị trung bình của số liệu quốc tế trong bảng, trừ các nhà máy điện của Trung Quốc. Đối với số liệu năm 2020, trường hợp nhà máy trong nước cũng được đưa vào giá trị trung bình (trung bình (1,2; 1,6; 1,4; 1,33) cho năm 2020, trung bình (1,2; 1,6; 1,36) cho năm 2030 và trung bình (1,2; 1,6; 1,32) cho năm 2050).

Đối với nhà máy điện trên siêu tới hạn giá trị trung bình của các số liệu hiện có đối với công nghệ này cũng được sử dụng, ngoại trừ số liệu ước tính cho Trung Quốc, nhưng bao gồm số liệu ước tính cho nhà máy siêu tới hạn khu vực Đông Nam Á của IEA, vì các nhà máy điện trên siêu tới hạn được dự kiến ít nhất có suất đầu tư cao tương tự như nhà máy điện siêu tới hạn và khi đưa vào những số liệu này sẽ làm tăng giá trị ước tính (trung bình (1,4; 1,6; 1,52) cho năm 2020, trung bình (1,4; 1,6; 1,48) cho năm 2030 và trung bình (1,4; 1,6; 1,43) cho năm 2050).

Tài liệu tham chiếu

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*”. Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. IEA và NEA, “Dự báo chi phí của 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”, 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, Độ linh hoạt 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-lri.pdf, Báo cáo đánh giá 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, Báo cáo đánh giá ngày 09/09/2018.
7. Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh
8. Độ linh hoạt trong các nhà máy nhiệt điện. Tập trung nghiên cứu vào những nhà máy nhiệt điện than hiện đang hoạt động. Angora Energiewende, Prognos và Fichtner, 2017.
9. EVNPECC1, “Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh”, 2004
10. Viện Năng lượng, “Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Hải Phòng”, 2006
11. EVNPECC2, “Báo cáo nghiên cứu khả thi nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 - 1200 MW”, 2013
12. Viện Năng lượng, “Báo cáo đầu tư xây dựng nhà máy nhiệt điện Mạo Khê”, 2006
13. Số liệu từ 14 nhà máy nhiệt điện than cận tới hạn hiện có, bao gồm: Hải Phòng (2010), Quảng Ninh (2013), Nghi Sơn (2013), Vĩnh Tân 2 (2014), Duyên Hải 1 (2015), Mông Dương 2 (2014), Vũng Áng 1 (2014), Uông Bí MR, Formosa Đồng Nai (2015), Duyên Hải 3 (2016), Mông Dương 1 (2015), Mạo Khê (2012), Nông Sơn (2014), An Khánh (2015).

14. Munawer, 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. Tạp chí Khai khoáng bền vững. Tập 17, Phát hành lần 2, 2018, Trang 87-96. Truy cập mở.

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

Công nghệ	Nhà máy điện than cận tới hạn								
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	600	600	600	100	650	100	650		1
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	1.200	1.200	1.200	100	1.500	100	1.500		1
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	37	37	37	30	38	33	39		1;2;3
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	35	35	36	29	37	32	38		1;2;3
Ngừng bắt buộc (%)	7	5	3	5	20	2	7	A	1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	6	5	3	3	8	2	4	A	1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng (năm)	3	3	3	2	4	2	4		1
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	1	3,5	3,5	1	4	2	4	B	1
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	67	25	20	25	70	10	30	A	1
Thời gian khởi động ấm (giờ)	5	3	3	1	5	1	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	10	8	8	5	10	5	12	B	1
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	70	70	70	50	150	20	100	A;E	2;4
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	86	86	95	73	95	73	95	A	2;4
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	152	150	38	152	263	38	263	A;C	2;4
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (M\$/MWe)	1,12	1,21	1,18	0,80	1,29	0,80	1,29	D;G	1;3
- trong đó thiết bị									
- trong đó lắp đặt									
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	39.400	38.200	37.000	29.600	49.300	27.800	46.300	F	1;3
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	0,70	0,12	0,12	0,09	0,70	0,09	0,15	F	1;3
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	300	110	110	50	300	50	200		5

Tài liệu tham chiếu

- Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện năng"
- Viện số liệu điện lực Platts (UDI) Cơ sở dữ liệu nhà máy điện của thế giới (WEPP)
- Cách tiếp cận đường cong lĩnh hội kinh nghiệm để xây dựng các thông số tài chính.
- Phát thải lớn nhất theo quy định môi trường hiện tại đối với các nhà máy nhiệt điện than của Việt Nam.
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ lệ gia tăng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, 2016

Ghi chú

- Giá thiết có sự cải tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050.
- Giá định không có sự cải thiện về năng lực điều tiết từ năm 2030 đến năm 2050.
- Tính từ giá trị lớn nhất 750 mg/Nm³ sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)
- Về tính kinh tế của quy mô công suất, đề xuất áp dụng hệ số tỷ lệ ở mức 0,8.
- Độ bất định cao là áp dụng theo quy định. Độ bất định thấp là áp dụng các tiêu chuẩn hiện tại ở Nhật Bản (2020) và Hàn Quốc (2050).
- Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.
- Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

Công nghệ	Supercritical coal power plant								
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	600	600	600	300	800	300	800		1
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	1.200	1.200	1.200	300	1.800	300	1.800		1
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	38	39	40	33	40	35	42		1;3;6;7
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	37	38	39	33	40	35	42		1;3
Ngừng bắt buộc (%)	7	6	3	5	15	2	7	A	1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	7	5	3	3	8	2	4	A	1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng (năm)	4	3	3	3	5	2	4	A	1
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	1	4	4	1	4	3	4	B	1
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	75	25	20	25	75	10	30	A	1
Thời gian khởi động ấm (giờ)	8	4	4	2	8,5	2	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	10	12	12	6	15	6	12	B	1
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	70	70	70	50	150	20	100	E	2,4
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	86	86	95	73	95	73	95		2,4
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	152	150	38	152	263	38	263	C	2,4
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	1,38	1,39	1,37	0,70	1,75	0,70	1,65	D;F;G	1;3;6;7
- trong đó thiết bị									
- trong đó lắp đặt									
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	41.200	40.000	38.700	30.900	51.500	29.000	48.400	F	1;3;6;7
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	0,12	0,12	0,11	0,09	0,97	0,08	0,14	F	1;3
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	50	50	50	40	100	40	100		5

Tài liệu tham chiếu

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện năng"
2. Viện số liệu điện lực Platts (UDI) Cơ sở dữ liệu nhà máy điện của thế giới (WEPP)
3. Cách tiếp cận đường cong kinh nghiệm để xây dựng các thông số tài chính.
4. Phát thải lớn nhất theo quy định của Bộ Tài nguyên Môi trường 21/2008.
5. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ lệ gia tăng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, 2016.
6. IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.
7. IEA, Triển vọng năng lượng thế giới, 2015

Ghi chú:

- A. Giả thiết có sự cải tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050.
- B. Giả định không có sự cải thiện về năng lực điều chỉnh từ năm 2030 đến năm 2050.
- C. Tính từ giá trị lớn nhất 750 mg/Nm³ sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)
- D. Về tính kinh tế của quy mô công suất, đề xuất áp dụng hệ số tỷ lệ ở mức 0,8.
- E. Độ bất định cao là áp dụng theo quy định. Độ bất định thấp là áp dụng các tiêu chuẩn hiện tại ở Nhật Bản (2020) và Hàn Quốc (2050).
- F. Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.
- G. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

Công nghệ	Nhà máy điện than trên siêu tới hạn								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	1.000	1.000	1.000	700	1.200	700	1.200		1
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	1.000	1.000	1.000	700	1.200	700	1.200		1
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	43	44	45	40	45	42	47		1;3;6;7
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	42	43	44	40	45	42	47		1;3
Ngừng bắt buộc (%)	7	6	3	5	15	2	7	A	1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	7	5	3	3	8	2	4	A	1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng (năm)	4	3	3	3	5	2	4	A	1
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	5	5	5	4	5	4	5	B	1
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	30	25	20	25	50	10	30	A	1
Thời gian khởi động ấm (giờ)	4	4	4	2	5	2	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	12	12	12	6	15	6	12	B	1
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	70	70	70	50	150	20	100	E	2;4
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	86	86	95	73	95	73	95		2;4
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	152	150	38	152	263	38	263	C	2;4
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	1,51	1,49	1,48	0,80	1,91	0,80	1,79	D;F;G	1;3;6;7
- trong đó thiết bị									
- trong đó lắp đặt									
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	56.600	54.900	53.200	42.500	70.800	39.900	66.500	F	1;3;6;7
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	0,11	0,11	0,10	0,08	0,14	0,08	0,13	F	1;3
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	50	50	50	40	100	40	100		5

Tài liệu tham chiếu

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện năng"
2. Viện số liệu điện lực Platts (UDI) Cơ sở dữ liệu nhà máy điện của thế giới (WEPP)
3. Cách tiếp cận đường cong kinh nghiệm để xây dựng các thông số tài chính.
4. Phát thải lớn nhất theo quy định của Bộ Tài Nguyên Môi trường 21/2008.
5. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ lệ gia tăng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, 2016.
6. IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.
7. IEA, Triển vọng năng lượng thế giới, 2015

Ghi chú

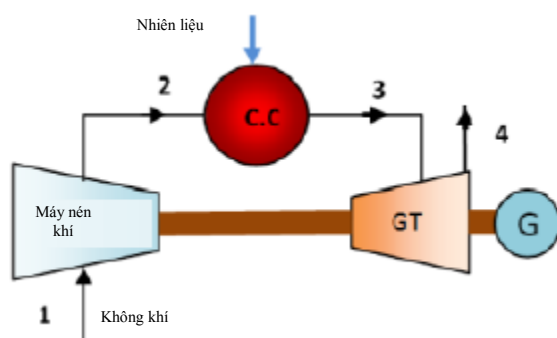
- A. Giả thiết có sự cải tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050.
- B. Giả định không có sự cải thiện về năng lực điều chỉnh từ năm 2030 đến năm 2050.
- C. Tính từ giá trị lớn nhất 750 mg/Nm³ sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)
- D. Về tính kinh tế của quy mô công suất, đề xuất áp dụng hệ số tỷ lệ ở mức 0,8.
- E. Độ bất định cao là áp dụng theo quy định. Độ bất định thấp là áp dụng các tiêu chuẩn hiện tại ở Nhật Bản (2020) và Hàn Quốc (2050).
- F. Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.
- G. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

2. TUA BIN KHÍ

Mô tả tóm tắt công nghệ

Chu trình đơn

Những thành phần chính của một tổ máy phát điện tua bin khí chu trình đơn (hay chu trình hở) gồm: tua bin khí, hệ thống truyền động (nếu cần) và máy phát điện.



Hình 3: Sơ đồ quy trình của một tua bin khí chu trình đơn (SCGT) (TL. 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 cho ngành hàng không. Tua bin khí công nghiệp khác với tua bin khí cho ngành hàng không 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 hàng không.

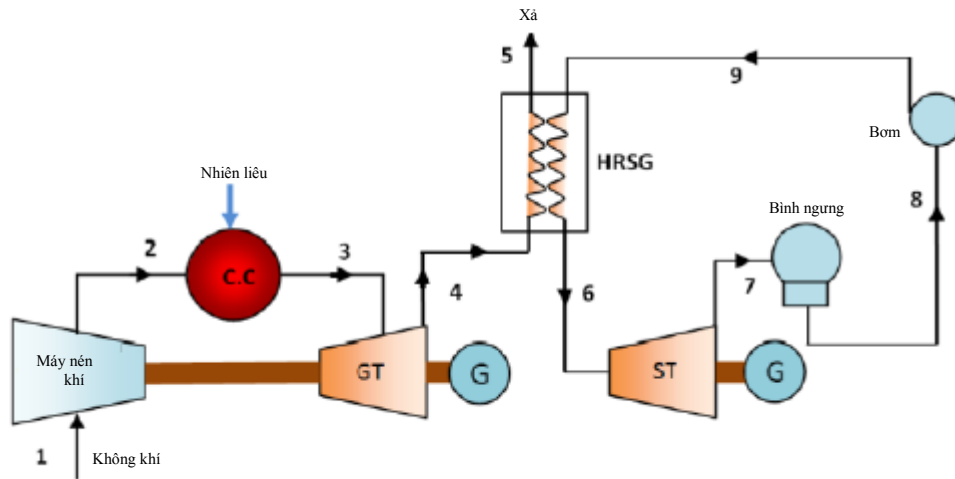
Tua bin hàng không có hiệu suất cao hơn tua bin công nghiệp và mô đun được đặt hàng nhiều nhất của tua bin khí cho ngành hàng không bình thường có thể được thay thế trong một vài ngày, do đó nó có tính khả dụng cao. Phần dưới đây trình bày về loại tua bin này.

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).

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 sấy sơ bộ không khí cho sự cháy bằng nhiệt từ đường xả của tua bin khí (bộ thu hồi nhiệt tích hợp) để đạt được hiệu suất điện hợp lý (25-30%).

Chu trình hỗn hợp

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 khói thải, xem sơ đồ dưới đây.



Hình 4: Sơ đồ quá trình của một tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) (TL. 1)

Tua bin khí và tua bin hơi có thể quay riêng rẽ hai máy phát điện khác nhau (như thể hiện ở hình trên) hoặc cùng quay chung một máy phát điện. Trong khi cấu trúc trực đơn (chung trục) đem lại độ tin cậy cao hơn, thì cấu trúc đa trục (các trục riêng rẽ) có thông số về hiệu suất tổng thể tốt hơn một chút. Bình ngưng được làm mát bằng nước biển hoặc nước tuần hoàn trong tháp làm mát.

Hiệu suất điện, ngoài việc phụ thuộc vào đặc tính kỹ thuật và các điều kiện môi trường xung quanh còn phụ thuộc vào nhiệt độ khói thải và nhiệt độ nước làm mát. Công suất phát của tua bin khí thông thường gấp từ hai đến ba lần công suất phát của tua bin hơi.

Nhiên liệu đầu vào

Nhiên liệu đặc trưng là khí thiên nhiên (kể cả LNG) và dầu nhẹ. Một số tua bin khí có thể sử dụng các loại nhiên liệu khác như LPG, khí sinh học, vv., và một số có thể sử dụng hai loại nhiên liệu (khí/dầu).

Tua bin khí cần áp suất đầu vào của nhiên liệu (khí) là 20-60 bar, phụ thuộc vào tỷ số nén của tua bin khí, nghĩa là áp suất vào trong buồng đốt.

Thông thường, tua bin khí cho ngành hàng không cần áp suất nhiên liệu (khí) cao hơn tua bin khí công nghiệp.

Công suất đặc trưng

Tua bin khí chu trình đơn có dải công suất từ 30 kW – 450 MW. Hầu hết các tổ máy CCGT có công suất điện >40 MW.

Cấu hình điều chỉnh

Tua bin khí chu trình đơn có thể khởi động và dừng trong vài phút, cung cấp điện cho phụ tải đỉnh. Do chúng có hiệu suất điện thấp hơn nhưng chi phí đầu tư thấp hơn so với tua bin khí chu trình hỗn hợp nên phần lớn được sử dụng cho nhà máy phụ cho phụ tải đỉnh hoặc nhà máy điện dự phòng, vận hành ở mọi nơi 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 mức phát thải, ví dụ như của NO_x và CO, sẽ tăng lên đối với mỗi Nm³ 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 ở lưng phụ 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 khối nóng chạy qua lò hơi được thiết kế cho nhiệt độ cao hoặc thải ra ống khói bằng đường chạy tắt.

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 sẽ 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 có thể so sánh được với nhà máy điện tua bin hơi thông thường ở trong dải phụ tải này. Cách thức 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:

- Nhà máy điện tua bin khí chu trình đơn có thời gian khởi động/tắt máy ngắn, nếu cần. Đối với vận hành bình thường, khởi động nóng mất khoảng 10-15 phút.
- Những tổ máy chu trình hỗn hợp lớn có hiệu suất sản xuất điện cao nhất.
- Đặc trưng của CCGT là chi phí đầu tư thấp, hiệu suất điện cao, thời gian xây dựng ngắn và thời gian khởi động ngắn. Tuy nhiên, suất đầu tư của các nhà máy có công suất dưới 200 MW sẽ tăng lên khi công suất nhà máy giảm đi.
- Phát thải CO₂ thấp so với các công nghệ sử dụng nhiên liệu hóa thạch khác

Nhược điểm:

- Đối với các tổ máy có công suất trên 15 MW, cho đến nay công nghệ chu trình hỗn hợp vẫn hấp dẫn hơn so với tua bin khí chu trình đơn, khi ứng dụng trong các nhà máy đồng phát cho cấp nhiệt tập trung. Hơi nước từ các nguồn khác (VD: lò hơi đốt chất thải) cũng có thể cung cấp cho tua bin hơi. Do đó, việc thiếu tua bin hơi có thể xem như một nhược điểm đối với các tua bin khí chu trình đơn quy mô lớn.
- Những tổ máy CCGT nhỏ có hiệu suất điện thấp hơn so với những tổ máy lớn. Có ít tổ máy công suất dưới 20 MW và các tổ máy này phải cạnh tranh xít xao với tua bin khí chu trình đơn và các động cơ piston.
- Khi các nhà máy điện CCGT sử dụng cùng một nguồn khí, thì sự cố trong cung cấp khí có thể dẫn tới mất công suất của nhiều nhà máy điện.

Môi trường

Nhiên liệu trong tua bin khí được đốt cháy liên tục với thành vỏ không được làm mát. Điều này có nghĩa là nhiên liệu được cháy kiệt và mức phát thải thấp (ngoài NO_x). Những cải tiến tập trung vào buồng đốt dẫn đến mức NO_x thấp. Để làm giảm phát thải NO_x hơn nữa, quá trình hậu xử lý khí thải có thể thực hiện, ví dụ như áp dụng hệ thống khử bằng chất xúc tác chọn lọc (SCR).

Nhân lực

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.

Triển vọng nghiên cứu và phát triển

Tua bin khí là công nghệ truyền thống và được biết rõ – thuộc loại 4.

Hiệu suất đã được cải thiện đối với cấu hình tua bin khí chu trình đơn thông qua giải pháp làm mát trung gian và thu hồi nhiệt. Nghiên cứu về bước làm ẩm (phun nước) trong quá trình lấy không khí (HAT) dự kiến sẽ làm tăng hiệu suất do lưu lượng đi qua tua bin cao hơn.

Ngoài ra, việc cải tiến liên tục để quá trình đốt ít ô nhiễm hơn đang diễn ra. Giả định là công nghệ đốt có phát thải NO_x thấp. Việc phun nước hoặc hơi nước vào khoang vòi đốt có thể làm giảm phát thải NO_x , nhưng cũng làm giảm hiệu suất tổng và do đó có thể giảm tính khả thi về mặt tài chính. Xu hướng phát triển sẽ thiên về đốt khô với phát thải NO_x thấp, công nghệ này sẽ làm tăng chi phí của tua bin khí.

Nghiên cứu liên tục được thực hiện liên quan đến nhiệt độ đầu vào cao hơn tại các cánh tua bin đầu tiên nhằm đạt được hiệu suất điện cao hơn. Nghiên cứu này tập trung vào vật liệu và/hoặc làm mát các cánh tua bin.

Sự cải tiến liên tục để quá trình đốt ít ô nhiễm hơn đang diễn ra. Việc tăng nhiệt độ đầu vào của tua bin có thể làm gia tăng phát thải NO_x . Để giữ mức phát thải NO_x thấp, có thể áp dụng nhiều phương án khác nhau có sẵn hoặc đang được phát triển, ví dụ như những vòi đốt khô có phát thải NO_x thấp, vòi đốt xúc tác, v.v.

Phát triển công nghệ để đạt được thời gian cung cấp dịch vụ ngắn hơn cũng đang được thực hiện.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp Nhơn Trạch 2 (CCGT) nằm ở huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai. Tổng công suất của nhà máy là 750 MW, bắt đầu vận hành thương mại từ năm 2011.

Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 2 sử dụng tua bin khí chu trình hỗn hợp với cấu hình 2-2-1, bao gồm 2 tua bin khí, 2 lò hơi thu hồi nhiệt và 1 tua bin hơi. Hiệu suất điện thực của nhà máy là 55%, tỷ lệ dừng bắt buộc dự kiến là 3% và thời gian dừng theo kế hoạch là 4 tuần / năm (8%). Nhiên liệu chính được sử dụng là khí thiên nhiên từ các bể khí Cửu Long và Nam Côn Sơn. Theo báo cáo đánh giá tác động môi trường Quý I năm 2017, phát thải $\text{PM}_{2,5}$ của nhà máy CCGT Nhơn Trạch 2 là 30,1 mg/Nm^3 , phát thải NO_x là 20,8 mg/Nm^3 và phát thải SO_2 là 2,62 mg/Nm^3 . Tốc độ điều chỉnh công suất của nhà máy là 5,3% / phút, phụ tải tối thiểu là 40% và thời gian khởi động từ trạng thái ẩm và trạng thái nguội lần lượt tương ứng là 4,8 giờ và 6 giờ.

Tổng vốn đầu tư là 617 tr.USD (quy đổi về giá USD năm 2016, 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), tương ứng với suất đầu tư danh định là 0,82 tr.USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí nêu trên) là 735 tr. USD, tương ứng với 0,98 tr.USD/MW. Chi phí cố định của vận hành và bảo dưỡng là 32,1 USD/MW_e/ năm và chi phí biến đổi của vận hành và bảo dưỡng là 0,57 USD/MW_e.

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 ở Việt Nam và giá trị trung bình của các thông số được sử dụng làm con số ước tính cho bảng số liệu năm 2020 ngoại trừ công suất của tổ máy và nhà máy được chọn ở mức quy mô công suất phổ biến nhất. Xem Bảng 5. 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.

Không có số liệu về các nhà máy điện tua bin khí chu trình đơn ở Việt Nam cho nghiên cứu này, do đó nhìn chung số liệu được lấy từ Cẩm nang Công nghệ của Indonesia. Đối với các thông số về độ linh hoạt (Tốc độ điều chỉnh công suất, phụ tải tối thiểu và thời gian khởi động), những thông số tương tự như đối với các nhà

máy CCGT trong nước được giả định cho năm 2020. Tua bin khí có thể có độ linh hoạt rất cao nhưng cũng giống như các nhà máy nhiệt điện than, các nhà máy nhiệt điện khí dự kiến sẽ không cải thiện được tính linh hoạt so với những nhà máy hiện tại nếu không có những chính sách khuyến khích mới trong giai đoạn ngắn hạn (2020). Những thông số tài chính được trình bày riêng trong phần dưới. Những giá trị phát thải đã được chuyển đổi đơn vị từ mg/Nm³ sang g/GJ theo hệ số chuyển đổi đối với than là 0,27 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998.

Bảng 5: 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.

Thông số chính	Giá trị trung bình của số liệu từ các nhà máy trong nước		CNCN Indonesia (2020)			CNCN Việt Nam (2020)
	(TL. 5)	Số lượng nhà máy	Trung bình	Thấp	Cao	
Công suất phát của một tổ máy (MW _e)	650	6	600	200	800	750
Công suất phát của cả nhà máy (MW _e)	650 ⁸	6				1500
Hiệu suất điện thực (%), trên nhãn máy	56	5	57	45	62	56
Hiệu suất điện thực (%), trung bình năm	52	4	56	39	61	52
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	7	5	20	10	30	7
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	56	5	45	30	50	56
Thời gian khởi động từ trạng thái ấm (giờ)	2	5	2	1	3	2
Thời gian khởi động từ trạng thái nguội (giờ)	3	5	4	2	5	3
PM 2.5 (mg / Nm ³)	30.1	1	30	30	30	30
SO ₂ (mức khử lưu huỳnh, %)	0 ⁹	1	-	-	-	-
NO _x (g / GJ nhiên liệu)	57	1	86	20	86	57
Đầu tư danh định (tr.USD/MW _e)	0,77	4	0,75	0,65	0,8	0,77
Chi phí cố định của VH&BD (USD/MW _e /năm)	29.350	4	23.200	17.400	29.000	29.350
Chi phí biến đổi của VH&BD (USD/MWh)	0,45	6	0,13	0,1	0,16	0,45
Chi phí khởi động (USD/MW _e /khởi động)	70	4	80	60	100	70

Bảng 6 liệt kê những số liệu ước tính của quốc tế về chi phí đầu tư đối với các nhà máy điện tua bin khí chu trình đơn (SCGT) và chu trình hỗn hợp (CCGT). Có thể thấy sự chênh lệch lớn về các chi phí đầu tư. Dự kiến ở Trung Quốc chi phí đầu tư ở mức rất thấp. Ngoài ra, Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới năm 2016 của IEA (WEO 2016) dự báo chi phí đầu tư ổn định, trong khi đó chi phí được dự báo giảm nhẹ trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia.

Như đã trình bày ở trên đối với nhà máy điện CCGT giá trị trung bình của các dự án đang vận hành trong nước được sử dụng làm ước tính chi phí đầu tư ở mức trung bình cho năm 2020. Đối với năm 2020 và 2030 giá trị trung bình của các số liệu tham chiếu trong bảng này được sử dụng trừ những số liệu ước tính cho Trung Quốc do không phù hợp với thực tế ở Việt Nam. Tuy nhiên những số liệu này được sử dụng làm giới hạn thấp.

Đối với nhà máy điện CCGT, cũng áp dụng cách tiếp cận tương tự, trong đó sử dụng giá trị trung bình của các số liệu tham chiếu trong bảng này, ngoại trừ số liệu ước tính cho Trung Quốc nhằm đảm bảo sự nhất quán của phương pháp luận.

⁸ Một nhà máy điển hình có hai tổ máy tua bin khí và một tổ máy tua bin hơi.

⁹ Phát thải lưu huỳnh từ các tổ máy đốt khí thiên nhiên là rất thấp vì hàm lượng lưu huỳnh trong nhiên liệu ở mức thấp. Do đó, không sử dụng công nghệ khử lưu huỳnh cho công nghệ này. Số liệu của một trường hợp dự án trong nước thể hiện mức phát thải là 2,62 mg/Nm³

Bảng 6: Chi phí đầu tư của tua bin khí trong các nghiên cứu quốc tế. Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch chỉ mô tả những nhà máy điện có tua bin đối áp sử dụng trong các nhà máy nhiệt điện kết hợp (CHP), trong đó nhiệt được sử dụng cho cấp nhiệt tập trung. Do đó các nhà máy này không được đưa vào đây.

IEA WEO 2016	Chi phí đầu tư (USD năm 2016/W) Tất cả các năm: 2015-2040						
	Trung Quốc			Ấn Độ			
SCGT	0,35			0,40			
CCGT	0,55			0,70			
Nghiên cứu Đông Nam Á 2015 của IEA	Đông Nam Á / 2030 (USD năm 2016/W)						
CCGT	0,70						
CNCN Indonesia ¹⁰	2020			2030	2050		
	Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn
SCGT	0,77	0,65	1,20	0,73	0,68	0,55	0,80
CCGT	0,72	0,62	0,77	0,68	0,63	0,53	0,67
CNCN Việt Nam	2020			2030	2050		
	Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn
SCGT	0,59	0,35	1,20	0,57	0,54	0,35	0,80
CCGT	0,77	0,55	0,77	0,69	0,68	0,55	0,77

Tài liệu tham chiếu

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

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Nag, “Kỹ thuật nhà máy điện”, 2009.
2. Ibrahim & Rahman, “Hiệu ứng của hệ số nén lên hiệu suất hoạt động của nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp”, *Tạp chí quốc tế về Kỹ thuật năng lượng*, 2012.
3. Mott MacDonald, “Cập nhật chi phí phát điện của Vương quốc Anh”, 2010.
4. PECC2, “Báo cáo thiết kế cơ sở nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp Nhơn Trạch 2”, 2008
5. Thu thập số liệu từ 6 nhà máy điện CCGT hiện có, 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).

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu của công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

¹⁰ Chi phí đầu tư đã được điều chỉnh về giá USD₂₀₁₆ và nhân lên cho nhà máy điện công suất 2*750 MW đối với CCGT và nhà máy công suất 2*50MW đối với SCGT với hệ số tỷ lệ là 0,8. Phương pháp tính được trình bày trong Phụ lục A

Công nghệ	Tua bin khí chu trình đơn – Hệ thống lớn								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	50	50	50	35	65	35	65		3
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	100	100	100	35	150	35	150		3
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	34	36	40						1;2
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	33	35	39						1;2
Ngừng bắt buộc (%)	2	2	2						
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	3	3	3						
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	25						
Thời gian xây dựng (năm)	1,5	1,5	1,5	1,1	1,9	1,1	1,9	B	3
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	0,02	0,02	0,02	0,015	0,025	0,015	0,025	B	3
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	20	20	20	10	30	10	30	C	3;8
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	20	30	15	30	50	10	40	A	6
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,25	0,23	0,20						3
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,5	0,5	0,5						3
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	30	30	30	30	30	30	30		7
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-	E	
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	86	60	20	20	86	20	86	A;D	3;7
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	0,59	0,57	0,54	0,35	1,20	0,35	0,80	F;G	1-5
- trong đó thiết bị	50	50	50	50	50	50	50		9
- trong đó lắp đặt	50	50	50	50	50	50	50		9
Chi phí cố định VH&BD (\$/MWe)	23.200	22.500	21.800	17.400	29.000	16.400	27.300	B	1-5
Chi phí biến đổi VH&BD (\$/MWe)									
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	24	24	24	18	30	18	30	B	6

Tài liệu tham chiếu:

1. IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.
2. IEA, Triển vọng Năng lượng Thế giới, 2015.
3. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2015, " Cẩm nang Công nghệ về phát điện và nhiệt ".
4. Cách tiếp cận đường cong kinh nghiệm để xây dựng các thông số tài chính.
5. Kinh tế học năng lượng và môi trường, 2014, "Đánh giá chi phí đầu tư của các công nghệ phát điện – Đề xuất cho những nghiên cứu 10 và 20 năm của WECC".
6. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ lệ gia tăng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, 2016.
7. Phát thải tối đa theo quy định số 21/2008 của Bộ Tài Nguyên Môi trường.
8. Vuorinen, A., 2008, "Quy hoạch hệ thống điện tối ưu "**
9. Soares, 2008, "Tua bin khí: Sổ tay ứng dụng trên không, trên mặt đất và trên biển ".

Ghi chú

- A. Giá thiết có sự câu tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050.
- B. Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.
- C. Giá định không có sự cải thiện về năng lực điều tiết.
- D. Tính từ giá trị lớn nhất 400 mg/Nm³ sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,27 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)
- E. Khí thiên nhiên đã thương mại hóa trên thực tế không có lưu huỳnh và không tạo ra điôxit lưu huỳnh
- F. Chi phí đầu tư của tua bin khí hàng không sẽ ở mức cao hơn so với tua bin khí công nghiệp (TL. 5). Sơ bộ cao hơn 50%.
- G. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

Công nghệ	Tua bin khí chu trình hỗn hợp								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	750	750	750	200	800	200	800		1
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	1.500	1.500	1.500	200	1.600	200	1.600		1
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	56	60	61	45	62	55	65		1;3;5;10
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	52	59	60	39	61	54	64		
Ngừng bắt buộc (%)	5	5	5	3	10	3	10		1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	5	5	5	3	8	3	8		1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	25	20	30	20	30		1
Thời gian xây dựng (năm)	2,5	2,5	2,5	2	3	2	3		1
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	7	20	20	10	30	10	30	C	1;2
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	56	30	15	30	50	10	40	A	5
Thời gian khởi động ấm (giờ)	2	1	1	1	3	0,5	2	A	1;5
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	3	2	2	2	5	2	5		1;5
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	30	30	30						
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-	E	
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	78	60	20	20	86	20	86	A;D	7;8
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	0,77	0,69	0,68	0,55	0,77	0,55	0,77	F	1;3;10
- trong đó thiết bị	50	50	50	50	50	50	50		9
- trong đó lắp đặt	50	50	50	50	50	50	50		9
Chi phí cố định VH&BD (\$/MWe)	29.350	28.500	27.600	22.000	36.700	20.700	34.500	B	1;3
Chi phí biến đổi VH&BD (\$/MWe)	0,45	0,13	0,12	0,34	0,56	0,09	0,15	B	1
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	70	70	70	52	87	53	88	B	6

Tài liệu tham chiếu:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện năng"
2. Vuorinen, A., 2008, "Quy hoạch hệ thống điện tối ưu".
3. IEA, Triển vọng năng lượng thế giới, 2015.
4. Cách tiếp cận đường cong kinh nghiệm để xây dựng các thông số tài chính.
5. Siemens, 2010, "Tương lai linh hoạt đối với chu trình hỗn hợp"
6. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ lệ gia tăng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, 2016.
7. Phát thải tối đa theo quy định số 21/2008 của Bộ Tài Nguyên Môi trường.
8. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2015, "Cẩm nang Công nghệ về phát điện và nhiệt".
9. Soares, 2008, "Tua bin khí: Sổ tay ứng dụng trên không, trên mặt đất và trên biển".
10. IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.

Ghi chú:

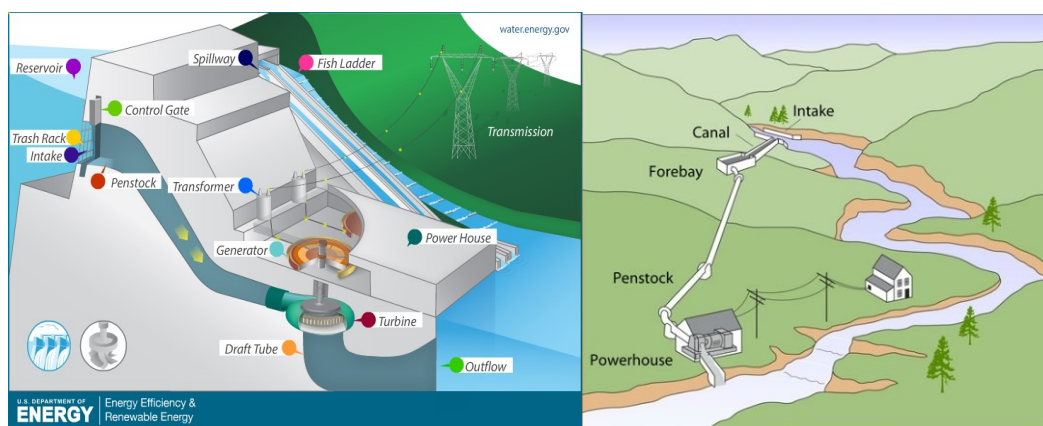
- A. Giá thiết có sự cải tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050
- B. Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%
- C. Giá định không có sự cải thiện về năng lực điều tiết từ năm 2030 đến năm 2050
- D. Tính từ giá trị lớn nhất 400 mg/Nm³ sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,27 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)
- E. Khí thiên nhiên đã thương mại hóa trên thực tế không có lưu huỳnh và không tạo ra điôxit lưu huỳnh
- F. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận

3. NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN

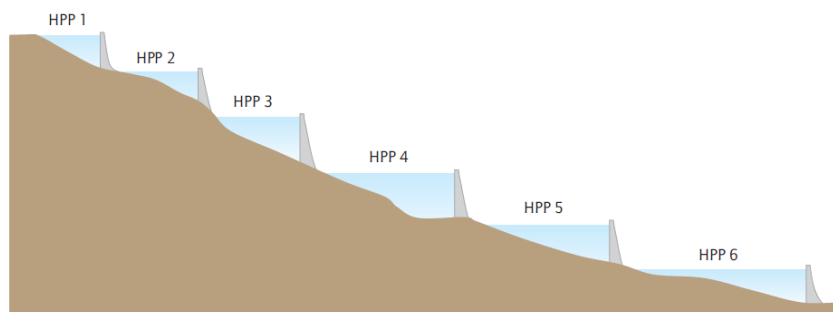
Mô tả tóm tắt công nghệ

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 5: Nhà máy thủy điện hồ chứa và nhà máy thủy điện dòng chảy (TL. 14)



Hình 6: Hệ thống thủy điện bậc thang (TL. 1)

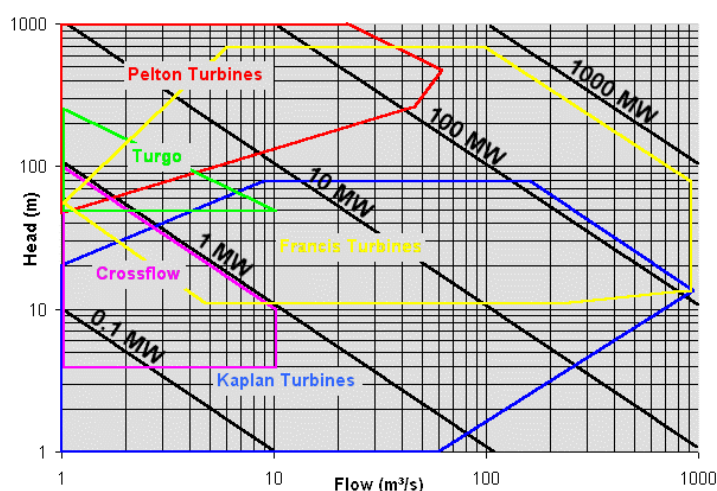
Các nhà máy thủy điện hồ chứa và thủy điện dòng chảy có thể kết hợp với nhau trong các hệ thống bậc thang của sông, nhà máy thủy điện tích năng có thể sử dụng nước tích trữ từ một hoặc nhiều nhà máy thủy điện hồ chứa. Trong hệ thống bậc thang, sản lượng điện từ nhà máy thủy điện dòng chảy có thể được 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 điện năng 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 cam kết của các nhà máy ở thượng lưu.

Các hệ thống thủy điện có quy mô công suất từ vài chục W đến hàng trăm MW. Sự phân loại dựa vào công suất của các nhà máy thủy điện được trình bày trong bảng sau.

Bảng 7: 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 lắp đặt của nhà máy. Các nhà máy thủy điện nhỏ, cực nhỏ và siêu nhỏ là loại thủy điện dòng chảy. Các loại thủy điện này sử dụng tua bin dòng ngang, Pelton, hoặc Kaplan. Việc chọn lựa loại tua bin phụ thuộc vào cột nước và lưu lượng của dòng sông.

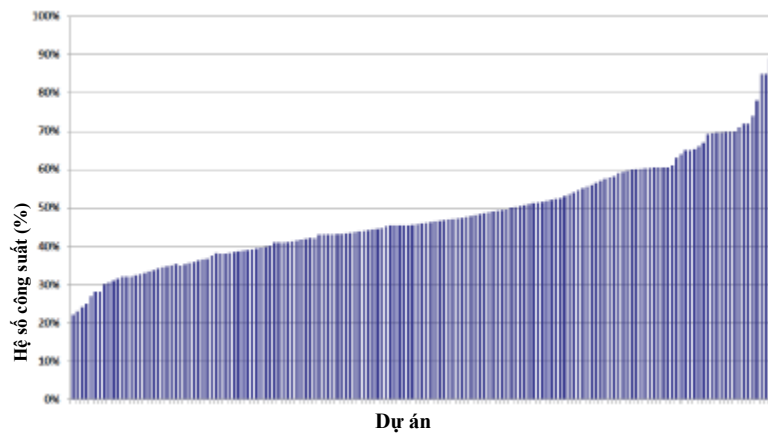


Hình 7: Đồ thị ứng dụng tua bin thủy điện (TL. 2)

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 dòng chảy 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.

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 8: Hệ số công suất của 142 dự án thủy điện trên thế giới (TL. 4)

Năng lượng đầu vào

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

Đầu ra

Công suất và điện năng.

Công suất đặc trưng

Các hệ thống thủy điện có thể có công suất từ vài chục W đến hàng trăm MW. Hiện nay công suất tổ máy đã lên đến 900 MW (TL. 15).

Cấu hình điều chỉnh

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

Ưu điểm / nhược điểm

Ưu điểm:

- Thủy điện là nguồn năng lượng sạch vì nó không làm ô nhiễm không khí.
- 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 cơ sở 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 ôxy 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 năng lượng, 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.
- Các cơ sở 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 vì nhu cầu nước cho thủy lợi và những nhu cầu khác.

Môi trường

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

- Những 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 phát triển theo hướng được xem xét đúng mức 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 sự 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 đất là rất nhỏ.

Việc làm

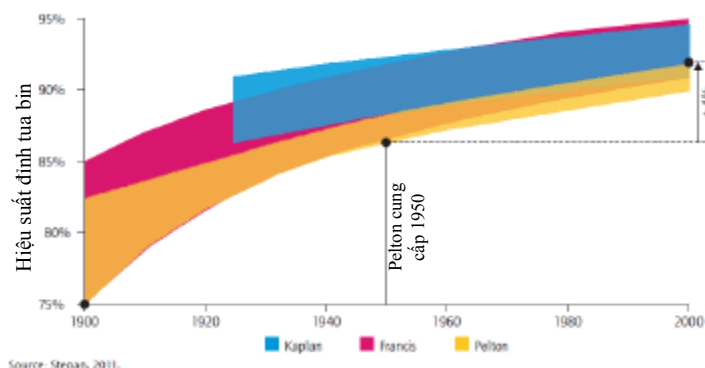
Nhìn chung, một dự án thủy điện mới quy mô lớn (110 MW) sẽ tạo ra khoảng 2.000 – 3.000 việc làm cho địa phương trong giai đoạn xây dựng. Các công việc dự kiến là kỹ thuật viên, thợ hàn, thợ mộc, thợ khuôn vác, kế toán dự án, kỹ sư điện, kỹ sư cơ khí, đầu bếp, dọn vệ sinh, thợ nề, bảo vệ và nhiều công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

Nghiên cứu và phát triển

Thủy điện là một công nghệ rất chín muồi và được biết rõ (loại 4). Trong khi thủy điện là công nghệ phát điện sử dụng năng lượng hiệu quả nhất, có tỷ lệ hoàn trả năng lượng và hiệu suất chuyển đổi cao, 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).



Hình 9: Cải thiện hiệu suất hoạt động theo thời gian (TL. 7)

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
- Những 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.
 - 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 lưu 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 công tác xây dựng: Chi phí xây dựng liên quan với 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 có tiềm năng lớn (TL. 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 các dự án hiện có

TL. 19 chỉ rõ tiềm năng thủy điện nhỏ (<30 MW) ở Việt Nam là 7.200 MW. Đến nay công suất lắp đặt của thủy điện nhỏ đã đạt gần 2.000 MW.

Nhà máy thủy điện lớn (>30 MW): Lai Châu (TL.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 huyện Mường Tè, tỉnh Lai Châu, với công suất lắp 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 295m và mực nước chết là 270m, 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 thực là 96%. Tốc độ điều chỉnh công suất là 66,8% / phút và thời gian khởi động là 2 giây.

Tổng vốn đầu tư của nhà máy thủy điện Lai Châu (kể cả đập) là 1,063 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2016, 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) tương ứng với suất đầu tư danh định là 0,89 tr.USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí nêu trên) là 1,67 tỷ USD, tương ứng với 1,39 tr.USD/MW_e.

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 1/2013. 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 thực của nhà máy là 96%. Tổng vốn đầu tư là 37 tr.USD (USD năm 2016) tương ứng suất đầu tư danh định là 1,28 tr.USD/MW_e.

Mở rộng nhà máy hiện có: Mở rộng NMTĐ Hòa Bình (TL. 21)

Dự án mở rộng NMTĐ Hòa Bình bao gồm 2 tổ máy với tổng công suất là 480 MW, công trình lấy nước đặt tại xã Thái Thịnh, đường hầm lấy nước và nhà máy điện mở rộng được đặt tại phường Phương Lâm, thành phố Hòa Bình, tỉnh Hòa Bình. Theo Quy hoạch điện VII (hiệu chỉnh), dự án này sẽ được đưa vào vận hành trong khoảng thời gian 2022 – 2023.

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 117 m 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 vốn đầu tư của nhà máy thủy điện Hòa Bình mở rộng là 291,5 triệu USD (quy đổi về USD năm 2016, 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) tương ứng suất đầu tư danh định là 0,61 tr.USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí trên) là 360 triệu USD, tương ứng với 0,75 tr.USD/MW_e.

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 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 nhà máy điện mới với một tổ máy tua bin bổ sung cũng được lắp đặt, nâng tổng công suất lắp đặt từ 250 MW lên 350 MW.

Ước tính số liệu

Những bảng sau tổng kết số liệu của các nhà máy trong nước và của Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cho năm 2020.

Bảng 8: Nhà máy thủy điện nhỏ

Tên	Sông Bung 6	CNCN của Indonesia (2020)		
		Giá trị trung bình	Giá trị thấp hơn	Giá trị cao hơn
Công suất [MW]	29	50	10	100
Năm xây dựng	2013	2020	2020	2020

Hiệu suất trên nhãn máy [%]	96	95	85	97
CAPEX [tr.USD ₂₀₁₆ /MW]	1,28	2,2	1,4	5,2

Chi phí đầu tư của trường hợp MNTĐ Sông Bung 6 là rất thấp so với chi phí trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cho năm 2020 và chỉ có số liệu của một trường hợp này. Do đó, chi phí đầu tư của Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cũng được xem xét khi ước tính chi phí đầu tư cho năm 2020. Chi phí đầu tư cho năm 2020 được đặt là 1,75 tr.USD/MW dựa trên giá trị trung bình của dự án trong nước (1,28) và Cẩm nang Công nghệ của Indonesia (2,2).

Bảng 9: Nhà máy thủy điện lớn

Tên	Lai Châu	CNCN của Indonesia (2020)		
		Giá trị trung bình	Giá trị thấp hơn	Giá trị cao hơn
Công suất [MW]	3x400	150	100	2000
Năm xây dựng	2016	2020	2020	2020
Hiệu suất trên nhãn tên [%]	96	95	85	97
Tốc độ điều chỉnh %/ph	66.8	50	30	100
CAPEX [tr.USD ₂₀₁₆ /MW]	0.89	2	0.6	8

Chi phí đầu tư của dự án Lai Châu, trường hợp trong nước, cũng rất thấp so với Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cho năm 2020, và chỉ có số liệu của một trường hợp này. Do đó, chi phí đầu tư của Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cũng được xem xét khi ước tính chi phí đầu tư cho năm 2020. Chi phí đầu tư cho năm 2020 được đặt là 1,5 tr.USD/MW dựa vào giá trị trung bình của dự án trong nước (tổ máy 400 MW được đổi sang 150 MW và do đó làm tăng chi phí đầu tư lên 1,08) và Cẩm nang Công nghệ của Indonesia (2,0).

Bảng 10: Chi phí đầu tư trong các nghiên cứu của quốc tế

IRENA (2018) (tr.USD ₂₀₁₆ /MW)	2017	
Tất cả các quy mô	1,54	
ASEAN (2016) (tr.USD ₂₀₁₆ /MW)	Quá khứ	
Thủy điện nhỏ (23 dự án, công suất trung bình: 8,5 MW)	0,85	
CNCN (2017) (tr.USD ₂₀₁₆ /MW)	2030	2050
Của Indonesia (nhỏ)	2,20	2,20
Của Indonesia (lớn)	2,00	2,00

Chi phí của thủy điện phụ thuộc rất nhiều vào địa hình của vùng núi nơi có nguồn thủy điện và xây dựng nhà máy thủy điện. Do đó rất khó ước tính giá trị chi phí đầu tư tiêu chuẩn có thể sử dụng cho các nhà máy thủy điện mới. Đối với Cẩm nang Công nghệ này, giá trị chi phí đầu tư của năm 2020 được sử dụng cho năm 2030 và 2050. Điều này phụ thuộc vào giá trị trung bình của các trường hợp trong nước và ước tính trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cho năm 2030 và 2050. Tuy nhiên, khuyến nghị được đưa ra là cần tính đến những điều kiện địa hình khi ước tính chi phí đầu tư cho các nhà máy thủy điện trong quá trình lập quy hoạch năng lượng.

Tài liệu tham chiếu

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. IEA, 2012. *Lộ trình công nghệ thủy điện*, Cơ quan Năng lượng quốc tế, Paris, Pháp
2. Hiệp hội thủy điện quốc gia (NHA) và Quỹ nghiên cứu thủy điện (HRF) (2010), “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.

3. MEMR, 2016. *Sổ tay thống kê năng lượng và kinh tế của Indonesia 2016*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia.
4. Branche, E., 2011. “Thủy điện: Nhân tố tích cực nhất trong quá trình CDM, phản ánh chất lượng cao của thủy điện so với các nguồn năng lượng tái tạo khác”, EDF, Paris.
5. Eurelectric, 2015. *Thủy điện: Hỗ trợ hệ thống điện trong chuyển đổi*, Báo cáo của Eurelectric, tháng 6
6. Vuorinen, A., 2008. *Quy hoạch hệ thống điện tối ưu*, Ekoenergo Oy, Phần Lan.
7. Stepan, M., 2011. “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.
8. IHA, 2017. “Báo cáo thủy điện 2017 của IHA”, Hiệp hội Thủy điện quốc tế, London,
9. IPCC, 2011. “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.
10. IRENA, 2012. “Thủy điện”, *Các công nghệ năng lượng tái tạo: Loạt các phân tích chi phí*, Tập 1: Ngành điện, Số 3/5, IRENA, Đức.
11. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, “Thủy điện: Tóm tắt công nghệ”.
12. Tài chính Năng lượng mới Bloomberg (BNEF), 2012. *Q2 2012 Chi phí quy dẫn của cập nhật điện năng*, ngày 04 tháng 4
13. ICOLD (Ủy ban quốc tế về đập lớn), 2011, “Tiết kiệm chi phí trong các đập”, *Bulletin Rough 144*, www.icold-cigb.org.
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. Tổ chức Phát triển Công nghiệp LHQ và Trung tâm Thủy điện nhỏ quốc tế (2016): Báo cáo phát triển thủy điện nhỏ của thế giới năm 2016.
http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/2016/WSHPDR_2016_full_report.pdf
20. PECC1, “Nhà máy thủy điện Lai Châu – Báo cáo thiết kế kỹ thuật”, 2011.

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

Công nghệ	Nhà máy thủy điện - Hệ thống nhỏ								
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	30	30	30	1	30	1	30		2
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	30	30	30	1	30	1	30		2
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	95	95	95	85	97	85	97	A	1
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	95	95	95	85	97	85	97	A	1
Ngừng bắt buộc (%)	4	4	4	2	10	2	10		1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	6	6	6	3	10	3	10		1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	50	50	50	40	90	40	90		1
Thời gian xây dựng (năm)	3	3	3	2	6	2	6		1
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	14	14	14	11	18	11	18	B	
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	80	80	80	50	95	50	95		8;9
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	76	76	76	50	95	50	95		8;9
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	50	50	50	30	100	30	100		3
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	0	0	0	0	0	0	0		3
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		3
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		3
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	1,75	1,75	1,75	0.8	4,0	0.8	4,0	C;D	4;5;6;7
- trong đó thiết bị	30	30	30	20	50	20	50		7
- trong đó lắp đặt	70	70	70	50	80	50	80		7
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	41.900	39.800	37.300	22.000	41.900	22.000	41.900		4;5;7
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	0,50	0,48	0,45	0,38	0,63	0,33	0,56	B	1
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng của công nghệ									
Quy mô hồ chứa (MWh)									

Tài liệu tham chiếu:

- Stepan, 2011, Hội thảo về cải tạo thủy điện, “Cách tiếp cận 3 pha”.
- Prayogo, 2003, "Teknologi Mikrohidro dalam Pemanfaatan Sumber Daya Air untuk Menunjang Pembangunan Pedesaan. Semiloka Produk-produk
- Penelitian epartement Kimpraswill Makassar"
- Eurelectric, 2015, "Thủy điện – Hỗ trợ hệ thống điện trong chuyển đổi ".
- Kinh tế học Năng lượng và Môi trường, 2014, "Đánh giá chi phí đầu tư của các công nghệ phát điện – Các khuyến nghị cho các nghiên cứu 10-20 năm của WECC”.
- IEA, Triển vọng Năng lượng thế giới, 2015.
- IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.
- ASEAN, 2016, "Chi phí điện năng quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được chọn trong các nước thành viên ASEAN”.
- Branche, 2011, “Thủy điện: Người biểu diễn có năng lực mạnh nhất trong quá trình CDM, phản ánh chất lượng cao của thủy điện so với các nguồn năng lượng tái tạo khác”.
- MEMR, 2016, "Sổ tay Thống kê Năng lượng và Kinh tế của Indonesia năm 2016, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia”.

Ghi chú:

- Đây là hiệu suất sử dụng thế năng của nước. Hiệu suất này không thể so sánh với nhà máy nhiệt điện phải trả tiền nhiên liệu.
- Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%
- Những con số này rất nhạy cảm với địa điểm. Có sự cải thiện trong phát triển đường cong lĩnh hội kinh nghiệm, nhưng sự cải thiện này sẽ được cân bằng do các địa điểm tốt nhất sẽ được sử dụng trước. Đầu tư phụ thuộc phần lớn vào hoạt động xây dựng.
- Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

Công nghệ	Nhà máy thủy điện - Hệ thống lớn								Ghi chú	TL
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)				
Số liệu năng lượng/kỹ thuật	Thấp hơn		Cao hơn		Thấp hơn		Cao hơn			
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	150	150	150	30	2.000	30	2.000			1;8;10
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	150	150	150	30	2.000	30	2.000			1;8;10
Hiệu suất điện thực (%) trên nhân	95	95	95	85	97	85	97	A		7
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	95	95	95	85	97	85	97	A		7
Ngừng bắt buộc (%)	4	4	4	2	10	2	10			1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	6	6	6	3	10	3	10			1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	50	50	50	40	90	40	90	B		1
Thời gian xây dựng (năm)	4	4	4	2	6	2	6			1
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	62	62	62	47	78	47	78	C		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt										
Hệ số công suất (%), lý thuyết	40	40	40	20	95	20	95			2;12
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	36	36	36	20	95	20	95			2;12
Cấu hình điều chỉnh										
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	50	50	50	30	100	30	100			3
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	0	0	0	0	0	0	0			3
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3			3
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3			3
Môi trường										
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0			
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-			
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0			
Số liệu tài chính										
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	1,5	1,5	1,5	0,6	8,0	0,6	8,0	D;E		1;4;5;6;9
- trong đó thiết bị	30	30	30	20	50	20	50			11
- trong đó lắp đặt	70	70	70	50	80	50	80			11
Chi phí VH&BDcố định (\$/MWe)	37.700	35.800	33.600	28.300	47.100	25.200	42.000	C		1;4;5;6
Chi phí VH&BDbiến đổi (\$/MWe)	0,65	0,62	0,58	0,49	0,81	0,43	0,72	C		1;5
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	-	-	-	-	-	-	-			
Số liệu riêng về công nghệ										
Quy hồ chứa (MWh)										

Tài liệu tham chiếu:

- 1 Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện năng".
- 2 Branche, E., 2011. "Thủy điện: Nhân tố tích cực nhất trong quá trình CDM, phản ánh chất lượng cao của thủy điện so với các nguồn năng lượng tái tạo khác", EDF, Paris.
- 3 Eurelectric, 2015, "Thủy điện – Hỗ trợ hệ thống điện trong chuyển đổi".
- 4 IEA, Triển vọng Năng lượng thế giới, 2015.
- 5 Cách tiếp cận đường cong lĩnh hội kinh nghiệm để xây dựng các thông số tài chính.
- 6 IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.
- 7 Stepan, 2011, Hội thảo về cải tạo thủy điện, "Cách tiếp cận 3 pha".
- 8 Prayogo, 2003, "Teknologi Mikrohidro dalam Pemanfaatan Sumber Daya Air untuk Menunjang Pembangunan Pedesaan. Semiloka Produk-produk Penelitian epartement Kimpraswill Makassar"
- 9 Kinh tế học Năng lượng và Môi trường, 2014, "Đánh giá chi phí đầu tư của các công nghệ phát điện – Các khuyến nghị cho các nghiên cứu 10-20 năm của WECC"
- 10 General Electric, www.gerenewableenergy.com, Truy cập ngày 20/7/2017
- 11 ASEAN, 2016, "Chi phí điện năng quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được lựa chọn trong các nước thành viên ASEAN".
- 12 MEMR, 2016, "Số tay Thống kê năng lượng và kinh tế của Indonesia 2016", Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia.

Ghi chú:

- A. Đây là hiệu suất sử dụng thế năng của nước. Hiệu suất này không thể so sánh với nhà máy nhiệt điện phải trả tiền nhiên liệu.
- B. Nhà máy thủy điện có thể có tuổi thọ rất dài nếu được vận hành và bảo dưỡng đúng cách. Đập Hover ở Hoa Kỳ đã gần 100 năm tuổi.
- C. Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%
- D. Những con số này rất nhạy cảm với địa điểm. Có sự cải thiện trong phát triển đường cong lĩnh hội kinh nghiệm, nhưng sự cải thiện này sẽ được cân bằng do các địa điểm tốt nhất sẽ được sử dụng trước. Đầu tư phụ thuộc phần lớn vào hoạt động xây dựng.
- E. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

4. ĐIỆN MẶT TRỜI

Mô tả tóm tắt công nghệ

Tế bào quang điện là thành phần bán dẫn sản xuất ra điện năng khi được chiếu bởi ánh sáng mặt trời. Các tế bào quang điện thường được nối với nhau và cán mỏng thành (hoặc đặt lên) một tấm kính để tạo ra các tấm pin mặt trời được xếp lớp cơ học và được bảo vệ trước tác động của thời tiết. Các tấm pin mặt trời (PV) thường có diện tích 1-2 m² và có mật độ điện nằm trong dải 100-210 W_p/m². Các tấm pin này có thời gian bảo hành chất lượng thông thường từ 2-5 năm, và bảo hành vận hành tối thiểu là 25 năm và có tuổi thọ kỳ vọng là hơn 30 năm.

Các tấm pin mặt trời có đặc điểm phụ thuộc vào loại vật liệu hấp thụ được sử dụng:

- Silicon tinh thể (c-Si); là vật liệu chất nền được sử dụng phổ biến nhất, làm từ silicon tinh khiết đúc trong khuôn tạo thành phiến mỏng silicon đơn tinh thể hoặc đa tinh thể. Hiện nay hơn 90 % các tấm pin mặt trời ở dưới dạng các phiến mỏng bao gồm loại đa tinh thể và đơn tinh thể. Nền tảng công nghệ này dự kiến sẽ thống trị thị trường thế giới trong nhiều thập kỷ do những ưu điểm nổi bật về chi phí và hiệu suất hoạt động (TL. 1). Những cải tiến trong tương lai bao gồm phát triển các tấm pin từ một mặt sang hai mặt, giúp chuyển đổi ánh sáng hấp thụ cả ở mặt trước và mặt sau của pin thành điện năng (TL. 4). Có một xu hướng nữa là loại nhiều lớp được áp dụng trong trường hợp diện tích bị hạn chế.
- Pin mặt trời màng mỏng; trong đó bộ hấp thụ có thể là một lớp vô định hình/vi kết tinh silicon (a-Si/ μ c-Si), Cadmium telluride (CdTe) hoặc đồng Indium Gallium (di) Selenide (CIGS). Những vật liệu bán dẫn này được đặt trên bề mặt kính của mô đun mặt trời trong một lớp mỏng một micromet. Những tấm pin màng mỏng gần đôi hoặc gần ba là các sản phẩm hiện đang có sẵn trên thị trường. Trong những tấm pin này nhiều lớp được đặt chồng lên nhau để tăng hiệu suất (TL. 1).
- Pin mặt trời nguyên khối III-V; được làm từ các hợp chất bao gồm các chất trong nhóm III và nhóm V (Ga, As, In và P), thường được phủ lên chất nền Ge. Những vật liệu này có thể được dùng để chế tạo các pin mặt trời đa kết nối hiệu suất cao chủ yếu sử dụng cho các ứng dụng trong ngành vũ trụ hoặc trong các hệ thống điện mặt trời tập trung (CPV) (TL. 1).
- Pin mặt trời vật liệu Perovskite; Pin mặt trời Perovskite về nguyên lý là một tế bào quang điện nhạy cảm chất màu được phủ muối kim loại hữu cơ là vật liệu hấp thụ. Perovskite cũng có thể được sử dụng làm chất hấp thụ trong các pin mặt trời (lai ghép) hữu cơ/polyme biến đổi. Tiềm năng áp dụng pin mặt trời perovskite trong pin nhiều lớp, ví dụ như thiết bị c-Si truyền thống, mở ra nhiều cơ hội đầu tư hấp dẫn (TL. 1).

Ngoài các tấm pin mặt trời, hệ thống điện mặt trời nối lưới cũng bao gồm cả hệ thống cân bằng (BOS) gồm hệ thống lắp ráp, (các) bộ chuyển đổi điện từ dòng điện một chiều sang dòng điện xoay chiều, cáp, các hộp nối, các bộ tối ưu, thiết bị giám sát/theo dõi; đối với các nhà máy điện mặt trời lớn còn bao gồm cả (các) máy biến thế. Tấm pin mặt trời đã chiếm khoảng 40% tổng chi phí của cả hệ thống, các bộ chuyển đổi điện chiếm khoảng 5-10% (TL. 5).

Có thể diễn giải công suất của một nhà máy điện mặt trời bằng hai cách: MW_p là công suất định mức dòng điện một chiều của nhà máy điện mặt trời trong điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn và MW_{ac} là công suất đầu ra cấp lên lưới điện trong điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn.

Những cụm điện mặt trời có công suất lắp đặt từ kW đến MW. Tính kinh tế của quy mô công suất khiến cho những nhà máy có công suất lớn hơn sẽ có suất chi phí đầu tư nhỏ hơn. Phân trình bày dưới đây tập trung vào pin mặt trời có quy mô công suất cấp nhà máy (> 1 MW). Hệ thống pin mặt trời trên mái nhà thường có suất chi phí đầu tư cao hơn từ 50% đến 100% so với suất chi phí đầu tư của nhà máy điện mặt trời quy mô lớn.



Hình 10: Nhà máy điện mặt trời quy mô lớn

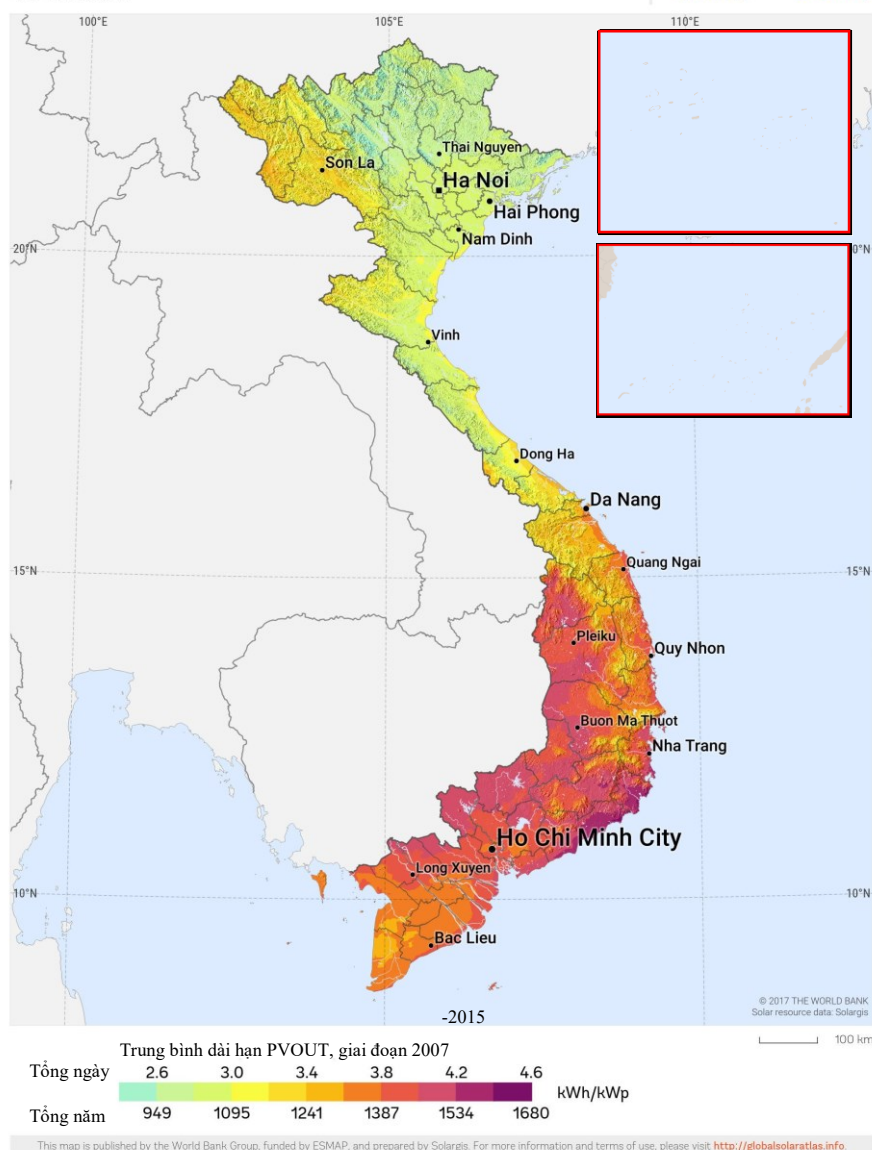
Năng lượng đầu vào

Bức xạ mặt trời: Lượng bức xạ mà mô đun nhận được, phụ thuộc vào tiềm năng nguồn năng lượng mặt trời tại địa điểm, bao gồm bóng che và hướng của mô đun (góc nghiêng với bề mặt nằm ngang và độ lệch từ hướng nam).

Năng lượng mặt trời trung bình năm được tiếp nhận trên bề mặt nằm ngang (Tổng bức xạ phương nằm ngang, GHI) ở Việt Nam dao động trong khoảng 800 kWh - 1700 kWh /m². Xem hình dưới đây.

SOLAR RESOURCE MAP

TIỀM NĂNG ĐIỆN MẶT TRỜI VIETNAM



Hình 11: Số giờ đầy tải (kWh/kW_p) đối với pin mặt trời ở Việt Nam. TL. 7.

Tại những địa điểm xa xích đạo, có thể tăng sản lượng điện nhờ điều chỉnh độ nghiêng của các tấm pin mặt trời về hướng xích đạo, ở Đan Mạch góc nghiêng của tấm pin ở mức 41° đem lại lợi ích tăng thêm khoảng 22%. Ở Việt Nam, tiềm năng điện mặt trời tập trung ở khu vực Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Nam Bộ với vĩ độ từ 9° (tỉnh Sóc Trăng, Bạc Liêu) đến 14° (tỉnh Quảng Ngãi, Bình Định), do đó cần góc nghiêng trung bình ở mức khoảng 11° .

Bức xạ tới mô đun có thể tăng cường hơn nữa nếu lắp trên một thiết bị quay theo hướng mặt trời.

Năng lượng đầu ra

Tất cả các tấm pin mặt trời đều phát ra dòng điện một chiều (DC), sau đó chuyển đổi thành dòng điện xoay chiều (AC) bằng cách sử dụng bộ chuyển đổi điện; một số tấm pin có tích hợp bộ chuyển đổi điện nên được

gọi là tấm pin AC, có những ưu điểm kỹ thuật nhất định như sử dụng cáp AC tiêu chuẩn, thiết bị đóng cắt và mô đun pin mặt trời cũng chắc chắn hơn.

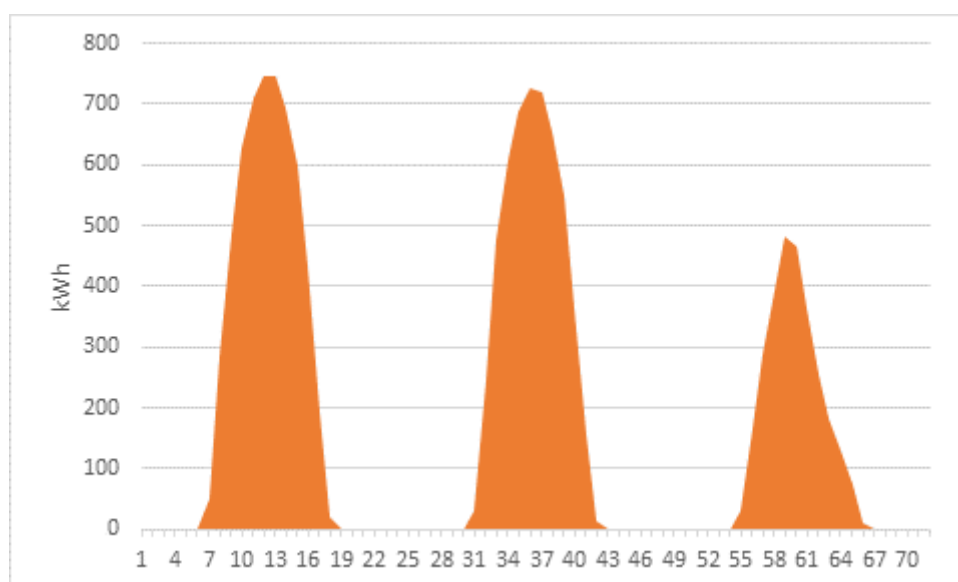
Sản lượng điện phụ thuộc vào:

- Lượng bức xạ mặt trời nhận được trên mặt phẳng của mô đun (xem ở trên).
- Công suất phát lắp đặt của mô đun.
- Tổn thất liên quan với vị trí lắp đặt (bụi đất và bóng che).
- Tổn thất liên quan đến biến đổi từ ánh sáng mặt trời thành điện năng (xem ở dưới).
- Tổn thất liên quan đến biến đổi điện từ DC sang AC trong bộ chuyển đổi điện.
- Tổn thất nối lưới và tổn thất ở máy biến thế.
- Chiều dài và thiết diện của cáp, và chất lượng chung của các bộ phận.

Công suất phát điện

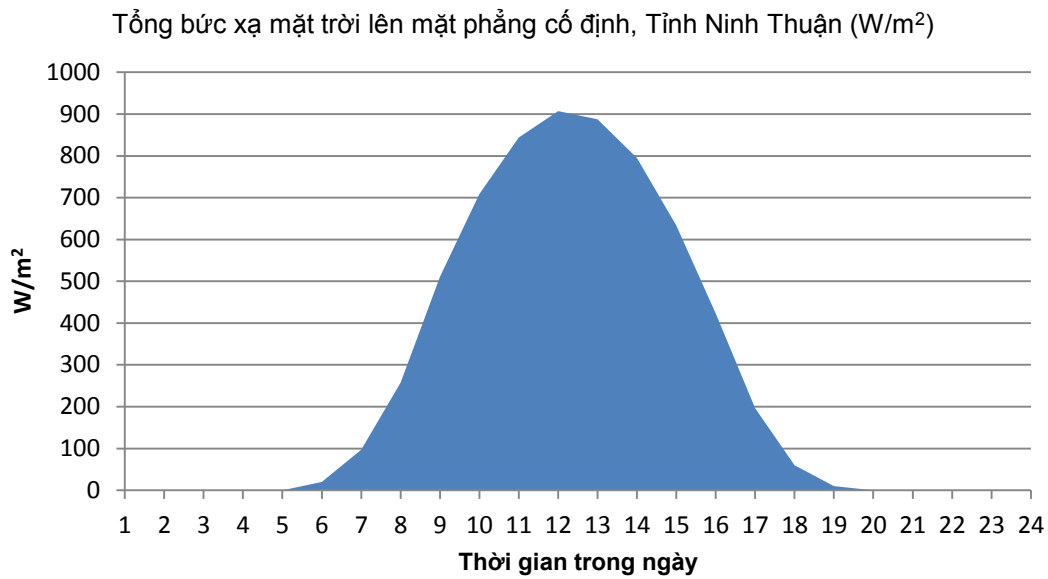
Công suất của một mô đun mặt trời phụ thuộc vào cường độ bức xạ mà mô đun nhận được cũng như nhiệt độ của mô đun. Do đó công suất của mô đun được tham chiếu đến một bộ các điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn (STC) tương ứng với bức xạ 1000 W/m^2 có phân bố quang phổ AM1.5 vuông góc với bề mặt của mô đun và nhiệt độ của pin là 25°C . Công suất STC này được gọi là công suất đỉnh P_p [kWp]. Các điều kiện vận hành bình thường sẽ khác với các điều kiện STC và công suất trung bình của mô đun trong năm sẽ khác với công suất đỉnh. Công suất của mô đun mặt trời sẽ giảm so với giá trị P_p khi nhiệt độ thực tế cao hơn 25°C , khi bức xạ thu được ở một góc khác với với bức xạ trực tiếp bình thường và khi bức xạ thấp hơn 1000 W/m^2 .

Trong thực tế, mức bức xạ 1000 W/m^2 là hiếm khi đạt được, ngay cả ở những vị trí rất gần xích đạo. Đồ thị dưới đây thể hiện tổng bức xạ lên một bề mặt cố định (W/m^2) trong thời gian ba ngày ở miền Trung Việt Nam. Đồ thị này cho thấy cấu trúc và sự biến đổi bức xạ giữa các ngày.



Hình 12: Phát điện trong ba ngày ở miền Trung Việt Nam. Nguồn: www.renewables.ninja

Đồ thị dưới đây trình bày tổng bức xạ lên một bề mặt cố định (W/m^2) trong thời gian một ngày ở tỉnh Ninh Thuận; biểu đồ ngày trung bình của tháng 9 là tháng có điều kiện mặt trời tốt nhất.



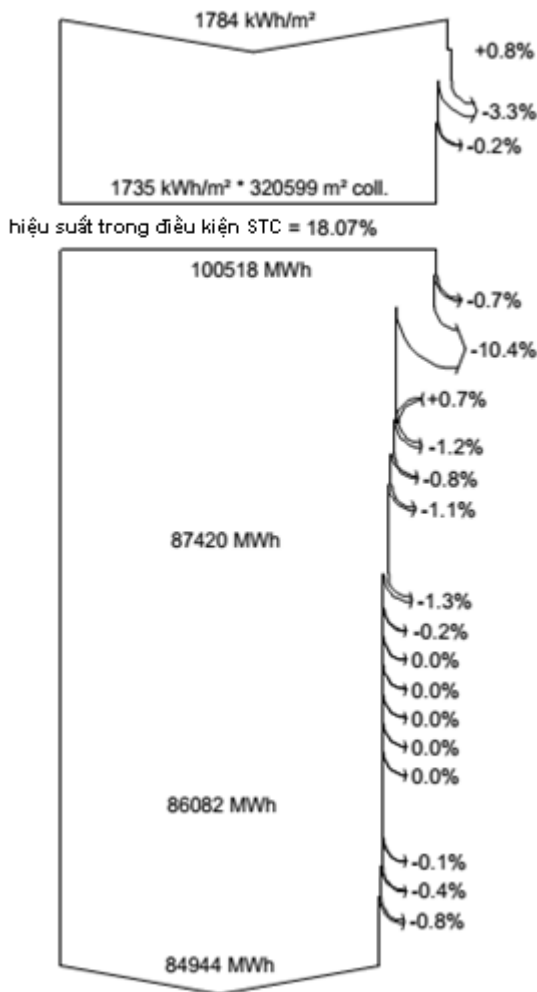
Hình 13: Tổng bức xạ trên một mặt phẳng cố định (W/m^2) trong ngày ở Ninh Thuận; Biểu đồ ngày trung bình cho tháng 9 là tháng có điều kiện mặt trời tốt nhất. Nguồn: Số liệu khí tượng của Pvsyst.

Một phần lượng điện năng do các tấm pin mặt trời phát ra bị tổn hao trong hệ thống chuyển đổi và truyền dẫn, ví dụ như trong (các) bộ chuyển đổi điện từ DC sang AC, dây cáp, các hộp đấu nối và đối với các nhà máy điện mặt trời quy mô lớn còn bao gồm tổn thất trong máy biến thế.

Sản lượng năng lượng từ hệ thống pin mặt trời có công suất đỉnh là P_p được tính theo công thức sau:

P_p * Tổng bức xạ mặt trời trên mặt phẳng nằm ngang * Hệ số chuyển vị * (1 – tổn thất ở bộ điều chỉnh góc) * (1 – tổn thất trong hệ thống pin mặt trời và hiệu chỉnh trong điều kiện không phải STC) * (1 – tổn thất bộ biến đổi điện) * (1 – tổn thất máy biến thế).

Biểu đồ tổn thất trong cả năm



Tổng bức xạ theo phương nằm ngang Tổng bức xạ tới mặt phẳng thu

Hệ số IAM trên toàn cầu
Hệ số mất đất

Bức xạ hiệu quả trên các bộ thu Chuyển đổi pin mặt trời

Năng lượng danh định của giàn pin (ở hiệu suất STC)
Tổn thất pin mặt trời do mức bức xạ

Tổn thất pin mặt trời do nhiệt độ

Tổn thất chất lượng mô đun

Giảm chất lượng cảm ứng ánh sáng – LID
Tổn thất do không thích ứng, các mô đun và chuỗi
Tổn thất điện trở dây dẫn

Năng lượng ảo của giàn pin ở điểm công suất tối đa (MPP)

Tổn thất của bộ biến đổi điện trong vận hành (hiệu suất)
Tổn thất của bộ biến đổi điện trên công suất biến đổi danh định
Tổn thất của bộ biến đổi điện do dòng điện đầu vào lớn nhất
Tổn thất của bộ biến đổi điện trên điện áp biến đổi danh định
Tổn thất của bộ biến đổi điện do ngưỡng công suất
Tổn thất của bộ biến đổi điện do ngưỡng điện áp

Tiêu thụ ban đêm

Năng lượng sẵn có ở đầu ra của bộ biến đổi điện

Thiết bị phụ (quạt, thiết bị khác)
Tình trạng không sẵn sàng của hệ thống
Tổn thất biến đổi bên ngoài
Năng lượng cấp lên lưới điện

Hình 14: Nguồn: Kết quả tính toán sản lượng điện hàng năm của nhà máy điện mặt trời 46 MW ở tỉnh Đắk Lắk theo phần mềm PVsyst Phiên bản V6.67.

Hao mòn và xuống cấp

Nhìn chung, một hệ thống pin mặt trời có độ chắc chắn cao và chỉ cần thay thế linh kiện ở mức tối thiểu trong suốt vòng đời dự án. Bộ biến đổi điện thông thường cần được thay thế sau 10 – 15 năm. Đối với mô đun pin mặt trời, sự xuống cấp về vật lý chỉ xảy ra ở mức độ hạn chế đối với tế bào quang điện c-Si. Thông thường tốc độ xuống cấp hàng năm được xác định ở mức 0,25- 0,5% /năm đối với tổng công suất đầu ra của hệ thống. Tốc độ xuống cấp này không phản ánh cơ chế vật lý thực tế. Nó phản ánh tỷ lệ hư hỏng chung theo lý thuyết về độ tin cậy bình thường với độ tin cậy ban đầu ở mức cao (so với thời gian sau) nhưng giảm nhanh chóng, tiếp theo sau đó là tỷ lệ hư hỏng thường xuyên ở mức thấp và gia tăng mức độ hư hỏng vào cuối vòng đời của sản phẩm (TL. 11). Những hư hỏng trong hệ thống pin mặt trời chủ yếu liên quan đến các mối hàn, nứt vỡ các tế bào quang điện hoặc xuất hiện những điểm nóng, sự ngả màu vàng hoặc phân lớp của vỏ bọc kim loại, hư hỏng hộp nối, lỏng dây cáp, ảnh hưởng của bão mưa đá hoặc sét đánh (TL. 12).

Hiệu suất và yêu cầu diện tích

Hiệu suất của mô đun mặt trời, η_{mod} , thể hiện phần điện trong bức xạ mặt trời thu được có thể chuyển đổi sang điện năng hữu ích. Giá trị hiệu suất đặc trưng của các tấm pin mặt trời thương mại hiện nay là 15-17%, và trên 20% đối với các sản phẩm ở dải hiệu suất cao khi được đo ở các điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn.

Diện tích mô đun cần thiết để sản xuất ra 1 kWp công suất phát đỉnh có thể tính là $1/\eta_{\text{mod}}$, và bằng 6,25 m² theo các tấm pin mặt trời tiêu chuẩn hiện nay.

Công suất điển hình

Công suất đặc trưng của các hệ thống điện mặt trời từ micro-oát đến giga-oát. Nhưng trong tài liệu này, các hệ thống điện mặt trời có dải công suất từ vài KW đối với hệ thống hộ gia đình đến vài trăm MW đối với các hệ thống quy mô tập trung. Các hệ thống điện mặt trời có tính chất mô đun với một đơn vị mô đun đặc trưng có công suất 200-350 Wp.

Các hệ thống pin mặt trời thương mại thường được lắp đặt trên các tòa nhà công cộng, văn phòng, nhà ở và có công suất đặc trưng trong dải từ 50 kW đến 500 kW. Những hệ thống này thường được thiết kế theo diện tích của mái nhà và với mục đích tự tiêu thụ điện ở mức cao. Các hệ thống quy mô công ty hoặc các nhà máy điện mặt trời thường được lắp trên mặt đất và có dải công suất đặc trưng từ 1 MW đến 200 MW.

Cần lưu ý rằng công suất của bộ biến đổi điện có thể chọn nhỏ hơn công suất của tấm pin mặt trời. Bộ biến đổi điện là một bộ phận tốn kém, và công suất đầy tải chỉ đạt vào buổi trưa. Do đó sử dụng bộ biến đổi có công suất nhỏ hơn sẽ đạt được số giờ đầy tải cao hơn.

Những cấu hình điều chỉnh và các dịch vụ hệ thống điện khác

Sản lượng điện từ một hệ thống pin mặt trời phản ánh sự thay đổi bức xạ mặt trời hàng ngày và hàng năm. Những bộ biến đổi điện trong hệ thống pin mặt trời hiện đại có thể được người vận hành lưới điện điều khiển từ xa và cung cấp dịch vụ ổn định lưới điện dưới dạng công suất phản kháng, điều chỉnh điện áp biến đổi và chức năng vượt qua điểm sự cố ngắn hạn; nhưng phần lớn các hệ thống pin mặt trời hiện nay cung cấp toàn bộ lượng điện năng khả dụng cho hộ tiêu thụ/lưới điện. Nếu không có sự điều tiết thích hợp thì tỷ lệ điện mặt trời cao cũng có thể dẫn đến sự tăng điện áp không mong muốn trong lưới điện phân phối.

Ưu điểm /nhược điểm

Ưu điểm:

- Pin mặt trời không sử dụng nhiên liệu hoặc những vật liệu tiêu thụ khác.
- Pin mặt trời không gây tiếng ồn (trừ tiếng ồn từ quạt của các bộ biến đổi điện).
- Pin mặt trời không tạo ra phát thải trong vận hành.
- Điện được sản xuất ban ngày là thời gian nhu cầu điện thường cao nhất.
- Pin mặt trời cung cấp các chức năng ổn định lưới điện.
- Các tấm pin mặt trời có tuổi thọ dài hơn 30 năm và có thể tái chế được.
- Các hệ thống pin mặt trời 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 phần tử quay, không bị hao mòn và không bị rách, trừ hệ thống điều chỉnh hướng theo mặt trời. Các bộ biến đổi điện chỉ phải thay thế một hoặc hai lần trong cả tuổi thọ vận hành của hệ thống.
- Những nhà máy pin mặt trời quy mô lớn có thể được lắp đặt trên mặt đất ở chỗ không có mục đích sử dụng thương mại (như bãi chôn lấp rác, khu vực hạn chế tiếp cận hoặc khu vực bị ô nhiễm hóa học).
- Các hệ thống pin mặt trời được tích hợp trong các tòa nhà không đòi hỏi tăng diện tích đất, và đầu nối điện đã sẵn sàng với chi phí bổ sung ít hoặc không mất thêm chi phí.

Nhược điểm:

- Các hệ thống pin mặt trời có chi phí ban đầu tương đối cao và hệ số công suất thấp.
- Chỉ sản xuất điện khi có mặt trời, có nghĩa là cần điều tiết sản lượng điện hoặc tích trữ điện.
- Yêu cầu diện tích cho các tấm pin mặt trời đối với mỗi MW cao hơn nhiều so với các nhà máy nhiệt điện.

- Công suất của hệ thống pin mặt trời chỉ có thể được điều chỉnh giảm vì phụ thuộc chủ yếu vào sự biến đổi ngày và năm của bức xạ mặt trời.
- Sự dư vật liệu (In, Ga, Te) là sự 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 chất cadmium và arsenic.
- Bộ hấp thụ perovskite chứa hợp chất chì hữu cơ là chất độc và nguy hại môi trường ở mức cần cân trọng cao.
- Dự báo công suất của các nhà máy điện mặt trời khó khăn do sự bất định đầu vào của bức xạ mặt trời.
- Tiềm năng điện mặt trời thường tập trung vào một số khu vực nhất định và có thể yêu cầu tăng công suất truyền tải.
- Điện mặt trời là không có quán tính nên không thể hỗ trợ điều tần như những nhà máy điện truyền thống.

Môi trường

Những ảnh hưởng môi trường từ việc chế tạo, lắp đặt và vận hành các hệ thống điện mặt trời là không lớn. Các mô đun màng mỏng có thể chứa một lượng nhỏ các chất cadmium và arsenic, còn tất cả các mô đun điện mặt trời cũng như các bộ biến đổi điện đều nằm trong chỉ thị WEEE của Liên minh Châu Âu, theo đó sự xử lý các sản phẩm ở cuối đời của dự án được thúc đẩy.

Thời gian hoàn vốn năng lượng của một hệ thống điện mặt trời đặc trưng là từ 1 đến 3 năm (xem phần điểm qua các nghiên cứu trong TL.16).

Thời gian hoàn vốn năng lượng là thời gian cần thiết để tạo ra lượng điện năng đúng bằng lượng điện năng tiêu thụ trong quá trình sản xuất và trong thời gian vận hành của hệ thống

Yêu cầu về diện tích đất

Yêu cầu về diện tích của các dự án điện mặt trời thay đổi phụ thuộc vào những đặc điểm riêng của từng dự án. Báo cáo của NREL (TL. 8) mô tả chi tiết về những thách thức liên quan đến việc xác định diện tích của dự án điện mặt trời. *Diện tích trực tiếp* là diện tích mà trên đó có các công trình của nhà máy điện (như các dàn pin mặt trời, các bộ biến điện, vv.). *Tổng diện tích* gồm tất cả các khu vực của dự án. Chênh lệch giữa tổng diện tích và diện tích trực tiếp là phần diện tích có thể sử dụng cho các mục đích khác, như nông nghiệp.

Báo cáo (TL. 13) đưa ra những con số chính về diện tích trực tiếp là 8-12 m²/kW_p đối với Indonesia và Thái Lan. Tiêu chí này cũng có thể là phù hợp cho Việt nam. v.d. với 1.500 giờ vận hành đầy tải, diện tích trực tiếp yêu cầu là 5-8 m²/MWh. IRENA (TL. 12) đưa ra một con số chung đối với điện mặt trời là 10 m²/MWh.

Thông tư số 16/2017/TT-BCT ngày 12/9/ 2017 quy định về *phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện áp dụng cho các dự án điện mặt trời* quy định yêu cầu sử dụng đất cho điện mặt trời là nhỏ hơn 12 m²/kW_p (diện tích trực tiếp). Dự án điện mặt trời Xuân Thiên Thuận Bắc sử dụng diện tích đất là 11m²/kW_p (240 MW_p và 259 ha, TL. 11). Dự án điện mặt trời Cát Hiệp sử dụng diện tích đất là 12 m²/ kW_p (49,9 MW_p, 60 ha, TL. 10).

Việc làm

Vận hành nhà máy điện mặt trời Cát Hiệp (50 MW) ở tỉnh Bình Định tạo ra công việc toàn thời gian cho 30 người vận hành và bảo dưỡng (TL.10). Nhà máy điện mặt trời Xuân Thiên Thuận Bắc 200 MW ở tỉnh Ninh Thuận sử dụng 100 người làm trong vận hành và bảo dưỡng (TL.11).

Nhiều phần của hệ thống điện mặt trời có thể được chế tạo ở Việt Nam.

Nghiên cứu và phát triển

Công nghệ pin mặt trời là sản phẩm thương mại nhưng vẫn luôn được cải tiến và giảm chi phí (loại 3). Xu hướng trong các hoạt động nghiên cứu và phát triển (NC&PT) phản ánh sự thay đổi hướng tập trung từ các vấn đề chế tạo và tăng công suất (2005-2010) và các chủ đề giảm giá thành (2010-2013) sang thực hiện các giải pháp hiệu suất cao và lập tài liệu về các vấn đề tuổi thọ/độ bền (2013-). NC&PT được thực hiện chủ yếu ở các nước có cơ sở chế tạo, như Đức, Trung Quốc, Hoa Kỳ, Đài Loan và Nhật Bản.

Những giả định và triển vọng phát triển xa hơn

Chi phí của các dự án điện mặt trời đã giảm nhiều. Giá của các mô đun mặt trời có thể thấy trên website <http://pvinsights.com/>. Đến giữa tháng 7/2017, giá trung bình của panen silicon đa tinh thể là 0,328 USD/Watt, với giá xuống thấp đến 0,29 USD/Watt.

Một đánh giá của Cục Năng lượng Đan Mạch và Công ty Ea Energy Analyses (2017) cho thấy tổng chi phí đầu tư của nhà máy điện mặt trời (bao gồm các dàn pin mặt trời, các bộ biến đổi điện và các phần phụ trợ của nhà máy) đã giảm khoảng 0,80 USD / W_p đối với các nhà máy điện mặt trời lớn (cỡ MW). Mức giá này là lấy từ những cuộc phỏng vấn các nhà cung cấp điện mặt trời của Đan Mạch và thông quan phân tích của các cuộc đấu thầu quốc tế gần đây về nguồn phát điện mặt trời.

Theo báo cáo của IRENA tổng chi phí đầu tư của dự án điện mặt trời trong năm 2017 là trong khoảng 1 - 3 USD/W, với giá trị trung bình là 1,4 USD/W. Dự báo đến năm 2020 giá này sẽ giảm khoảng 40% (TL. 5). Kết quả này về tổng chi phí đầu tư nhà máy điện mặt trời là phù hợp với bảng ở dưới đây.

Sự chênh lệch giá giữa các mức của quốc tế và các mức của Việt Nam được kỳ vọng là sẽ được thu nhỏ vì kinh nghiệm lắp đặt các nhà máy điện mặt trời ở Việt Nam sẽ tăng lên.

Giá các dàn pin mặt trời đã giảm nhiều; mức giảm 23% trong đơn hàng đã đạt được sau mỗi khoảng thời gian sản lượng tích lũy tăng lên gấp đôi.

ASEAN (TL. 14) mô tả các chi phí đầu tư đối với lắp đặt điện mặt trời. Đối với các tổ máy có công suất trên 1 MW, chi phí đầu tư trung bình 1.963USD₂₀₁₆ /MW_p (tính từ bảy dự án ở Indonesia, Malaysia, Thái Lan và một dự án tương lai ở Việt Nam).

Ví dụ về các dự án hiện có

Điện mặt trời công suất lớn: Nhà máy điện mặt trời hồ Bầu Ngự (TL. 11)

Nhà máy điện mặt trời hồ Bầu Ngự ở Ninh Phước, huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận có công suất đặt là 61,8 MW_p tương ứng với 50 MW phát lên lưới điện. Dự án đã bắt đầu xây dựng từ tháng 3/2018 và sẽ hoàn thành vào tháng 6/2019. Nhà máy điện mặt trời hồ Bầu Ngự sử dụng các dàn pin mặt trời cố định nghiêng 12° và góc phương vị là 180°. Mô đun silicon đa tinh thể được sử dụng với panen có công suất 330 W_p và hiệu suất là 17%. 187200 panen mặt trời được sử dụng, chia thành 52 block, mỗi block có một bộ biến điện công suất 1 MW_{ac}. Tổng diện tích đất sử dụng của Nhà máy điện mặt trời hồ Bầu Ngự là khoảng 75ha (trong đó 38,62 ha là hồ Bầu Ngự), suất sử dụng đất danh định là 12 m²/kW_p. Tổng vốn đầu tư của dự án là 55,75 tr.USD (quy đổi về USD 2016, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và lãi trong thời gian xây dựng), tương ứng với suất chi phí đầu tư danh định là 0,9 tr.USD₂₀₁₆/MW_p và 1,1 tr.USD₂₀₁₆/MW_{ac}. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những thành phần trên) là 67,2 tr.USD, tương ứng 1,08 tr.USD₂₀₁₆/MW_p.

Điện mặt trời công suất lớn: Nhà máy điện mặt trời Gelex Ninh Thuận (TL.12)

Nhà máy điện mặt trời Gelex Ninh Thuận ở huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận, có công suất lắp đặt là 50 MW_p. Nhà máy bắt đầu xây dựng từ tháng 6/2018 dự kiến đưa vào vận hành tháng 6/2019. Nhà máy sử dụng công nghệ panen đặt cố định nghiêng góc 11° và góc phương vị là 180°. Nhà máy sử dụng hơn 150.000 panen mặt trời đa tinh thể loại 325 W_p, chia thành 20 block, mỗi block sử dụng 1 bộ biến đổi điện 2000 kVA từ DC sang AC. Hiệu suất của panen mặt trời ở điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn là 16,3%. Diện tích chiếm đất của dự án là khoảng 60 ha tương ứng 12.000 m²/MW_p. Tổng vốn đầu tư là 43,62 tr.USD₂₀₁₆ (quy đổi về

USD 2016, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và lãi trong thời gian xây dựng), tương đương suất đầu tư danh định là 0,87 tr.USD₂₀₁₆/MW_p. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những thành phần trên) là 53,84tr.USD, tương ứng 1,08tr.USD₂₀₁₆/MW_p.

Điện mặt trời trên mái nhà: Hệ thống điện mặt trời trên mái tòa nhà của EVN

Hệ thống điện mặt trời trên mái tòa nhà của EVN (quận Ba Đình, Hà Nội) có tổng công suất là 20 kW_p, thời gian xây dựng dự án là 45 ngày từ tháng 8 đến tháng 9/2017. Hệ thống bao gồm 64 panen mặt trời 310 W_p với tổng diện tích là 130 m². Mô đun mặt trời được sử dụng là loại silicon đa tinh thể (poly c-Si) có hiệu suất hơn 16%. Tổng chi phí đầu tư của hệ thống là 22.000USD, tương ứng 1,1tr.USD₂₀₁₆/MW_p.

Ước tính số liệu

Bảng 11 trình bày số liệu về hai trường hợp nhà máy điện mặt trời trong nước quy mô lớn, số liệu trong CNCN của Indonesia cho năm 2020 và số liệu ước tính trung bình trong CNCN của Việt Nam cho năm 2020. Đối với công suất phát điện, yêu cầu diện tích, tỷ số DC/AC và vốn đầu tư danh định, hai trường hợp này là tương tự nhau và do đó số liệu ước tính cho năm 2020 sẽ dựa vào chúng. Đối với những thông số còn lại sử dụng CNCN của Indonesia trừ chi phí đầu tư được tính riêng ở bên dưới. Tuy nhiên, đối với chi phí cố định của VH&BD, do CNCN của Indonesia bao gồm cả tiền thuê đất mà chi phí này không được bao gồm trong CNCN này của Việt Nam, nên CNCN của Đan Mạch được sử dụng để tính các chi phí VH&BD.

Bảng 11: Nhà máy điện mặt trời công suất lớn. Số liệu về các nhà máy điện cụ thể, CNCN của Indonesia cho 2020 và số liệu trung bình ước tính năm 2020 cho CNCN Việt Nam.

Thông số chính	Số liệu trung bình của các trường hợp cụ thể		CNCN Indonesia (2020)			CNCN Việt Nam (2020)
	Hồ Bàu Ngự	Gelex Ninh Thuận	Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn	
Năm xây dựng	2019	2019				
Công suất phát của một tổ máy (MW _e)			0,0002			0,0002
Công suất phát của cả nhà máy (MW _e)	50	40	10	1	50	50
Yêu cầu diện tích (1000 m ² / MW _e)	12	12	9	7	15	12
Suất đầu tư danh định (tr.USD/MW _e)	1,1	1,09	0,83	0,70	2,00	1,1
Chi phí VH-BD cố định (USD/MW _e /năm)	-	-	15.000	11.300	18.800	9.200
Công suất đỉnh (MW _p)	61,8	50	60			62,5
Hệ số DC/AC (W _p /W _{ac})	1,24	1,25	1,1			1,25

Bảng 12 trình bày số liệu ước tính chi phí đầu tư lấy từ các tài liệu tham chiếu quốc tế khác nhau. Những dự kiến trong báo cáo của ASEAN là cao, có liên quan đến 8 dự án trong số những dự án đầu tiên tương ứng của mỗi nước. Những chi phí thấp hơn là các số trong CNCN của Indonesia. Những ước tính này dựa vào tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm là 22% với công suất điện mặt trời dự kiến cho tương lai (giá trị trung bình nằm giữa kịch bản 2 DS và kịch bản 4 DS của IEA).

Đối với năm 2020 chi phí đầu tư của hai nhà máy điện mặt trời cụ thể được trình bày ở trên được sử dụng. Đối với năm 2030 giá trị trung bình của các số ước tính từ các nguồn khác được giả định là sự ước tính trung bình tốt nhất cho CNCN của Việt Nam (sử dụng giá trị trung bình của 5 giá trị của năm 2030). Đối với năm 2050, giá trị trung bình cũng được sử dụng nhưng là giá trị trung bình của ba số liệu ước tính cho năm 2050 và số liệu ngoại suy từ những số ước tính trong báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2018 của IEA cho năm 2040.

Bảng 12: Chi phí đầu tư trong các nghiên cứu quốc tế đối với các nhà máy điện mặt trời công suất lớn

	2017	2020	2030	2040	2050
IEA WEO 2016. Chi phí vốn (tr.USD₂₀₁₆/MW)					
Trung Quốc		1,02	0,84	0,76	
Ấn Độ		1,00	0,80	0,72	
IEA WEO 2018. Chi phí vốn (tr.USD₂₀₁₆/MW)					
Trung Quốc	1,12			0,64	
Ấn Độ	1,12			0,62	
IRENA 2018 (tr.USD₂₀₁₆/MW)					
Chung	1,40				
Trung Quốc	1,10				
NREL ATB (tr.USD₂₀₁₆/MW)					
			1,15		0,93
CNCN (2017) (tr.USD₂₀₁₆/MW)					
Indonesia (10 MW, hệ số DC/AC là 1,1)		0,83	0,61		0,45
Đan Mạch (4 MW, hệ số DC/AC là 1,35)		0,94	0,78		0,63
ASEAN (2016) (tr.USD₂₀₁₆/MW) – 8 dự án hiện có trong dải công suất 1 - 20 MW. Trung bình là 5,5 MW.					
	1,96				
CNCN Việt Nam (tr.USD₂₀₁₆/MW)					
		1,1	0,84		0,65

Phần mô tả trong chương này là dựa vào Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch (TL. 1).

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Cục Năng lượng Đan Mạch và Energinet (2018): Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch “Dữ liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng”.
2. PVGIS © European Communities 2001-2012.
3. Ea Energy Analyses, 2017, “Đường cong lĩnh hội kinh nghiệm dựa vào giá công nghệ”.
4. Solaren, 2017, <http://solaren-power.com/bifacial-modules/>, Truy cập ngày 11/9/2017.
5. IRENA (2018): Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi.
6. Phân tích năng lượng của Ea và DHI GRAS (2017): Phân tích chi phí – lợi ích của kinh tế vĩ mô cho việc tích hợp năng lượng tái tạo
7. PVGIS, solargis.com/maps-and-gis-data/download/Vietnam
8. NREL. (2009). Nhu cầu sử dụng đất của các nhà máy điện gió hiện đại ở Hoa Kỳ. Golden: NREL. Lấy từ www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf, Truy cập ngày 9/9/2018.
9. Năng lượng tái tạo thế giới (2013)
10. Viện Năng lượng (2017): “Nhà máy điện mặt trời Cát Hiệp – Báo cáo thiết kế kỹ thuật”.
11. Viện Năng lượng (2017): “Nhà máy điện mặt trời hồ Bàu Ngự – Báo cáo nghiên cứu khả thi và thiết kế cơ sở”.
12. UNCCD và IRENA (2017): Năng lượng và sử dụng đất. Viễn cảnh đất toàn cầu. Tài liệu làm việc (Lấy từ www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf Truy cập ngày 17/10/2018)

13. Tổng công ty tài chính quốc tế (2015): Nhà máy điện mặt trời quy mô công ty. Hướng dẫn của nhà phát triển dự án. Tập đoàn NHTG.
14. Trung tâm Năng lượng ASEAN (2016): Chi phí quy dẫn sản xuất điện của các công nghệ NLTT được lựa chọn trong các nước thành viên của ASEAN. Lấy từ:
<http://cloud.aseanenergy.org/s/1AK7OzwGCHn5iAM> , Truy cập ngày 26/10/2018.
15. Viện Năng lượng,” báo cáo nghiên cứu khả thi và thiết kế cơ sở”, 2017
16. Peng, J., Lu, L., & Yang, H. (2013). Xem xét đánh giá vòng đời, thời gian hoàn năng lượng và phát thải khí nhà kính của các hệ thống điện mặt trời. Điểm tin về năng lượng tái tạo và bền vững, 19, 255-274.
17. Đường cơ sở công nghệ hàng năm của NREL (2018):
<https://atb.nrel.gov/electricity/2018/index.html?t=su>

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

Công nghệ	Điện mặt trời – Quy mô lớn nổi lưới								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWp)	0,0002	0,0002	0,0002					C	5
Công suất phát của cả nhà máy (MWac)	50	50	50	10	200	1	50		1
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	-	-	-	-	-	-	-	A	
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	-	-	-	-	-	-	-	A	
Ngừng bắt buộc (%)	-	-	-	-	-	-	-		
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	-	-	-	-	-	-	-		
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	25	15	35	20	40		1;6
Thời gian xây dựng (năm)	1,0	0,5	0,5	0,5	1,5	0,25	1		1;9
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWac)	14	13	13	8	18	6	18		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	21,1	21,7	22,8	14	22	16	23		1;2
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	21,1	21,7	22,8	14	22	16	23		1;2
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWac)	1,10	0,84	0,65	0,70	2,00	0,40	0,80	D;R	1;3;4
- trong đó thiết bị (%)	51	50	47						
- trong đó lắp đặt (%)	49	50	53						
Chi phí cố định VH&BD (\$/MWac/năm)	11.000	8.800	7.400	8.300	13.800	5.600	9.400	Q	5;6
Chi phí biến đổi VH&BD (\$/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Chi phí khởi động (\$/MWac/khởi động)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu riêng về công nghệ									
Tổng bức xạ GHI (kWh/m2/năm)	1.900	1.900	1.900					F	7
Hệ số công suất DC/AC (Wp/Wac)	1,2	1,2	1,2					G	9;10
Hệ số chuyển dịch của hệ thống nghiêng cố định	1,01	1,01	1,01					H	7
Tỷ số hoạt động (%)	0,81	0,84	0,87					I	5;6
Hiệu suất của mô đun mặt trời (%)	19	23	26						6
Mức khả dụng (%)	100	100	100						6
Tuổi thọ của bộ biến điện	15	15	15						6
Đầu ra									
Số giờ vận hành đầy tải (kWh/kWac)	1.850	1.900	2.000					J; L	
Số giờ đầy tải công suất đỉnh (kWh/kWp)	1.550	1.600	1.650					K; L	

Tài liệu tham chiếu

- 1 Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện"
- 2 Số liệu phân tích từ www.renewables.ninja for multiple locations in Indonesia.
- 3 IEA, Viễn cảnh năng lượng thế giới, 2015.
- 4 Tiếp cận đường cong kinh nghiệm để xây dựng các thông số tài chính.
- 5 VH&BD nhà máy điện mặt trời Cirata 1 MW và triển vọng tài chính, Chia sẻ kinh nghiệm. PJB.
- 6 Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch "Số liệu công nghệ các nhà máy năng lượng, 2012, Cập nhật điện mặt trời năm 2015.
- 7 PVGIS © European Communitites 2001-2012.
- 8 Dự báo giá công nghệ dựa vào đường cong kinh nghiệm. Ea Energy Analyses, 2017
- 9 Nhà máy điện mặt trời Gelex Ninh Thuận ở huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận có công suất đặt là 50MWp
- 10 Nhà máy điện mặt trời hồ Bầu Ngư ở huyện Ninh Phước và Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận có công suất đặt là 61,8 MWp.

Ghi chú:

- A Xem "Hiệu suất biến đổi của mô đun PV (%)". Sự cải tiến trong phát triển công nghệ cũng được bao gồm trong hệ số công suất, chi phí đầu tư và yêu cầu diện tích.

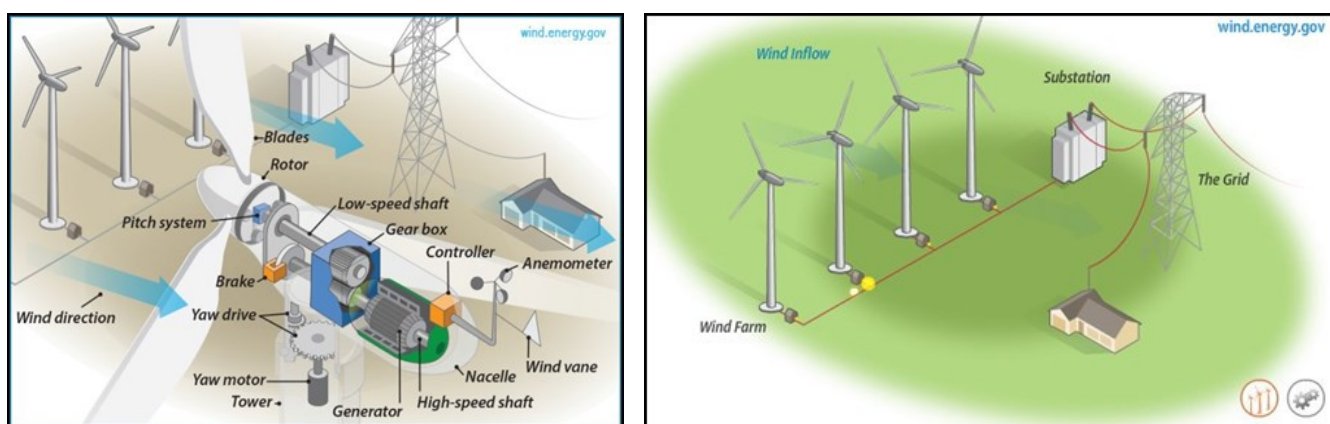
- B Sản lượng từ hệ thống điện mặt trời phản ánh sự thay đổi hàng năm, hàng ngày của bức xạ mặt trời. Điều này có thể giảm bớt điện mặt trời và thực hiện nhanh.
- C Liệt kê là MWe. MWp sẽ cao hơn khoảng 10 %.
- D Những giả định mô tả trong phần "Những giả định và triển vọng cho phát triển tiếp "
- E Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25 %.
- F Bức xạ tổng là số đo tiềm năng nguồn năng lượng có sẵn và phụ thuộc vào vị trí địa lý chính xác. 1.900 kWh/m^2 là tương ứng với địa điểm tốt ở Java.
- G DC/AC thể hiện trong các bảng là công suất đỉnh của mô đun chia cho công suất của nhà máy. Hệ số quy mô công suất được đặt là cùng một giá trị cho tất cả các năm, vì nó không phải là hệ số kỹ thuật của hệ thống mà là nó xác định hệ số quy mô còn suất. Hệ số quy mô công suất được chọn theo sự sử dụng, mang tải mong muốn của bộ biến đổi điện mà nó cũng có thể phản ánh sự mong muốn tối đa hóa sản lượng năng lượng từ một công suất AC (giới hạn) cho trước
- H Hệ số chuyển vị (TF) mô tả sự tăng năng lượng mặt trời mà có thể nhận được do nghiêng mô đun so với nằm ngang và sự giảm năng lượng mặt trời nhận được do lệch hướng so với hướng nam. Hệ số TF được đặt là cùng một giá trị cho tất cả các năm và các cỡ của hệ thống, vì nó không phải là hệ số kỹ thuật của hệ thống, mà chỉ để xác định. Ở Indonesia, hệ số TF của các hệ thống cố định là rất thấp, chỉ tăng thêm 0-1 % sản lượng năng lượng.
- I Hệ số hoạt động (PR) của hệ thống pin mặt trời là tỷ số của năng suất của dòng điện xoay chiều (AC) và năng suất danh định dòng điện một chiều (DC) của máy phát điện. Hệ số PR đánh giá tổn thất do bức xạ thấp và tổn thất trong dây cáp và bộ biến đổi điện. Hệ số hoạt động thấp hơn đối với các nhà máy điện mặt trời ở Indonesia so với các địa điểm ở Bắc Âu vì tổn thất nhiệt độ cao hơn ở Indonesia. Một dự án đang triển khai của PJB tại một địa điểm trên đảo Simeulue, Aceh, dự kiến có hệ số hoạt động là 80 %.
- J Số giờ đầy tải được tính dựa vào các giá trị khác trong bảng. Công thức tính là: Số giờ đầy tải = $1046 \cdot \text{hệ số quy mô công suất} \cdot \text{hệ số chuyển vị} \cdot \text{hệ số hoạt động}$
- K Còn gọi là suất sản lượng năng lượng năm (kWh/kWp) của mô đun mặt trời. Giá trị này được tính từ công thức: Số giờ đầy tải công suất đỉnh = $1046 \cdot \text{hệ số chuyển vị} \cdot (1 - \text{tổn thất bộ điều chỉnh góc sự cố}) \cdot (1 - \text{tổn thất của hệ thống điện mặt trời, vv...}) \cdot (1 - \text{tổn thất bộ biến đổi}) \cdot (1 - \text{tổn thất lưới điện AC})$
- L Hệ số công suất = Số giờ đầy tải / 8760.
- M Giá thị trường quốc tế hiện tại đối với các hệ thống điện mặt trời quy mô công ty được ước tính dựa vào những cuộc phỏng vấn và sự đánh giá của các nhà phát triển Đan Mạch và Đức về công suất điện mặt trời năm 2016 và đầu năm 2017. Giá quốc tế dự báo là dựa vào ước tính tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm đối với các mô đun và bộ biến đổi điện (tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm là 20 %) và cân bằng của nhà máy (tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm là 10 %) và dự báo công suất điện mặt trời tích lũy dựa vào kịch bản 450 ppm của IEA. Tỷ lệ giảm giá của mô đun mặt trời và bộ biến đổi điện theo thời gian là kết quả của tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm so với cân bằng của nhà máy. Giá của Indonesia được giả định là hơi cao hơn trong những năm đầu và sau đó chuyển dần về mức giá quốc tế.
- P "Suất vốn đầu tư của toàn hệ thống trên công suất đặt định mức W(AC)" được tính là "suất vốn đầu tư trên Wp(DC)" nhân với hệ số quy mô công suất.
- Q Chi phí VH&BD bao gồm bảo hiểm và thay đổi định kỳ các bộ biến đổi điện và tiền thuê đất. Chi phí VH&BD hàng năm là dựa vào CNCN của Đan Mạch.
- R Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

5. ĐIỆN GIÓ

Mô tả tóm tắt công nghệ

Tua bin gió lớn trên bờ điển hình được lắp đặt hiện nay là loại trục ngang, ba cánh, ngược gió, nổi lưới, sử dụng bước điều chỉnh xung lực, tốc độ thay đổi và điều khiển hướng lệch để tối ưu hóa trong tốc độ gió biến đổi.

Các tua bin gió hoạt động bằng cách nhận động năng từ gió bằng 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 độ và hộp số này lại nối với máy phát điện có tốc độ trung bình, cao hoặc thấp. Máy phát điện biến đổi năng lượng quay của trục thành năng lượng điện. Trong các tua bin gió hiện đại, bước của các cánh rotor được điều chỉnh để làm tối đa sản lượng điện ở tốc độ gió thấp và duy trì công suất điện ổn định và giới hạn ứng suất cơ học và tải lên tua bin ở tốc độ gió cao. Ví dụ mô tả chung công nghệ tua bin và hệ thống điện sử dụng tua bin có hộp số được trình bày trong hình sau.



Hình 15: Tổng quan công nghệ tua bin gió và hệ thống điện

Các tua bin gió được thiết kế để hoạt động trong một dải tốc độ gió được giới hạn bởi tốc độ gió thấp “bắt đầu phát điện (cut in)” và cao “ngừng phát điện (cut-out)”. Khi tốc độ gió thấp hơn mức cut-in thì năng lượng trong gió là quá thấp để sử dụng. Khi gió đạt tốc độ cut-in thì tua bin bắt đầu hoạt động và phát điện. Khi tốc độ gió tăng lên, điện phát ra của tua bin cũng tăng lên, và đến một tốc độ gió nhất định tua bin sẽ đạt công suất định mức. Ở tốc độ gió cao hơn, bước cánh sẽ được điều khiển để duy trì công suất phát điện. Khi tốc độ gió đạt tốc độ cut-out, tua bin ngừng hoặc vận hành ở chế độ giảm công suất để tránh hư hỏng cơ học.

Những tua bin gió trên bờ có thể được lắp như là các tua bin đơn, các nhóm tua bin hoặc những trang trại lớn có nhiều tua bin.

Các trang trại điện gió ngoài khơi phải chịu được môi trường đại dương khắc nghiệt và chi phí bảo dưỡng cao hơn (lắp đặt ở ngoài biển, móng và cáp điện đắt hơn, quá trình thực hiện chậm hơn do có nhiều rủi ro và phụ thuộc vào thời tiết). Các hợp phần điện và cơ khí trong tua bin gió cần bảo vệ chống ăn mòn và móng ngoài khơi cũng rất tốn kém. Chi phí lắp đặt cao, làm cho chi phí đầu tư cao hơn nhiều so với tua bin trên bờ có cùng công suất. Tuy nhiên, nguồn gió ngoài khơi tốt hơn và các địa điểm trên bờ bị giới hạn.

Trang trại điện gió gần bờ là trường hợp đặc biệt của điện gió xa bờ ở đây được xác định bởi độ nước sâu lớn nhất và khoảng cách đến bờ dẫn đến chi phí đầu tư của điện gió gần bờ là thấp hơn so với điện gió xa bờ nhưng cao hơn điện gió trên bờ. Điện gió gần bờ có thể được coi là trung gian giữa điện gió trên bờ và điện gió xa bờ. Định nghĩa về trang trại điện gió gần bờ là dựa vào vị trí của dự án ở nơi có độ sâu của nước nhỏ hơn 10m (móng của tua bin gió nằm trong khoảng độ sâu từ 0m đến -10m) và khoảng cách đến bờ không

quá 12km. Trong bối cảnh của Việt Nam, chỉ có loại điện gió gần bờ được đưa vào và công nghệ này gọi là điện gió xa bờ trong các bảng số liệu ở chương này.

Những đổi mới công nghệ như móng nổi có thể làm giảm chi phí trong tương lai và cho phép các trang trại gió ngoài khơi cũng sẽ được làm ở những vùng nước sâu, dù hiện nay công nghệ này chưa được triển khai ở mức thương mại.

Trang trại điện gió xa bờ được xây dựng với các tua bin công suất lớn và số lượng nhiều.

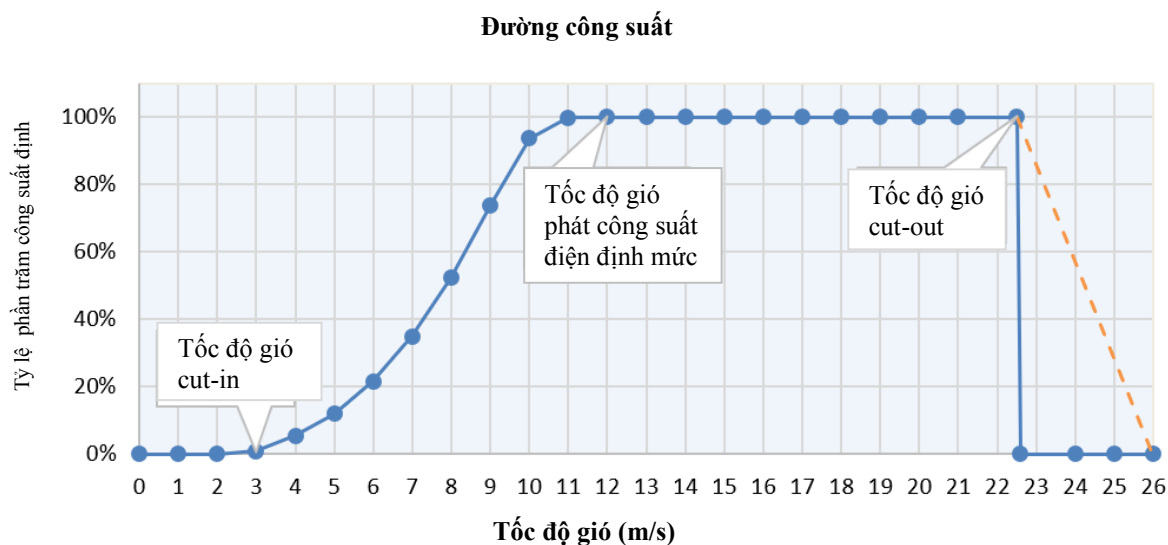
Các tua bin gió thương mại được giám sát và điều khiển bằng hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu (SCADA).

Các tiêu chuẩn kỹ thuật về đấu nối các trang trại gió có thể có những khác nhau giữa các hệ thống điện. Xem TL.16 và TL.17. Tuy nhiên, để đơn giản, những yêu cầu đặc trưng đối với máy phát điện gió có thể gộp nhóm như sau:

- Dung sai – là một dải các điều kiện về hệ thống điện mà các trang trại điện gió phải tiếp tục vận hành;
- Điều khiển công suất phản kháng – thường bao gồm những yêu cầu đóng góp vào điều khiển điện áp trên mạng lưới điện;
- Điều khiển công suất hữu công;
- Những thiết bị bảo vệ; và
- Chất lượng điện.

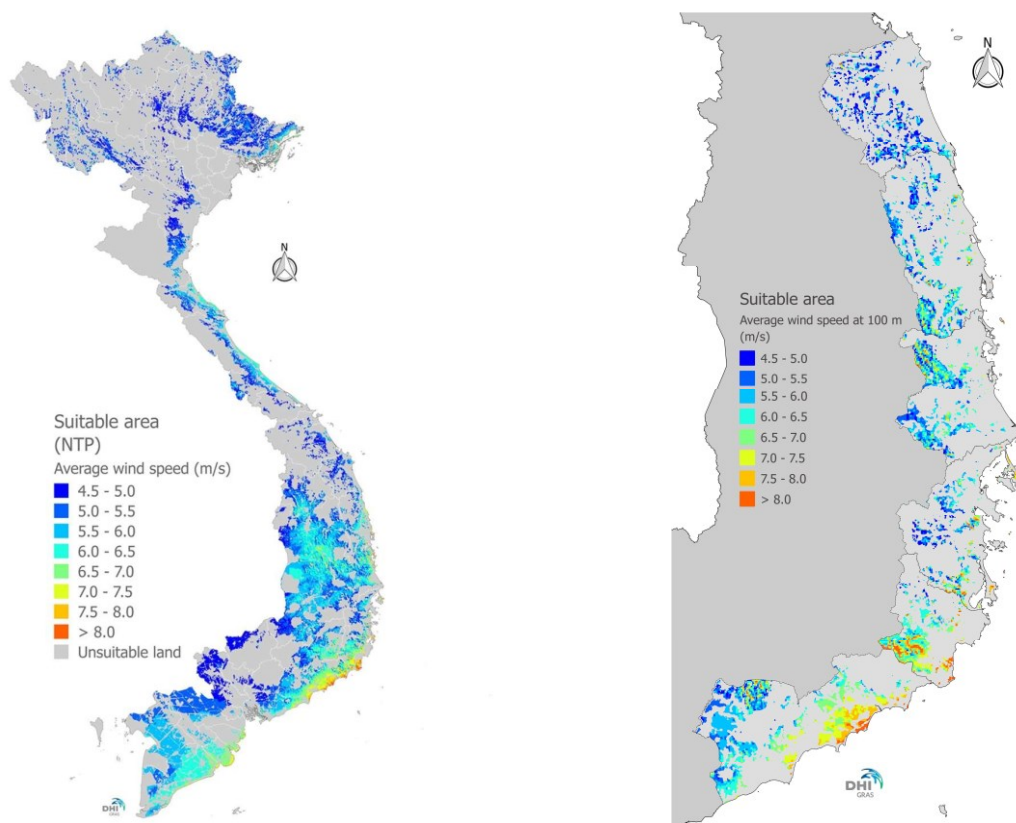
Năng lượng đầu vào

Năng lượng đầu vào là gió. Tốc độ gió cut-in (dừng máy do tốc độ gió yếu): 3-4 m/s. Tốc độ gió phát công suất điện định mức là 10-12 m/s. Tốc độ gió cut-out (dừng cường bức) hoặc quá độ sang chế độ vận hành giảm công suất là khoảng 22-25 m/s đối với tua bin trên bờ và 25-30 m/s đối với tua bin ngoài khơi. Một số nhà sản xuất áp dụng cut-out mềm đối với tốc độ gió cao (là đường nét đứt màu cam trong hình) tạo ra tốc độ gió cut-out đến 26 m/s đối với tua bin trên bờ (TL. 16).



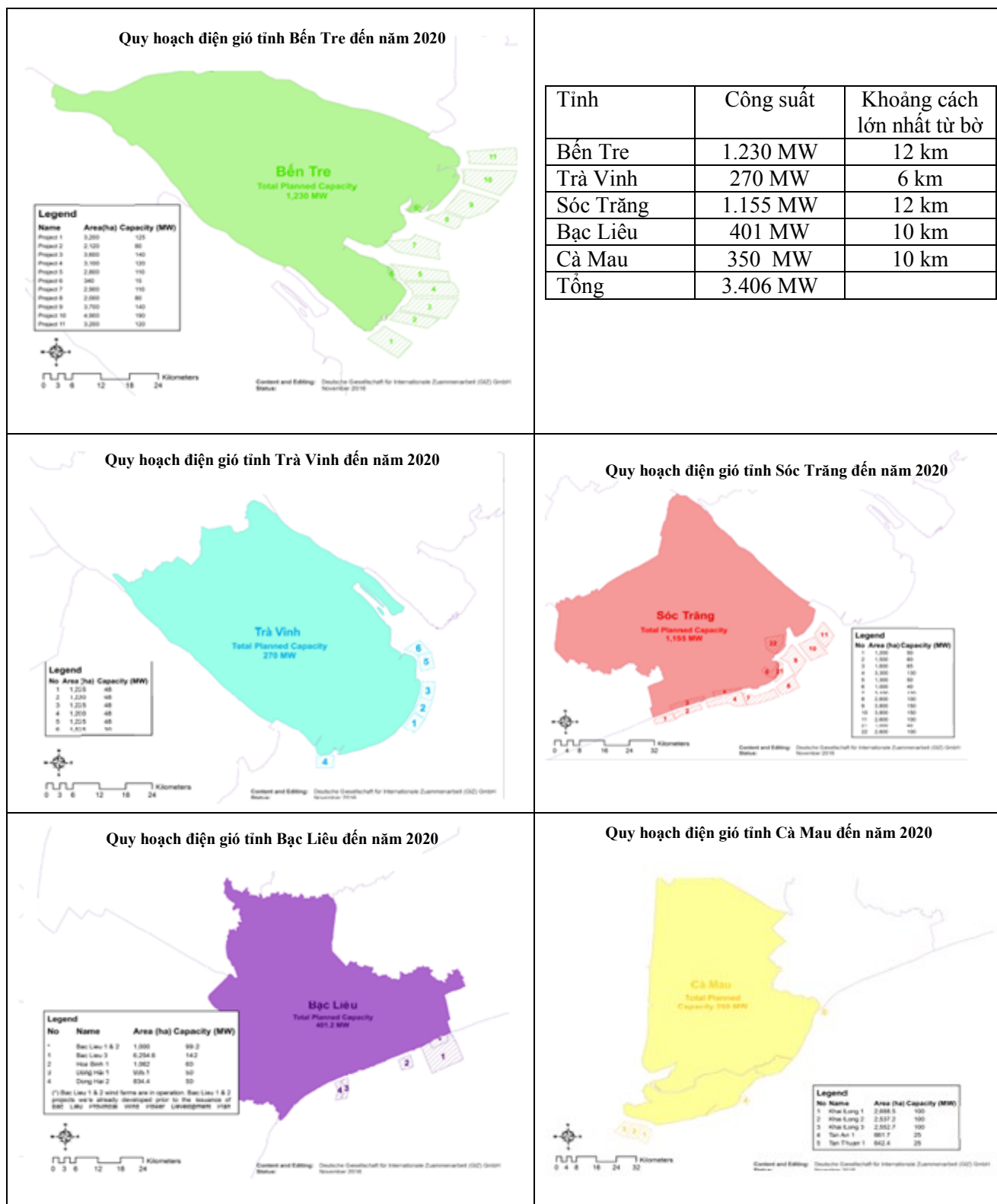
Hình 16: Đường công suất của một tua bin gió đặc trưng.
Một số tua bin có đường cut-out từ từ (đường nét đứt) thay vì đường cut-out truyền thống.

Nói chung, ở Việt Nam hiếm có nguồn gió trên bờ tốt. Tuy nhiên có một ít vị trí có tốc độ gió trung bình trên 8 m/s.



Hình 17: Những khu vực phù hợp của tiềm năng kỹ thuật cấp quốc gia (NTP) có vận tốc gió trung bình (bên trái) và tiềm năng kỹ thuật cấp tỉnh (bên phải) TL. 17. Chỉ hiển thị lãnh thổ Việt Nam phần đất liền

Hình bên dưới trình bày danh mục một số địa điểm điện gió gần bờ, với tổng công suất là 3.400 MW.



Hình 18: Ví dụ về các địa điểm điện gió tiềm năng gần bờ (TL. 24).

Trong bảng dưới đây có chỉ dẫn về ảnh hưởng chi phí của khoảng cách từ địa điểm dự án đến bờ và độ sâu của nước. Có thể thấy rằng ảnh hưởng của độ sâu của nước có tác động cao nhất đến chi phí (trong những ví dụ đã được xem xét). Những kết quả tương tự cũng thấy trong TL.10 (với những tính toán riêng).

Độ nước sâu/ Khoảng cách từ bờ	4km	8km	10km	12km	15km	20km	25km
5m							
10m	0,967	0,974	0,978	0,982	0,988	0,998	1,008
15m	1,000	1,008	1,012	1,016	1,022	1,033	1,043
20m	1,034	1,042	1,046	1,050	1,056	1,067	1,078
25m	1,067	1,075	1,080	1,084	1,090	1,102	1,113
30m	1,124	1,133	1,137	1,241	1,148	1,160	1,172
35m	1,237	1,247	1,252	1,257	1,264	1,277	1,290

Hình 19: Hệ số chi phí đầu tư công suất theo khoảng cách đến bờ và độ nước sâu đối với Đan Mạch. (TL. 25).

Tuy nhiên có những địa điểm cho thấy có tốc độ gió hấp dẫn. Dựa vào số liệu trên bản đồ về các nguồn gió của Việt Nam, hệ số công suất đặc trưng đối với tua bin gió hiện đại trên bờ ở những vị trí tốt là vào khoảng 35% tương ứng khoảng 3.055 giờ đầy tải / năm. Sự ước tính này là dựa vào đường đặc tính công suất điện của tua bin có tốc độ gió thấp (có rotor lớn so với công suất của tua bin) và những địa điểm đã được chọn theo các điều kiện ở độ cao 100 m của trục tua bin.

Năng lượng phát ra hàng năm của tua bin gió phụ thuộc rất nhiều vào tốc độ gió trung bình ở vị trí tua bin. Tốc độ gió trung bình phụ thuộc vào vị trí địa lý, chiều cao của trục tua bin, và độ gồ ghề của bề mặt địa hình. Địa hình đồi núi cũng ảnh hưởng đến lưu lượng gió, và do đó địa hình dốc yêu cầu các mẫu phức tạp hơn, trong khi các điều kiện gió địa phương ở vùng địa hình bằng phẳng thường phụ thuộc vào độ gồ ghề của bề mặt. Cũng vậy, những vật cản tại địa điểm như rừng và đối với các tua bin nhỏ là các tòa nhà và hàng rào cũng làm giảm tốc độ gió hoặc sự ảnh hưởng của các tua bin ở gần. Do sự gồ ghề ở mặt biển là thấp, nên sự thay đổi tốc độ gió theo chiều cao là nhỏ đối với các vị trí ngoài khơi; Sự tăng tốc độ gió do thay đổi chiều cao từ 50m lên 100m là khoảng 8%, so với 20% đối với các địa điểm đặc trưng ở trong đất liền.

Phải thực hiện đo gió trong thời gian ít nhất 1 năm để dự báo sản lượng điện. Phải thực hiện các cuộc đo ở trên cùng độ cao với độ cao của trục tua bin gió.

Công suất đặc trưng

Có thể phân loại các tua bin gió theo công suất ghi trên nhãn máy. Hiện nay, các tua bin lắp trên bờ có công suất trong dải từ 2 đến 6 MW và các tua bin lắp đặt ngoài khơi trong dải 3-8 MW (TL. 16).

Hai thông số thiết kế chính xác định công suất phát điện của tua bin gió. Ở tốc độ gió thấp, sản lượng điện năng là hàm số của diện tích quét của rotor tua bin. Ở tốc độ gió cao, công suất định mức của máy phát điện sẽ xác định công suất đầu ra. Mối tương quan giữa các đặc tính cơ, điện và chi phí của chúng sẽ quyết định thiết kế tua bin tối ưu cho từng địa điểm cụ thể.

Công suất của các tua bin gió đã tăng ổn định theo các năm. Máy phát điện càng lớn, độ cao trục tua bin càng cao và rotor càng lớn thì điện năng phát ra từ tua bin gió càng tăng. Công suất riêng càng thấp (mức tăng diện tích của rotor lớn hơn mức tỷ lệ thuận để tăng công suất định mức của máy phát điện) sẽ cải thiện hệ số công suất (sản lượng điện năng / công suất máy phát), vì công suất ra ở tốc độ gió dưới công suất định mức sẽ tỷ lệ thuận với diện tích quét của rotor. Ngoài ra, nhìn chung, độ cao của trục tua bin càng cao thì sẽ có nguồn gió càng tốt.

Việc lắp đặt các tua bin lớn trên bờ đòi hỏi có cơ sở hạ tầng phát triển tốt để vận chuyển các kết cấu lớn của tua bin vào địa điểm. Nếu cơ sở hạ tầng chưa có sẵn, thì chi phí lắp đặt sẽ cao hơn nhiều, và có thể sự đầu tư

vào các tua bin nhỏ sẽ tốt hơn là phải cố gắng đầu tư vào cơ sở hạ tầng. Tuy nhiên, cũng có trường hợp cơ sở hạ tầng được xây dựng cùng với dự án, như dự án Lake Turkana của Vestas ở Kenya (TL. 16).

Cấu hình điều chỉnh

Điện năng từ tua bin gió thay đổi lớn vì phụ thuộc vào nguồn gió. Do đó, cấu hình điều chỉnh phụ thuộc vào tình hình thời tiết. Trong thời gian gió lặng (tốc độ gió nhỏ hơn 4-6 m/s) tua bin gió không thể điều chỉnh công suất được mà chỉ điều chỉnh điện áp.

Với nguồn gió có đủ tốc độ (tốc độ gió cao hơn 4-6 m/s và thấp hơn 25-30 m/s) tua bin gió luôn luôn có thể điều chỉnh xuống, và trong nhiều trường hợp cũng có thể điều chỉnh lên, với điều kiện là khi đó tua bin đang chạy ở chế độ hạn chế công suất (v.d. với công suất đầu ra được đặt ở mức thấp hơn công suất có thể phát dựa vào nguồn gió khả dụng).

Nhìn chung, tua bin gió có thể vận hành ở công suất lớn nhất theo đường đặc tính công suất và chỉ có thể điều chỉnh tăng lên nếu tua bin đang vận hành ở mức công suất dưới mức công suất khả dụng thực tế. Chế độ vận hành này là có thể về mặt kỹ thuật và nhiều nước yêu cầu tua bin có tính năng này. Tuy nhiên, chế độ này ít khi sử dụng vì người vận hành hệ thống sẽ được yêu cầu bù cho chủ nhà máy điện gió phần doanh thu bị giảm (TL. 2).

Phát điện của tua bin gió có thể điều chỉnh xuống nhanh và đặc điểm này thường xuyên được sử dụng để cân bằng lưới điện. Thời gian khởi động từ lúc chưa phát điện đến đầy tải phụ thuộc vào nguồn gió khả dụng.

Các loại tua bin mới (DFIG và loại dựa vào bộ biến điện) cũng có khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ cho lưới điện như điều khiển công suất vô công, dự phòng quay, ổn định hệ thống điện, vv..

Ưu điểm/ nhược điểm

Ưu điểm:

- Không có phát thải làm ô nhiễm môi trường cục bộ từ vận hành.
- Không có phát thải khí nhà kính từ vận hành.
- Chi phí ổn định và có thể dự báo được do chi phí vận hành thấp và không mất chi phí nhiên liệu.
- Công nghệ có tính mô đun cho phép mở rộng công suất theo nhu cầu, tránh phát triển quá nhiều và bị kẹt vì các chi phí.
- Thời gian thực hiện ngắn so với hầu hết các công nghệ khác.

Nhược điểm:

- Sử dụng đất:
 - Xây dựng trang trại điện gió có thể phải phát quang những khu rừng.
 - Mật độ dân số cao sẽ còn ít chỗ cho trang trại điện gió.
- Sản lượng năng lượng thay đổi.
- Do tính chất bất định của tốc độ gió trong tương lai nên dự báo sản lượng điện phát có thể là một thách thức
- Đóng góp công suất khiêm tốn so với các nhà máy nhiệt điện.
- Ảnh hưởng tầm nhìn và tiếng ồn.

Môi trường

Năng lượng gió là nguồn năng lượng sạch.

Ảnh hưởng môi trường từ chế tạo tua bin gió là nhỏ và tương đương với ảnh hưởng môi trường của các ngành sản xuất công nghiệp bình thường khác. Khai mỏ và tinh chế kim loại hiếm của đất để sử dụng trong các nam châm vĩnh cửu là một mối quan tâm (TL. 3,4,5).

Yêu cầu về diện tích đất

Diện tích trực tiếp là diện tích mà trên đó có các công trình của nhà máy điện (các tua bin và đường vào). *Tổng diện tích* bao gồm tất cả các khu vực của dự án. Các trang trại điện gió có thể chiếm một diện tích đất lớn. Với khoảng cách giữa các tua bin là 6-8 lần đường kính của rotor, thì tổng diện tích đất chiếm của một trang trại điện gió là 0,2 m²/W. Tuy nhiên, sau khi lắp đặt, hơn 90% tổng diện tích đất vẫn có thể sử dụng cho mục đích khác, như nông nghiệp. Do đó diện tích trực tiếp sẽ là < 0,02 m²/W.

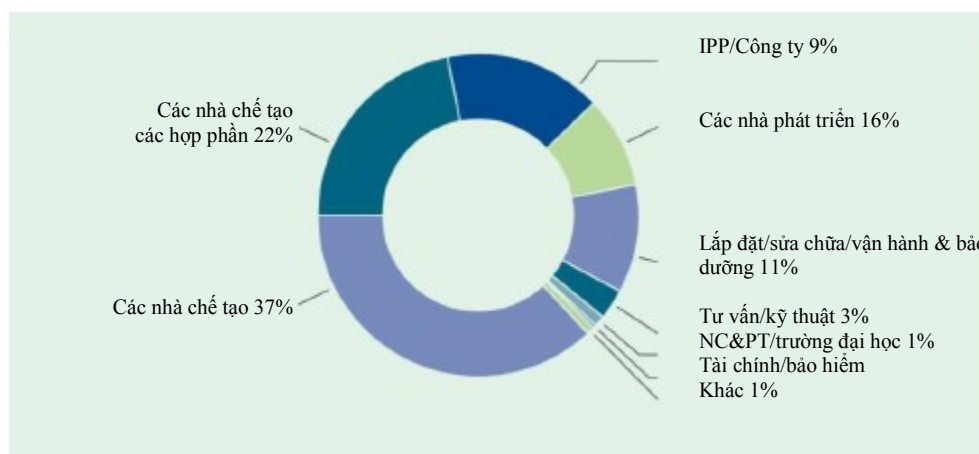
Báo cáo của NREL (TL. 19) trình bày chi tiết về những thách thức liên quan đến việc xác định diện tích đất sử dụng của dự án. Những giá trị đối với các dự án cụ thể phụ thuộc vào công suất của tua bin và nguồn gió.

Thông tư số 02/2019/TT-BCT (ngày 15/1/2019) về Quy định thực hiện phát triển dự án điện gió và hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện gió quy định diện tích chiếm đất có thời hạn của dự án điện gió không vượt quá 0.0035 m²/W.

Việc làm

Ở Ấn Độ, tổng công suất điện gió trên bờ là 22.465 MW, tính đến 2014, đã tạo ra việc làm cho khoảng 48.000 người, có nghĩa một MW công suất đặt của điện gió tạo ra 2,1 việc làm tại chỗ trong các dự án điện gió trên bờ (TL. 7,8). Dự án điện gió trên bờ 300 MW Lake Turkana ở Kenya đã thuê 1.500 công nhân trong giai đoạn xây dựng và 150 công nhân trong giai đoạn vận hành, trong số đó ba phần tư là từ các cộng đồng địa phương, như vậy suất việc làm dài hạn là 0,5 việc làm/MW. (TL. 14).

Hình dưới đây minh họa sự phân bổ việc làm trong các ngành công nghiệp khác nhau dựa vào điện gió ở Châu Âu.



Hình 20: Việc làm trực tiếp theo loại công ty dựa vào các dự án trang trại điện gió ở Châu Âu (TL. 6).

Nghiên cứu và phát triển

Công nghệ điện gió đã được thương mại, nhưng vẫn thường xuyên được cải tiến và giảm giá thành (loại 3).
Tiềm năng NC&PT (TL. 3,9):

- Giảm chi phí đầu tư nhờ các phương pháp thiết kế cải tiến và các công nghệ tua bin gió tốc độ thấp.
- Các phương pháp xác định nguồn gió hiệu quả hơn, bao gồm các điều kiện thiết kế bên ngoài, v.d. các chế độ gió bình thường và cực đoan.

- Thông số khí động học được cải thiện.
- Giảm chi phí VH&BD do cải thiện độ tin cậy của các phần trong tua bin gió.
- Sự phát triển trong các dịch vụ hỗ trợ và tương tác với các hệ thống năng lượng.
- Công cụ được cải tiến đối với dự báo điện gió và tham gia vào cân bằng và thị trường trong ngày.
- Cải thiện chất lượng điện. Sự thay đổi nhanh công suất trong vận hành của điện gió có thể là một thách thức đối với lưới điện.
- Giảm tiếng ồn. Công nghệ mới có thể giảm tổn thất bằng chế độ giảm tiếng ồn và có thể sử dụng địa điểm tốt hơn, ở những nơi mà tiếng ồn dẫn đến phải hạn chế số lượng tua bin.
- Công nghệ tích trữ điện có thể cải thiện nhiều giá trị của điện gió, nhưng hiện nay còn đắt.
- Xa bờ:
 - Tiếp tục nâng công suất tua bin
 - Loại móng mới phù hợp cho công nghiệp hóa
 - Phát triển hệ thống điện của trang trại gió cấp điện áp 66kV thay cho cấp điện áp hiện nay là 33 kV.
 - Cải tiến giám sát trong giai đoạn vận hành để giảm tổn thất khả dụng và đảm bảo vận hành tối ưu

Những giả định và triển vọng phát triển xa hơn

Kinh nghiệm phát triển điện gió ở Việt nam là rất hạn chế và do đó không có số liệu thống kê chi phí tin cậy.

Số liệu từ các dự án điện gió trên bờ của Đan Mạch (số liệu năm 2013 và 2014) cho thấy giá đầu tư trung bình của các dự án này là khoảng 1,4 tr. USD/MW (TL. 10). Ở Đức, giá trung bình trong báo cáo năm 2012 là cao hơn, khoảng 1,8 tr. USD/MW (TL. 11) và có lẽ có tính đại diện hơn cho bối cảnh của Việt Nam vì nguồn gió của Đức là khiêm tốn trên nhiều địa điểm, do đó phù hợp hơn đối với các tua bin gió có tốc độ gió thấp.

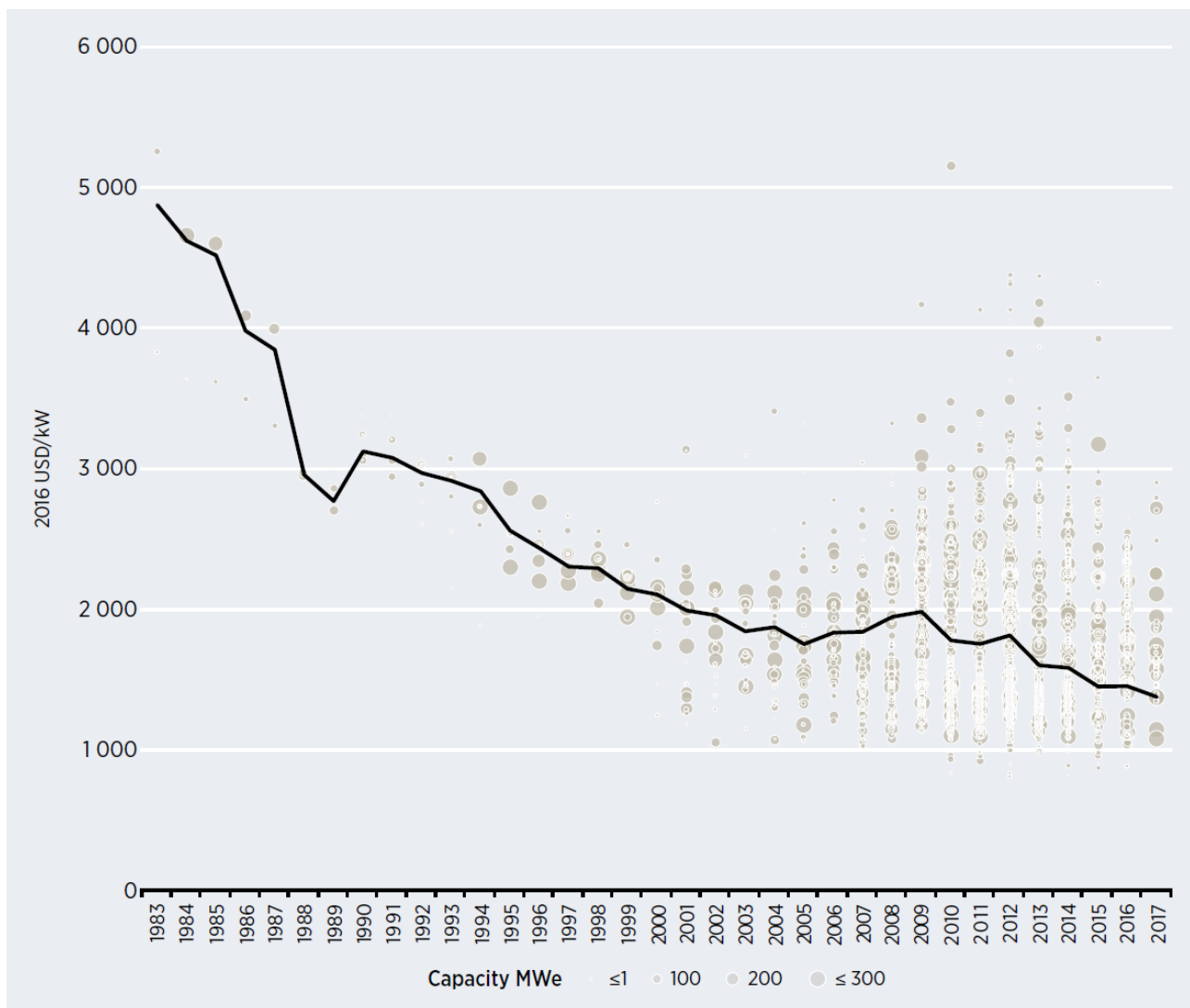
Về chi phí đầu tư được cập nhật, công suất điện cụ thể và tốc độ gió, cũng có thể xem trên website sau của IEA: community.ieawind.org/task26/dataviewer

Số liệu của IRENA (TL. 18) cho thấy tổng chi phí đầu tư của dự án điện gió trên bờ là 1,5 tr.USD/MW vào năm 2017 – dựa trên cơ sở dữ liệu rộng.

Ở Hoa Kỳ, chi phí đầu tư trung bình của điện gió trên bờ chỉ hơi thấp hơn 2,0 tr. USD/MW vào năm 2012, nhưng từ đó chi phí này đã giảm xuống còn khoảng 1,7 tr. USD/MW vào 2015 (TL. 12). Chi phí theo báo cáo của Ấn Độ và Trung Quốc là thấp hơn cho giai đoạn 2013-2014, 1,3-1,4 tr. USD/MW, nhưng theo IRENA, chi phí cao hơn nhiều, khoảng 2,6 tr. USD/MW (nhưng với sự thay đổi lớn) đối với các nước “Châu Á khác” (TL. 13).

Trong báo cáo dự báo chi phí năng lượng gió và các động lực của chi phí, không đề cập đến nước cụ thể nhưng chi phí trung bình điện gió ngoài khơi đưa ra là 1,78 tr. USD/MW, đại diện cho giá trung bình năm 2014 mà các chuyên gia gió toàn cầu đã báo cáo. (TL. 15).

Cần lưu ý rằng những chi phí đầu tư báo cáo ở trên bao gồm cả chi phí phát triển dự án và chi phí nối lưới.



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Hình 21: Tổng chi phí lắp đặt của các dự án điện gió trên bờ và giá trị bình quân gia quyền, 1983-2017 (TL.18)

Sự phát triển công nghệ xa hơn và giảm chi phí của các nhà chế tạo tua bin gió có thể trông đợi giảm chi phí đầu tư hơn nữa đến năm 2020. Phát triển gần đây với giá đấu thầu thấp ở Mexico (2017: 20,6USD/MWh, tổng chi phí) và ở Đan Mạch (2018: 3,5 USD/MWh premium trên giá thị trường) đã cho thấy xu hướng giảm giá xuống rất thấp.

Mặt khác, do kinh nghiệm về tua bin gió ở Việt Nam còn hạn chế, nên có thể có thêm chi phí so với những nước đã triển khai tua bin gió công suất lớn. Một đánh giá của nhà sản xuất tua bin gió cho thấy chi phí đầu tư ở Indonesia là 1,4-1,5 tr.USD/MW.

Xét sự thay đổi chi phí giữa các nước/khu vực như trình bày ở trên, giá 1,5tr.USD/MW được coi là số ước tính tốt nhất cho quy hoạch giá tua bin gió công suất lớn trên bờ sẽ được xây dựng ở Việt Nam đến năm 2020.

Dự báo chi phí và thông số hoạt động sau năm 2020

Tua bin gió trên bờ có thể được xem là sản phẩm đã có, mà sự phát triển công nghệ tiếp tục có bước tiến đáng kể, và giá thành năng lượng đã giảm liên tục. Trong khi giá và thông số hoạt động của các tua bin gió trên bờ đến nay đã được biết rõ, thì những cải tiến công nghệ trong tương lai, sự tăng công nghiệp hóa, hiểu biết chung và tính kinh tế của quy mô công suất được kỳ vọng sẽ làm giá năng lượng ngày càng giảm hơn. Suất sản lượng năm (hệ số công suất / số giờ đầy tải) dự kiến sẽ tiếp tục tăng. Sự tăng sản lượng chủ yếu do suất công suất thấp hơn nhưng cũng do tăng độ cao của tua bin, đặc biệt ở những khu vực có tốc độ gió thấp, và sự tăng hiệu suất trong các phần khác nhau cũng sẽ góp phần vào tăng sản lượng. Dựa vào dự báo trong TL.10 chúng tôi giả định rằng đến năm 2030 hệ số công suất tăng 1,6% so với năm 2020 và đến năm 2050 tăng 4,8%.

Những dự đoán về giảm chi phí được thực hiện sử dụng nguyên tắc tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm. Tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm biểu diễn ý tưởng là mỗi lần một đơn vị công nghệ cụ thể được chế tạo, thì một sự hiểu biết nào đó sẽ được tích lũy dẫn đến giá thành đơn vị sản phẩm tiếp theo của công nghệ đó sẽ rẻ hơn. IEA đã kỳ vọng công suất tích lũy của tua bin gió sẽ tăng gấp đôi trong khoảng giữa 2020 và 2030 và đến năm 2050 tăng 4-5 lần so với năm 2020. Giả sử tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm là 12.5% /năm, sẽ tạo ra sự giảm chi phí khoảng 13% đến năm 2030 và khoảng 25% đến năm 2050¹¹.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy điện gió trên bờ: Trang trại điện gió Phú Lạc

Trang trại điện gió Phú Lạc ở huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận. Tổng công suất của nhà máy là 50 MW. Giai đoạn 1 là 24 MW khởi công xây dựng vào tháng 7/2015 và vận hành thương mại bắt đầu từ tháng 9/2016.

Nhà máy điện gió Phú Lạc sử dụng tua bin gió loại 2 MW có trục tua bin ở độ cao 95 m, đường kính cánh của tua bin là 100 m. Đây là loại tua bin gió lớn nhất được sử dụng ở Việt Nam cho đến nay. Tốc độ gió bắt đầu phát điện và ngừng phát điện tương ứng là 3 m/s và 22 m/s. Theo số liệu vận hành thực tế, hệ số công suất của nhà máy là 19,6%. Trang trại điện gió này chiếm tổng diện tích đất là 400 ha trong đó diện tích có ảnh hưởng trực tiếp lâu dài là 9,3 ha (~3.800m²/MW) và diện tích có ảnh hưởng trực tiếp tạm thời là 8,64 ha (~3.600m²/MW), thỏa mãn những quy định trong Thông tư 32/2012/TT-BCT ngày 12/11/2012. Đất dự án chủ yếu là đất trồng, không có dân cư và năng suất nông nghiệp rất thấp. Chủ đầu tư có kế hoạch phát triển điện gió kết hợp với điện mặt trời, sản xuất nông nghiệp công nghệ cao và du lịch.

Tổng vốn đầu tư là 46,95 tr.USD (quy đổi về USD 2016, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuê và lãi trong thời gian xây dựng) bằng suất đầu tư danh định là 1,94 tr.USD/MW. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những thành phần trên) là 51,05tr.USD, tương ứng 2,1 tr.USD/MW.

Trang trại điện gió gần bờ: Trang trại điện gió Bạc Liêu

Trang trại điện gió Bạc Liêu ở thành phố Bạc Liêu, tỉnh Bạc Liêu, có tổng công suất lắp đặt là 99,2 MW, chia thành hai giai đoạn. Giai đoạn 1 của trang trại điện gió này là 16 MW, bắt đầu xây dựng từ tháng 9/2010 và hoàn thành vào tháng 5/2013, giai đoạn 2 là 83,2 MW, đã khánh thành vào tháng 1/2016.

Trang trại điện gió Bạc Liêu là trang trại điện gió gần bờ, bao gồm 62 tua bin, mỗi tua bin có công suất là 1,6 MW. Tua bin ở độ cao 80m (độ cao của thân tua bin), mỗi tua bin có trọng lượng hơn 200 tấn. Cánh tua bin có bán kính là 42 m được làm từ chất dẻo đặc biệt, có hệ thống tự điều chỉnh để tránh hư hỏng khi có bão. Hệ số công suất của nhà máy là 22,8%. Diện tích chiếm đất của toàn bộ trang trại điện gió này là khoảng 500 ha.

¹¹Phương pháp luận này được mô tả trong phụ lục 2 của CNCN Indonesia về dự báo chi phí của các công nghệ sản xuất điện. Tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm 12,5 % là dựa vào nghiên cứu của TC Edward S. Rubin, Inês M.L. Azevedo, Paulina Jaramillo, Sonia Yeh: Bài thẩm định. Đánh giá về tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm đối với các công nghệ cung cấp điện. Elsevier 2015

Tổng vốn đầu tư của trang trại điện gió Bạc Liêu là 234 tr.USD, tương ứng 2,36 tr.USD/MW vốn đầu tư danh định.

Về tổng quan các dự án điện gió xa bờ hiện nay của quốc tế, xem TL. [23 và 24]

Ước tính số liệu

Bảng dưới đây trình bày số liệu của dự án Phú Lạc, là trường hợp trong nước, số liệu từ CNCN của Indonesia và những giá trị ước tính cho CNCN của Việt Nam cho năm 2020. Mức chi phí đầu tư điện gió trên bờ trong CNCN của Việt Nam dựa vào sự kết hợp chi phí của dự án trong nước ở Phú Lạc và số liệu từ CNCN của Indonesia cho năm 2020. Vì chỉ có một dự án trong nước nên đã dựa nhiều hơn vào CNCN của Indonesia cho năm 2020. Về chi phí VH & BD các giá trị trong CNCN của Indonesia là rất cao so với các nguồn khác, v.d. CNCN của Đan Mạch năm 2018. Do đó đã chọn dựa nhiều hơn vào CNCN của Đan Mạch. Tuy nhiên, chi phí này đã được cộng thêm 50% để đại diện cho chi phí cao hơn trong thị trường kém phát triển hơn của Việt Nam (tương ứng với sự chênh lệch giữa chi phí đầu tư của Đan Mạch và của Việt Nam).

Bảng 13: Số liệu về nhà máy điện gió trên bờ lấy từ các nhà máy trong nước, CNCN của Indonesia cho 2020 và ước tính số liệu trung bình cho năm 2020 trong CNCN của Việt Nam.

Thông số chính	Dự án trong nước	CNCN của Indonesia (2020)			CNCN của Việt nam (2020)
		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn	
Năm xây dựng	2016				
Công suất phát của một một máy (MW _e)	2	3,5			3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MW _e)	24	70			30
Thời gian xây dựng (tháng)	14	18			18
Yêu cầu diện tích (1000 m ² / MW _e)	7,4	14			14
Suất vốn đầu tư danh định (tr.USD/MW _e)	1,94	1,5	1,4	2,0	1,60
Chi phí cố định của VH&BD (USD/MW _e /năm)		60.000	30.000	70.000	60.000
Đường kính rotor (m)	100				100
Độ cao của thân tua bin (m)	95				95
		CNCN của Đan Mạch (2020)			
Chi phí VH&BD cố định (USD/MW _e /năm)	-	27.000	24.300	29.700	
Chi phí VH&BD biến đổi (USD/MWh)	-	2,8	2,5	3,1	

Bảng 14: Số liệu về nhà máy điện gió gần bờ cho các dự án trong nước và số liệu từ CNCN của Đan Mạch cho năm 2020

Tên	Bạc Liêu (Gần bờ)	CNCN của Đan Mạch (2020)		
		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn
Công suất của tổ máy	1,6	10	4	10
Công suất của nhà máy	99,2	-		
Năm xây dựng	2013 (GĐ 1) 2016 (GĐ 2)			
Thời gian xây dựng (tháng)	30 (GĐ 1)	24	12	36
Độ cao của thân tua bin (m)	80	115	-	-
Đường kính rotor (m)	84	190	-	-
Tổng diện tích (1000 m ² /MW)	50,4	185	168	204
CAPEX [tr.USD ₂₀₁₆ /MW] bao gồm cả nối lưới	2,36	2,26	2,03	2,39

*Bảng 15: Chi phí đầu tư trong các nghiên cứu của quốc tế (Điện gió trên bờ và xa bờ).
Đối với điện gió xa bờ, bao gồm cả chi phí nối lưới điện¹²*

Trên bờ			
IEA WEO 2016. Chi phí vốn (2016USD / W)	2020	2030	2040
Trung Quốc	1,20	1,20	1,20
Ấn Độ	1,32	1,30	1,28
IEA WEO 2018. Chi phí vốn (2015USD / W)	2017		2040
Trung Quốc	1,20	-	1,18
Ấn Độ	1,08	-	1,04
IRENA 2018 (2016USD/W)	2016		
Chung	1,35		
Trung Quốc	1,20		
Ấn Độ	1,10		
CNCN (2016USD / W)	2020	2030	2050
CNCN của Indonesia (2017)	1,50	1,31	1,11
CNCN của Đan Mạch (2018) (cập nhật từ số liệu 2016)	1,12	1,03	0,94
CNCN của Việt Nam	1,60	1,31	1,11
Xa bờ (2016USD / W)			
IEA WEO 2016	2020	2030	2040
Trung Quốc	3,7	3,1	2,8
Ấn Độ	3,9	3,2	2,95
IEA WEO 2018	2020	2030	2040
Trung Quốc	4,1	-	2,7
Ấn Độ	3,3	-	2,2
	2020	2030	2050
CNCN của Indonesia (2017)	3,50	3,05	2,59
CNCN của Đan Mạch – gần bờ (2018)	2,26	1,98	1,69
CNCN của Đan Mạch – xa bờ (2018)	2,60	2,25	1,93
CNCN của Việt Nam	2,36	2,25	1,93

Đối với điện gió trên bờ ở Trung Quốc, Ấn Độ, Indonesia có sự nhất quán về những ước tính số liệu chung. Ước tính của Indonesia cho năm 2020 là tương đối cao – vì công nghiệp điện gió ở nước này đang ở giai đoạn đầu. Các giá trị ước tính của Đan Mạch là thấp hơn. Đối với điện gió trên bờ của Việt Nam, các trường hợp cụ thể đã được sử dụng cho năm 2020 và những giá trị quốc tế (của Indonesia) cho năm 2030 và 2050.

Đối với điện gió ngoài khơi, trường hợp cụ thể địa phương cũng được sử dụng cho năm 2020 và sau đó các giá trị của Đan Mạch được sử dụng cho các năm tiếp theo. Mức chi phí dự kiến ở Việt Nam cao hơn so với thị trường Bắc Âu đã rất phát triển. Do đó, ước tính chi phí cho điện gió ngoài khơi, không phải điện gió gần bờ, đã được sử dụng ở đây cho các dự án điện gió ngoài khơi của Việt Nam mặc dù chúng được dự kiến là ở gần bờ hơn. Đối với Việt Nam, điện gió xa bờ mô tả trong Cẩm nang Công nghệ này sẽ là ở nơi có nước sâu nhỏ hơn 10 m và cách bờ không quá 12 km.

¹² IEA WEO không rõ ràng về điều này, nhưng chi phí lưới điện dự kiến sẽ được đưa vào.

Tài liệu tham chiếu

Phần mô tả trong chương này là trích từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “*Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và phát nhiệt tập trung, Tích trữ năng lượng và phát, truyền dẫn và chuyển đổi năng lượng*”. Đã sử dụng những nguồn tài liệu sau:

1. EMD, Các nguồn năng lượng gió của Indonesia, <http://indonesia.windprospecting.com/>
2. Các tua bin gió tốc độ cố định và tốc độ biến đổi cung cấp dự phòng quay cho lưới điện, NREL, 2013.
3. Trường Đại học kỹ thuật Đan Mạch, Báo cáo năng lượng quốc tế - Năng lượng gió, 2014.
4. Đánh giá vòng đời sản xuất điện của một nhà máy điện gió trên bờ V112-3.3 MW, tháng 6/2014, Vestas Wind Systems A/S.
5. Công bố sản phẩm môi trường - SWT-3.2-133, siemens.dk/wind, 2014.
6. Gió đang hoạt động, Năng lượng gió và tạo việc làm ở EU, EWEA, 2008.
7. Năng lượng tái tạo và việc làm, Đánh giá năm 2016, IRENA, 2016.
8. Thống kê gió toàn cầu 2014, GWEC, 2015.
9. MegaWind, làm tăng giá trị của chủ nhà máy điện gió trong hệ thống năng lượng có tỷ lệ năng lượng gió cao, 2014.
10. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2012/2016. “Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và phát nhiệt tập trung, Tích trữ năng lượng và phát, truyền dẫn và chuyển đổi năng lượng.
11. IEA Wind Task 26 (2015). Công nghệ gió, Giá thành và xu hướng thông số hoạt động ở Đan Mạch, Đức và Hoa Kỳ: 2007–2012.
12. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ (2016). Báo cáo thị trường công nghệ gió 2015.
13. IRENA (2015). Giá thành phát điện năng lượng tái tạo năm 2014.
14. LEDS Global Partnership (2017), Lợi ích của chiến lược phát triển có phát thải thấp –Trường hợp dự án điện gió Lake Turkana của Kenya.
15. Wiser R, Jenni K, Seel J, Baker E, Hand M. Lantz E, Smith (2016). Dự báo chi phí năng lượng gió và những yếu tố tác động đến chi phí: Đánh giá của các chuyên gia hàng đầu thế giới.
16. Vestas (2017), Thông tin do bộ phận kinh doanh của Vestas cung cấp.
17. Ea Energy Analyses và DHI Gras (2017): Phân tích chi phí-lợi ích của kinh tế vĩ mô cho tích hợp năng lượng tái tạo. Xuất bản của Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
18. IRENA (2018): Chi phí phát điện NLTT năm 2017, Cơ quan NLTT quốc tế, Abu Dhabi.
19. NREL. (2009). Yêu cầu về sử dụng đất của các nhà máy điện gió hiện đại ở Hoa Kỳ. Golden: NREL. Lấy từ <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf>, Truy cập ngày 9/9/2018.
20. UNCCD và IRENA (2017): Năng lượng và sử dụng đất. Viễn cảnh đất toàn cầu. Working Paper. (lấy từ www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf truy cập ngày 17/10/2018)
21. Constantinos Sourkounis and Pavlos Tourou (2013): Những yêu cầu quy chuẩn về lưới điện cho tích hợp điện gió ở Châu Âu. Tài liệu hội nghị về năng lượng.
22. Mohseni and Islam (2012): Thăm định các quy chuẩn về lưới điện cho tích hợp điện gió: Tính đa dạng, công nghệ và trường hợp tiêu chuẩn toàn cầu. Thăm định năng lượng tái tạo và bền vững. Tập 16, Số 6, tháng 8/2012, trang 3876-3890.
23. Rodrigues, S.; Restrepo, C.; Kontos, E.; Teixeira Pinto, R.; Bauer, P. (2015): Những xu hướng của các dự án điện gió ngoài khơi. Đánh giá năng lượng tái tạo và bền vững, tập 49 – ngày 1/9/2015.

24. Arrambide; Inaki; Zubia, Itziar; Madariaga, Ander (2019): Đánh giá tới hạn sản lượng năng lượng của tua bin gió ngoài khơi và đánh giá tiềm năng của địa điểm. Nghiên cứu hệ thống, Tập 167 – ngày 1/2/2019.
25. Klinge Jacobsen, H., hevia Kich, P. A., & Wolter, C. (2016). Gần bờ so với xa bờ: Chi phí so sánh và những ưu thế cạnh tranh. Diễn đàn năng lượng I A E E, (Bergen Special 2016) 17-19.

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

Công nghệ	Điện gió – Trên bờ								
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	3,0	4,0	5,0						3
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	30	80	100						1
Hiệu suất điện thực (%) trên nhà								A	
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm									
Ngừng bắt buộc (%)	2,5	2,0	2,0						
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	0,16	0,16	0,16	0,05	0,26	0,05	0,26		3
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	27	30	30	25	35	25	40		3
Thời gian xây dựng (năm)	1,5	1,5	1,5						1
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	14	14	14						1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	-	-	-	-	-	-	-	D	
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	-	-	-	-	-	-	-	D	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	1,60	1,31	1,11	1.4	2.0	1.0	1.5	C	1
- trong đó thiết bị	65	65	65					B	2; 3
- trong đó lắp đặt	35	35	35					B	2; 3
Chi phí cố định VH&BD (\$/MWe)	40.500	37.800	35.900	36.500	44.600	28.700	43.100	E	4
Chi phí biến đổi VH&BD (\$/MWe)	4,2	3,9	3,6	3,8	4,7	2,8	4,3	E	4
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	0	0	0						
Số liệu riêng về công nghệ									
Đường kính rotor (m)	120	130	150	90	130	100	150		3
Chiều cao tâm tua bin (m)	90	100	110	85	120	85	150		3
Specific power (W/m2)	309	301	283	270	350	250	350		3
Độ khả dụng (%)	97	98	98	95	99	95	99		3

Tài liệu tham chiếu

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện"
2. IRENA (2015), Chi phí phát điện NLTT năm 2014
3. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2012/2016. Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và cấp nhiệt tập trung, tích trữ năng lượng, phát truyền dẫn và biến đổi năng lượng
4. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2018. Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và cấp nhiệt tập trung, tích trữ năng lượng, phát truyền dẫn và biến đổi năng lượng.
5. Số liệu của Vestas do Bộ phận kinh doanh cấp đối với Châu Á - Thái Bình Dương

Ghi chú

- A. Hiệu suất được xác định là 100%. Sự cải tiến trong phát triển công nghệ được thể hiện trong hệ số công suất, chi phí đầu tư và yêu cầu diện tích.
- B. Giá thiết bị của tua bin bao gồm cả vận chuyển, lắp đặt: Cơ sở hạ tầng điện của tua bin, công việc xây dựng, nối lưới, quy hoạch và quản lý. Tách cụ thể các chi phí có thể thay đổi nhiều giữa các dự án.
- C. Các chuyên gia của IEA ước tính công suất điện gió tăng gấp đôi giữa 2020 và 2030 và đến năm 2050 tăng 4-5 lần so với 2020. Với giả định tốc độ theo kinh nghiệm là 12,5 % /năm, điều này tạo ra sự giảm giá đến năm 2030 khoảng 13 % và đến năm 2050 khoảng 25 %.
- D. Với nguồn gió có đủ (tốc độ gió cao hơn 4-6 m/s và thấp hơn 25-30 m/s) các tua bin gió luôn có thể thực hiện điều chỉnh xuống, và trong nhiều trường hợp cũng có thể điều chỉnh lên, với điều kiện tua bin đang vận hành ở phương thức hạn chế công suất phát (tức là công suất đầu ra được đặt ở mức thấp hơn công suất có thể phát ở tốc độ gió đang có).
- E. Chi phí vận hành và bảo dưỡng được đặt 50 % cao hơn so với chi phí trong CNCN của Đan Mạch (TL.4 ở trên)

Công nghệ	Điện gió – xa bờ								
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	3,5	10,0	12,0	1,6	8,0	4,0	20,0		1
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	105	300	360	48	240	120	600		1
Ngừng bắt buộc (%)	4,0	3,0	3,0	1,0	5,0	1,0	5,0		1
Ngừng theo kế hoạch (%)	0,3	0,3	0,3	0,1	0,5	0,1	0,5		1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	27	30	30	20	35	20	35		1
Thời gian xây dựng (năm)	3,0	2,5	2,5	1,5	4	1,5	4		1
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	185	185	185	168	204	168	204		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Môi trường									
PM 2,5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	2,36	2,25	1,93	1,95	2,75	1,56	2,15	C	1
- trong đó thiết bị	45	45	45	40	50	40	50	A	1
- trong đó lắp đặt	55	55	55	50	60	50	60	A	1
Chi phí cố định VH&BD (\$/MWe)	50.000	43.000	36.000	45.000	53.000	29.000	40.000		1;2
Chi phí biến đổi VH&BD (\$/MWe)	3,7	3,1	2,5	3,4	3,8	1,9	2,7		1;2
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)	0	0	0						
Số liệu riêng về công nghệ									
Đường kính rotor (m)	120	210	240						1
Chiều cao tâm tua bin (m)	90	125	140						1
Specific power (W/m2)	309	353	332						1
Độ khả dụng (%)	97	97	98	95	99	95	99		1

Tài liệu tham chiếu

1. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2018. Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng.- Phát điện và cấp nhiệt tập trung, tích trữ năng lượng, phát truyền dẫn và biến đổi năng lượng.
2. Nhiệm vụ gió 26 của IEA, 2015, "Công nghệ gió, xu hướng giá và thông số vận hành ở Đan Mạch, Đức, Ireland, Na Uy, EU, và Hoa Kỳ: 2007–2012".

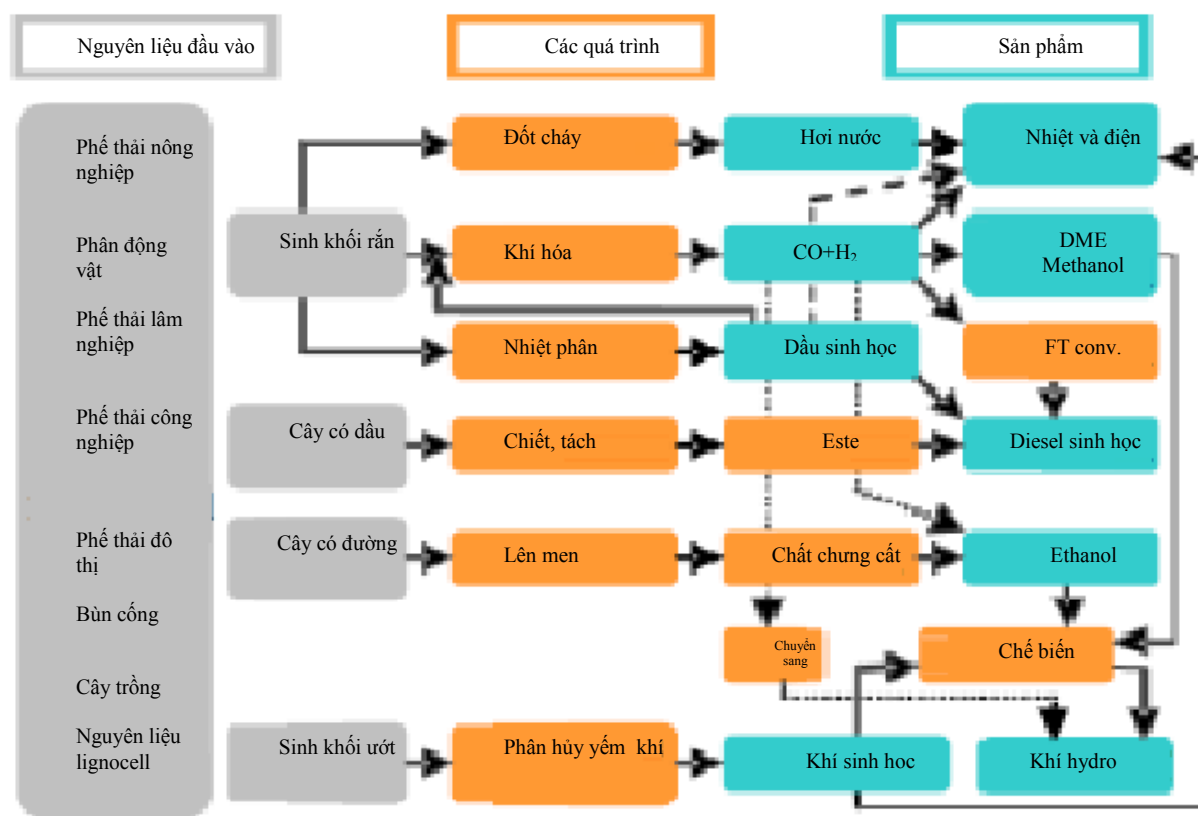
Ghi chú

- A. Giá thiết bị của tua bin bao gồm cả vận chuyển, lắp đặt: Cơ sở hạ tầng điện của tua bin, công việc xây dựng, nối lưới, quy hoạch và quản lý. Tách cụ thể các chi phí có thể thay đổi nhiều giữa các dự án.
- B. Với nguồn gió có đủ (tốc độ gió cao hơn 4-6 m/s và thấp hơn 25-30 m/s) các tua bin gió luôn có thể thực hiện điều chỉnh xuống, và trong nhiều trường hợp cũng có thể điều chỉnh lên, với điều kiện tua bin đang vận hành ở phương thức hạn chế công suất phát (tức là công suất đầu ra được đặt ở mức thấp hơn công suất có thể phát ở tốc độ gió đang có).
- C. Chi phí đối với điện gió xa bờ (không phải là gần bờ) trong CNCN của Đan Mạch (TL.1 ở trên) đã được sử dụng như một ước tính tốt nhất cho các dự án điện gió xa bờ ở Việt Nam

6. NHÀ MÁY ĐIỆN SINH KHỐI

Mô tả tóm tắt 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 để phát điện.

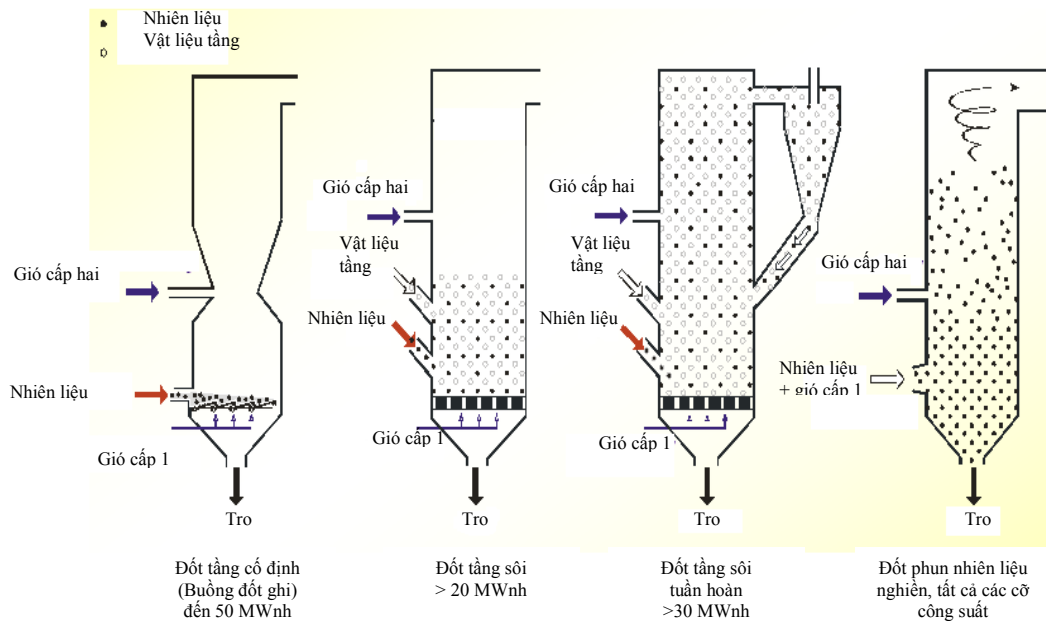


Hình 22: Các cách biến đổi sinh khối (TL. 1)

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, và 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% (TL. 2).

Nói chung, đốt trực tiếp sinh khối là dựa vào 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 khối 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 (TL. 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, chặt 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 bụi. Trong đốt bụi, sinh khối được nghiền hoặc chặt nhỏ và thổi 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. Rác thải đô thị được trình bày trong một chương riêng của Cẩm nang Công nghệ này.



Hình 23: Công nghệ đốt sinh khối công nghiệp (TL. 4)

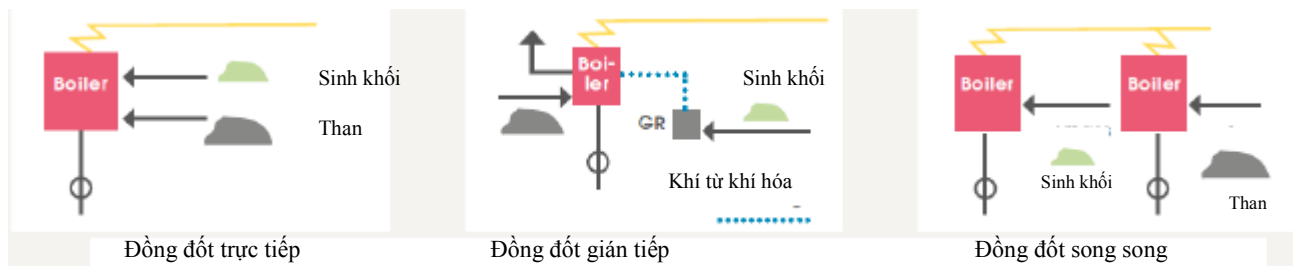
Bảng 16: Nhiệt trị của các loại nhiên liệu sinh khối (TL. 9)

Loại	LHV (GJ/ton)	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.

Đốt cùng với than

Có ba công nghệ có thể đốt than cùng với 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 tăng sôi có thể đốt tỷ lệ sinh khối cao hơn lò đốt than phun và đốt ghi cố định. Những nhà máy đồng đốt giành cho 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 (TL. 5).



Hình 24: Các cấu hình đồng đốt sinh khối khác nhau (TL. 6)

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.

Nhiên liệu 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 miscanthus có hàm lượng cao N, S, K, Cl vv. 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 ac mô nia (SNCR), phun đá vôi, lọc ngược, chất xúc tác DeNO_x vv... 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 đặc trưng

Lớn: lớn hơn 50 MW_e

Vừa: 10 – 50 MW_e.

Nhỏ: 1 – 10 MW_e.

Cấu hình điều chỉnh

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 được biết rõ.
- Đốt sinh khối 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.
- Trong dải công suất thấp (nhỏ hơn 10 MW) quy mô kinh tế là khá lớn.
- Khi đốt sinh khối trong lò hơi, clo và lưu huỳnh trong nhiên liệu sẽ kết thúc trong khí cháy và gây ra ăn mòn tường của lò hơi và các thiết bị khác. Điều này có thể làm hỏng các ống của lò hơi và các thiết bị khác 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 (TL. 9).

Môi trường

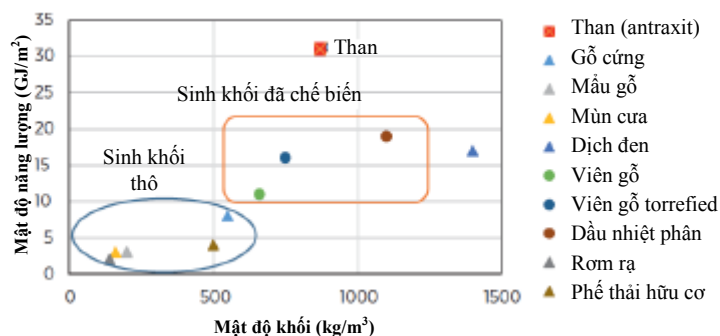
Ảnh hưởng sinh thái từ đốt sinh khối là sự độc hại, biến đổi khí hậu, và axit hóa. Tuy nhiên ảnh hưởng là nhỏ (TL. 10).

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.

Một 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%), phần còn lại sử dụng cho phát điện và nhiệt bao gồm đốt sinh khối trực tiếp có hiệu suất cao, đồng đốt sinh khối với than và khí hóa sinh khối. Những sử dụng hiện đại này, đặc biệt là đốt trực tiếp, hiện đang tăng lên ở Việt Nam. Phế thải dầu cọ ở dạng rắn và lỏng là những lựa chọn ưa thích nhất đối với nguồn sinh khối vì dễ tiếp cận và chế biến và cũng do tính có sẵn của nó.

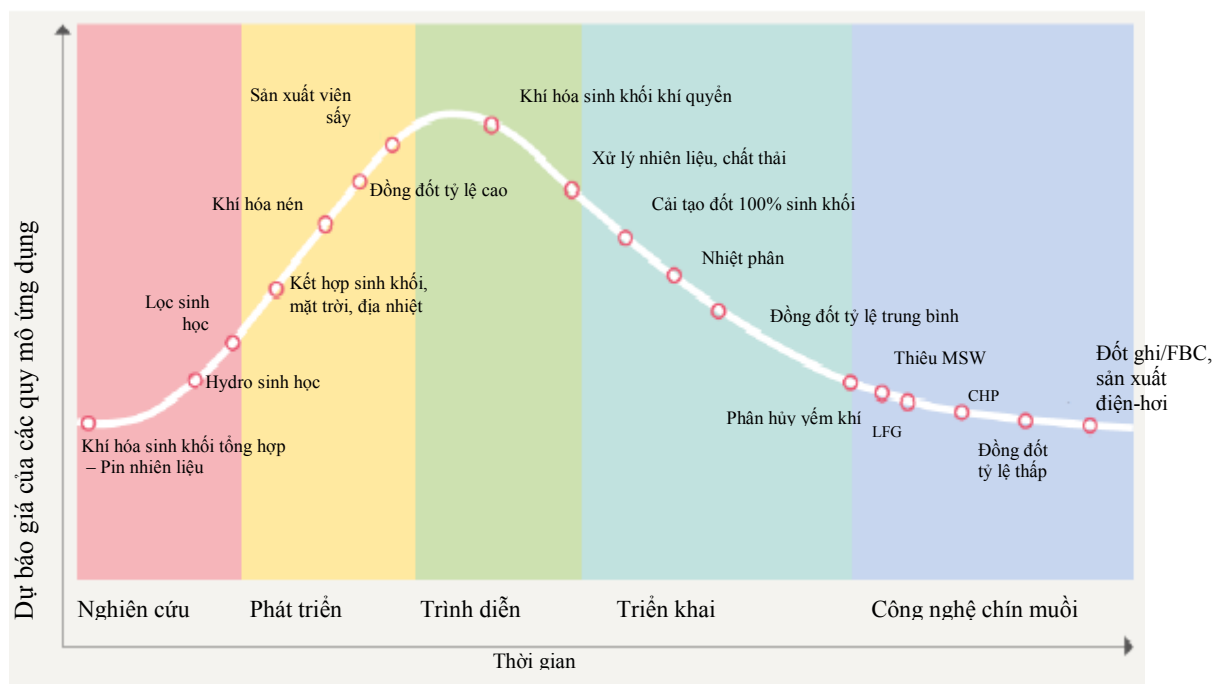
Sử dụng trực tiếp, truyền thống sinh khối cho các ứng dụng nhiệt và đun nấu dựa vào dải rộng nguồn sinh khối và đồ dùng đơn giản, nhưng hiệu suất năng lượng của các ứng dụng này là rất thấp vì hàm lượng ẩm cao của sinh khối, mật độ năng lượng thấp và tính không đồng nhất của sinh khối đầu vào. Một dải các khâu sơ chế và nâng cấp công nghệ đã được triển khai để cải thiện đặc tính của sinh khối và để cho các quá trình chế biến, vận chuyển và biến đổi có hiệu quả hơn và có hiệu quả chi phí. Những dạng sơ chế bao gồm: sấy khô, làm thành viên và đóng bánh, nung và nhiệt phân, trong đó hai dạng sơ chế đầu được sử dụng phổ biến nhất.



Hình 25: Mật độ năng lượng của sinh khối và than (TL. 11)

Thiêu rác thải thành phố, phân hủy yếm khí, khí rác thải, nhiệt và điện kết hợp và đốt là những ví dụ công nghệ phát điện sử dụng sinh khối đã chín muồi và khả thi về mặt kinh tế. Khí hóa và nhiệt phân sinh khối là một số công nghệ có thể được phát triển thương mại trong tương lai.

Công nghệ khí hóa có khả năng biến đổi sinh khối thành khí có thể 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 về 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 26: Mức độ chín muồi của công nghệ phát điện sinh khối (TL. 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.

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.

Bảng 17: Các giai đoạn làm sản phẩm nhiệt phân sinh khối cho các phương thức vận hành khác nhau (TL. 13)

Phương thức	Điều kiện	Thành phần		
		Chất lỏng	Char	Khí
Nhiệt phân nhanh	Nhiệt độ trung bình, thời gian lưu ngắn	75%	12%	13%
Các bon hóa	Nhiệt độ thấp, thời gian lưu rất dài	30%	35%	35%
Khí hóa	Nhiệt độ cao, thời gian lưu dài	5%	10%	85%

ASEAN đã thực hiện phân tích các chi phí đầu tư đối với sinh khối (TL. 15) ở Indonesia, Malaysia and và Thái Lan. Trong khi các tổ máy nhỏ hơn có chi phí đầu tư là 2,5 USUSD₂₀₁₆ / W, thì một tổ máy 15 MW của Indonesia có chi phí đầu tư thấp hơn nhiều: là 0,6 USUSD₂₀₁₄ / W.

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. Công ty TNHH KCP Việt Nam đã đầu tư vào nhà máy này 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 tr. USD, trong đó đầu tư giai đoạn đầu là 29,2 tr. USD, tương đương với suất đầu tư ~ 1 tr.USD / MW.

Tài liệu tham chiếu

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. IEA, 2007. "Sinh khối cho phát điện và CHP", *IEA Tầm quan trọng của công nghệ năng lượng*, Paris, Pháp
2. Veringa, 2004. *Kỹ thuật tiên tiến cho sản xuất năng lượng từ sinh khối và phế thải*, ECN, Hà Lan
3. Loo, et.al., 2003. *Sổ tay về đốt sinh khối và đồng đốt*. Báo của Trường đại học Twente, Hà Lan
4. Obernberger, et.al., 2015. "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, Austria.
5. IRENA, 2012. "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.
6. Eubionet, 2003. *Sinh khối: Đồng đốt: một cách giảm phát thải KNK hiệu quả*, EU
7. MEMR, 2016. *Sổ tay thống kê năng lượng và kinh tế của Indonesia 2016*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia
8. MEMR, 2015. *Statistik EBTKE 2015*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia.
9. OJK, 2014. *Sổ tay năng lượng sạch cho các tổ chức dịch vụ tài chính*, Cục dịch vụ tài chính Indonesia (OJK), Jakarta, Indonesia
10. Energinet, 2010. "Đánh giá vòng đời phát điện và đồng phát của Đan Mạch", Energinet.dk, DONG Energy and Vattenfall, Tháng 4/2010.
11. IEA, 2012. "Lộ trình công nghệ: Năng lượng sinh học cho điện và nhiệt", www.iea.org/publications/freepublications/publication/bioenergy.pdf

12. EPRI, 2010. *Số liệu công nghệ phát điện cho quy hoạch nguồn tích hợp của Nam Phi*. EPRI, Palo Alto, CA.
13. Brown, et.al., 2007. *Ứng dụng sinh khối*, Trung tâm chính sách năng lượng và Trường Công nghệ Luân Đôn, Vương quốc Anh.
14. IE,” “Nhà máy điện sinh khối KCP Phú Yên – Báo cáo nghiên cứu khả thi và thiết kế cơ sở”, 2016
15. Trung tâm Năng lượng ASEAN (2016): Chi phí điện năng quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được lựa chọn trong các nước thành viên ASEAN. Lấy từ: <http://cloud.aseanenergy.org/s/1AK7OzwGCHn5iAM> , truy cập ngày 26/10/2018.

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

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 VH&BD, so với các nhà máy loại khác vì chúng được thiết kế cho tuổi thọ kỹ thuật ngắn hơn, với mức dự phòng ít hơn, các tòa nhà có giá thành thấp vv..

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.

Công nghệ	Nhà máy điện sinh khối (nhà máy nhỏ)								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	25	25	25	1	50	1	50		1;5
Công suất phát của cả nhà máy (MWe)	25	25	25	1	50	1	50		1;5
Hiệu suất điện thực (%) trên nhân	32	32	32	25	35	25	35		1;3;7
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	31	31	31	25	35	25	35		1;3;7
Ngừng bắt buộc (%)	7	7	7	5	9	5	9	A	1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	6	6	6	5	8	5	8	A	1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	25	19	31	19	31	A	8;10
Thời gian xây dựng (năm)	2	2	2	2	3	2	3	A	10
Yêu cầu diện tích (1000m2/ MWe)	35	35	35	26	44	26	44	A	1;9
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	10	10	10						3
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	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/GJ nhiên liệu)	12,5	12,5	12,5						3
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	0,0	0,0	0,0						3
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	125	125	125						3
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (tr.\$/MWe)	1,7	1,6	1,4	1,3	2,2	1,0	1,7	B	4-8;11
- 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
Chi phí cố định VH&BD (\$/MWe)	47.600	43.800	38.100	35.700	59.500	28.600	47.600	A	4;5;8;11
Chi phí biến đổi VH&BD (\$/MWe)	3,0	2,8	2,4	2,3	3,8	1,8	3,0	A	5;11
Chi phí khởi động (\$/MWe/khởi động)									

Tài liệu tham chiếu

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện".
2. Trung tâm năng lượng ASEAN, 2016, "Chi phí phát điện quy dẫn của các công nghệ NLTT được chọn trong các nước thành viên ASEAN".
3. Cục Năng lượng Đan Mạch và COWI, 2017, "Cẩm nang Công nghệ biến đổi sinh khối thành năng lượng".
4. IRENA, 2015, "Chi phí sản xuất điện NLTT năm 2014"
5. IFC và BMF, 2017, "Biến đổi sinh khối thành năng lượng – Hướng dẫn cho các nhà phát triển và các nhà đầu tư".
6. OJK, 2014, "Sổ tay năng lượng sạch cho các Tổ chức dịch vụ tài chính", Cục dịch vụ tài chính Indonesia.
7. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, "Sinh khối cho điện và nhiệt. Tóm tắt công nghệ".
8. PKPPIM, 2014, "Analisis biaya dan manfaat pembiayaan investasi limbah menjadi energi melalui kredit program", Trung tâm biến đổi khí hậu và chính sách đa phương, Bộ tài chính Indonesia.
9. Cục điện lực Trung ương Ấn Độ, 2007, "Báo cáo về nhu cầu đất của các nhà máy nhiệt điện".
10. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, "Sinh khối cho điện và nhiệt, tóm tắt công nghệ".
11. Cách tiếp cận đường cong lĩnh hội kinh nghiệm cho phát triển các thông số tài chính

Ghi chú:

- A. Độ bất định (cao/thấp) ước tính là +/- 25%.
- B. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

7. CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN ĐỐT CHẤT THẢI RẮN VÀ KHÍ BÃI RÁC

Mô tả tóm tắt 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, 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 (TL. 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 biến rác thải thành năng lượng (WtE) của nhà máy điện đốt rác là: khu vực tiếp nhận rác, hệ thống cấp rác, lò đốt rác kiểu ghi 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.

Phương pháp đốt để chuyển hóa rác thải rắn đô thị thành năng lượng là phương pháp tương đối cũ của sản xuất năng lượng từ rác thải. Nói chung 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. 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.

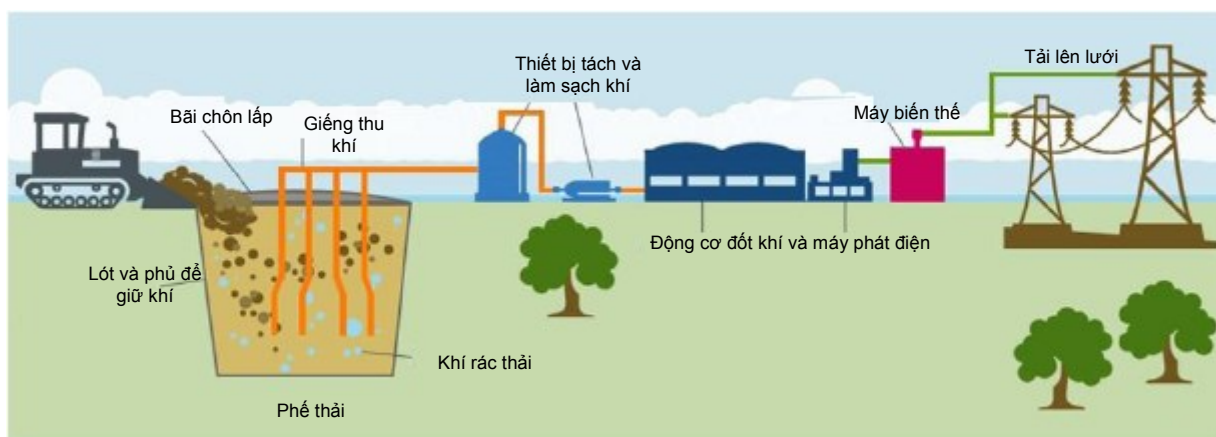
Bảng 18: Nhiệt trị trung bình của các thành phần trong MSW (TL. 2)

Thành phần	Nhiệt trị (GJ/tấn)
Chất thải thực phẩm	4,7
Giấy	16,8
Bìa các tông	16,3
Nhựa dẻo	32,6
Vải sợi	17,5
Cao su	23,3
Da	1,7
Rác thải làm vườn	6,5
Gỗ	18,6
Thủy tinh	0,1
Kim loại	0,7

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 rác 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% metan, 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 27: Chuyển hóa khí rác thải thành năng lượng (TL. 5)

Bảng 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.

Hình 28: Tóm tắt tính phù hợp của các công nghệ biến chất thải thành năng lượng theo dòng chất thải và đầu ra tiềm năng (TL. 4)

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 CV	●	●	●	●	●
	Chất thải khô có thể thu hồi	●	●	●	●	●
	Nhiên liệu từ chất thải	●	●	●	●	●
	Chất trơ	●	●	●	●	●
	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

Đầu vào

MSW và các chất thải cháy được khác, nước và hóa chất để xử lý khối thải, dầu khí hoặc khí thiên 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 rác thải là nguồn nhiên liệu cho các nhà máy điện đốt khí rác thải.

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 °C) hoặc nước ấm (<110 °C), tro (xi) 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 SO₂, 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 thiên nhiên.

Công suất đặc trưng

Trung bình: 10 – 50 MW.

Nhỏ: 1 – 10 MW.

Cấu hình điều chỉnh

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:

- Thê tích rác giảm khoảng 80-95%.
- 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 mê tan 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 thiêu 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.
- Thiêu đốt rác cuối cùng vẫn khuyến khích tạo ra nhiều chất thải hơn vì các lò đốt cần khối lượng lớn chất thải để duy trì trạng thái cháy và nhà chức trách địa phương có thể chọn đốt rác thay vì các chương trình tái chế và giảm chất thải.

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.

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 nổi” 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. (TL. 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. (TL. 1)

Bảng 19: Hiệu suất của các công nghệ chuyển đổi năng lượng (TL. 9 và TL. 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 20: Phân chia bãi rác dự kiến (TL. 11 và TL. 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

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 thực 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.

Khí bãi rác Gò Cát

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:

- Không có kế hoạch phát triển về 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.

Tài liệu tham chiếu

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Glover and Mattingly, 2009. "Xem xét lại chất thải rắn đô thị như một nguồn năng lượng tái tạo", *Tóm tắt vấn đề*, Viện Nghiên cứu Năng lượng và Môi trường (ESSI), Washington, Hoa Kỳ.
2. Reinhart, 2004. Ước tính hàm lượng năng lượng của rác thải rắn đô thị, Trường Đại học trung tâm Florida, Hoa Kỳ.
3. Viva Media Baru. <http://www.viva.co.id>. Truy cập ngày 1/8/2017.
4. Rawlins et. al., 2014. *Biến đổi rác thải thành năng lượng ở Indonesia*, The Carbon Trust, Luân-đôn, Vương quốc Anh.
5. Dịch vụ loại bỏ rác thải tiên tiến. <http://www.advanceddisposal.com>. Truy cập ngày 1/8/2017.
6. Morton, 2005. "Kinh nghiệm của Ngân hàng Thế giới về khí rác thải và triển vọng cho Indonesia", *USEPA LMOP Conference*, Baltimore, Hoa Kỳ.
7. Kardono, et. al., 2007. "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.
8. <http://adriarani.blogspot.co.id/2011/12/bukan-tpa-bantar-gebang.html>. Truy cập ngày 12/8/2017.
9. Alternative Resources, Inc., 2008. "Đánh giá công nghệ chuyển đổi để quản lý rác thải rắn đô thị." Công ty Alternative Resources.
10. Bộ Môi trường, Thực phẩm và các vấn đề nông thôn, 2004. "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." Bộ Môi trường, Thực phẩm và các vấn đề nông thôn.
11. Alternative Resources, Inc., 2008. "Đánh giá công nghệ chuyển đổi để quản lý rác thải rắn đô thị." Công ty Alternative Resources
12. Cơ quan Kiểm soát Tài chính công Texas, 2008. "Báo cáo Năng lượng 2008: Chương 18: Đốt chất thải rắn đô thị." Cơ quan Kiểm soát Tài chính công Texas.
13. PT Godang Tua Jaya, Jakarta, Indonesia 2017.

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

Công nghệ	Nhà máy điện đốt trực tiếp - Rác thải rắn đô thị								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy(MWe)	22	22	23						
Công suất phát của cả nhà máy(MWe)	22	22	23						
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	29	30	31	28	32	30	33	A	1
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	28	29	29	26	30	28	31		1
Ngừng bắt buộc (%)	1	1	1						1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	2,9	2,6	2,1						1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	25						1
Thời gian xây dựng (năm)	2,5	2,5	2,5						1
Yêu cầu diện tích (1000m²/ MWe)	1,5	1,5	1,5						1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm cắt điện	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	10	10	10	7,5	12,5	7,5	12,5	C	1
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	20	20	20	15,0	25,0	15,0	25,0	C	1
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,5	0,5	0,5	0,4	0,6	0,4	0,6	C	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	2	2	2	1,5	2,5	1,5	2,5	C	1
Môi trường									
PM 2,5 (mg/Nm³)									
SO₂ (độ khử lưu huỳnh, %)									
NOx(g/GJ nhiên liệu)									
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (M\$/MWe)	8,7	8,1	7,2	6,5	9,0	5,4	9,0	C	1
- trong đó thiết bị	5,2	4,4	3,6	3,9	4,5	2,7	4,5		1
- trong đó lắp đặt	3,6	3,7	3,6	2,7	4,5	2,7	4,5		1
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	243.700	224.800	193.500	195.000	304.600	154.800	241.900	C	1
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	24,1	23,4	22,6	18,1	28,2	16,9	28,2	C	1
Chi phí khởi động ((\$/MWe/khởi động)									
Số liệu riêng về công nghệ									
Công suất xử lý chất thải (tấn/giờ)	27,7	27,7	27,7					B	

Tài liệu tham chiếu:

1. Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “Dữ liệu công nghệ cho các nhà máy năng lượng, Cục Năng lượng Đan Mạch năm 2017 – đang cập nhật

Ghi chú:

- A. Dựa trên kinh nghiệm của Hà Lan nơi đã đạt được hiệu suất điện năng là 30%. Trừ 1% hiệu suất khi tính đến nhiệt độ nước làm mát cao hơn tại Indonesia (khoảng trên 20 °C)
- B. Chi phí đầu tư dựa trên mô hình nhà máy nhiệt điện kết hợp biến rác thải thành năng lượng tại Đan Mạch, theo TL 1. Giả định công suất xử lý chất thải là 27,7 tấn/giờ và hàm lượng năng lượng là 10,4 GJ/tấn. Dữ liệu tài chính được điều chỉnh để phản ánh thực tế nhà máy tại Indonesia được vận hành ở chế độ ngưng hơi và do đó công suất điện (MWe) cao hơn so với công suất của nhà máy nhiệt điện kết hợp, tua bin đối áp có cùng công suất xử lý chất thải.
- C. Độ bất định (Cao hơn/Thấp hơn) ước tính là +/- 25%.
- D. Tính toán dựa trên quy mô công suất, hiệu suất nhiên liệu và nhiệt trị trung bình của chất thải là 9,7 GJ/tấn.

Công nghệ	Nhà máy điện đốt khí bãi rác - Rác thải rắn đô thị								Ghi chú	TL
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)				
Số liệu năng lượng/kỹ thuật	Thấp hơn		Cao hơn		Thấp hơn		Cao hơn			
Công suất phát của một tổ máy(MWe)	1	1	1	0,5	10	0,5	10		1	
Công suất phát của cả nhà máy(MWe)	1	1	1	0,5	10	0,5	10		1	
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	35	35	35	25	37	25	37		2	
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	34	34	34	25	37	25	37		2	
Ngừng bắt buộc (%)	5	5	5	2	15	2	15		4	
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	5	5	5	2	15	2	15		4	
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	25	20	30	20	30		3	
Thời gian xây dựng (năm)	1,5	1,5	1,5	1	3	1	3		3	
Yêu cầu diện tích (1000m ² / MWe)										
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện										
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-			
Hệ số công suất (%), bao gồm cắt điện	-	-	-	-	-	-	-			
Cấu hình điều chỉnh										
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)										
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)										
Thời gian khởi động ấm (giờ)										
Thời gian khởi động lạnh (giờ)										
Môi trường										
PM 2,5 (mg/Nm ³)										
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)										
NO _x (g/GJ nhiên liệu)										
Số liệu tài chính										
Đầu tư danh định (M\$/MWe)	2,5	2,5	2,5	2,3	2,8	2,3	2,9	A	3	
- trong đó thiết bị	70	70	70	70	80	70	80		5	
- trong đó lắp đặt	30	30	30	30	30	30	30		5	
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	125.000	125.000	125.000	113.640	137.500	113.636	143.750	A	3	
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)										
Chi phí khởi động ((\$/MWe/khởi động)										

Tài liệu tham chiếu:

1. OJK, 2014, “Sổ tay Năng lượng sạch cho các tổ chức dịch vụ tài chính”, Cục Dịch vụ tài chính Indonesia, Jakarta, Indonesia
2. Công ty Renewables Academy AG (RENAC), 2014, “Công nghệ Khí sinh học và Sinh khối”, Berlin, Đức.
3. IEA-ETSAP và IRENA, 2015. “Sinh khối cho Nhiệt và điện, Tóm tắt Công nghệ”.
4. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, ”Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện”
5. MEMR, 2015, “Sổ tay hướng dẫn về Chuyển hóa rác thải thành năng lượng”, Jakarta, Indonesia.

Ghi chú:

- A. Độ bất định (Cao hơn/Thấp hơn) ước tính là +/- 25%.

8. NHÀ MÁY ĐIỆN KHÍ SINH HỌC

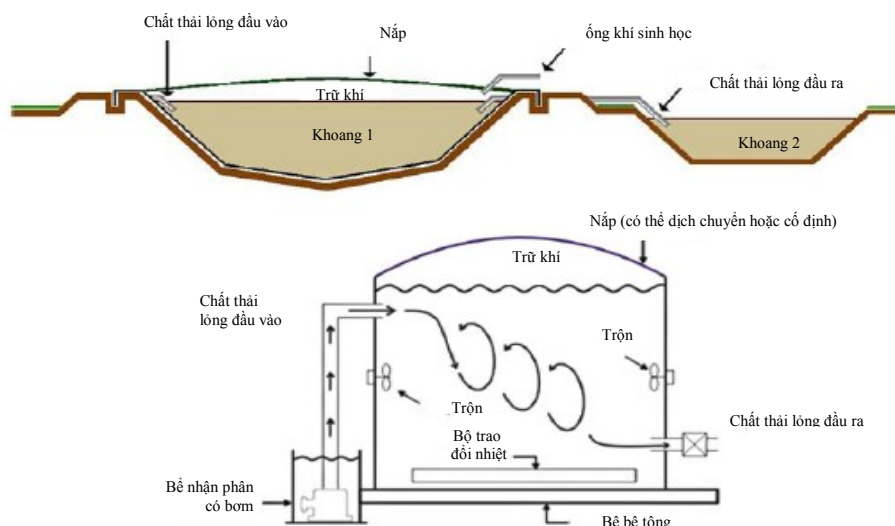
Mô tả tóm tắt công nghệ

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 mê tan. Khí sinh học có nhiệt trị trong khoảng $23,3 - 35,9 \text{ MJ/m}^3$, phụ thuộc vào hàm lượng mê tan. Tỷ lệ phần trăm thể tích của mê tan 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 carbohydrat, chất béo và protein. Nếu nguyên liệu chủ yếu là carbohydrat, thì sản lượng mê tan thấp. Tuy nhiên, nếu hàm lượng chất béo cao thì sản lượng mê tan cũng cao. Để phát điện hoặc vận hành các tổ máy CHP sử dụng khí sinh học, thì nồng độ tối thiểu của mêtan cần đạt là từ 40 đến 45%. Thành phần chính thứ hai của khí sinh học là carbon dioxide. Chất này chiếm khoảng 25 đến 50% thể tích của khí sinh học. Những khí khác có trong khí sinh học là hydro sunfua, nitơ, hydro và hơi nước (TL. 1 và TL. 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 8.

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 mê tan 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 $35 - 38^\circ\text{C}$ (phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt trung bình) hoặc $55 - 58^\circ\text{C}$ (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 (TL. 2).

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 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.



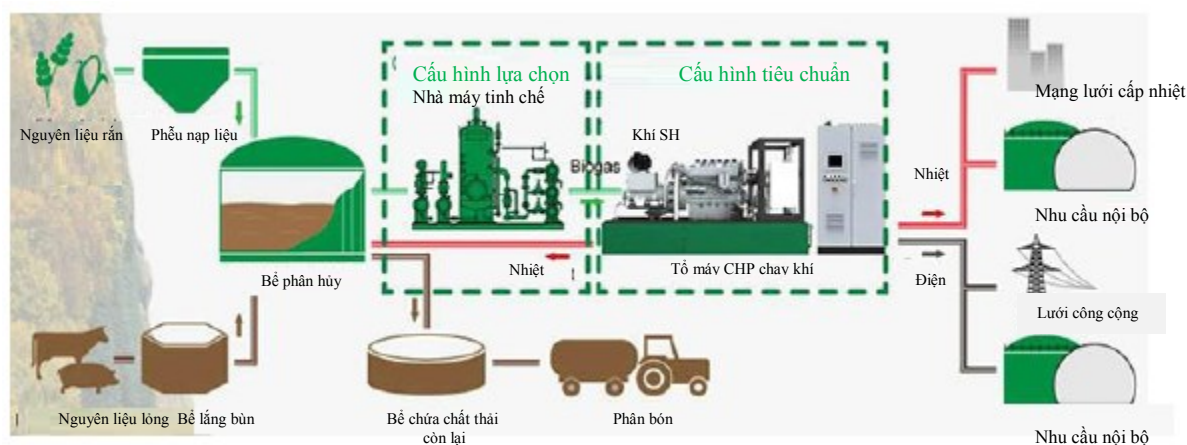
Hình 29: Hồ chứa được phủ kín và nhà máy khí sinh học CSTR (TL.3)

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 mê tan/tấn còn đối với chất thải công nghiệp sản lượng khí là 30 – 130 m³ mê tan/tấn (TL. 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 30: Sơ đồ vận hành hệ thống CHP khí sinh học (TL. 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 thiên 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 đặc trưng

Trung bình: 10 – 50 MW.

Nhỏ: 1 – 10 MW.

Cấu hình điều chỉnh

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

Chi phí giảm phát thải CO₂ là khá thấp, vì phát thải mê tan 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 nitơ và photpho, 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.

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 mê tan 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 € / tấn CO₂-tương đương (TL. 6).

Sản phẩm chất thải hữu cơ được xử lý yếm khí hầu như không mất chi phí so với chất thải hữu cơ dạng thô.

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) (TL. 9).

Ví dụ về các 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 lắp 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. (TL. 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 loại nhà máy điện này tại Việt Nam sẽ bị hạn chế.

Tài liệu tham chiếu

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Jorgensen, 2009. *Khí sinh học – năng lượng xanh*, Khoa Khoa học Nông nghiệp, Trường Đại học Aarhus, xuất bản lần 2, Đan Mạch
2. RENAC. *Công nghệ khí sinh học và sinh khối*, Công ty Renewables Academy (RENAC) AG, Berlin, Đức.
3. IIEE, 2015. "Hướng dẫn sử dụng cho ngành năng lượng sinh học", *Indonesia 2050 Pathway Calculator*, Jakarta, Indonesia.
4. DEA, 2015. *Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng*, Cục Năng lượng Đan Mạch, Copenhagen, Đan Mạch.
5. Ettes Power Machinery, <http://www.ettespower.com/Methane-Gas-Generator.html>, Truy cập ngày 10/8/2017.
6. Bộ Môi trường, 2003. *Chiến lược Khí hậu của Đan Mạch*, Đan Mạch.
7. Walker, 1980. "Động cơ Stirling", *Clarendon Press*, Oxford, Luân Đôn, Anh.
8. Cleanenergy, 2014. Hệ thống CHP Stirling: Động lực tương lai của điện khí sinh học, Cleanenergy AB, Thụy Điển
9. Makel Engineering, 2014. "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.
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 (2018): Chi phí phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, Abu Dhabi.

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

Công nghệ	Nhà máy điện đốt khí sinh học								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật	Thấp hơn		Cao hơn		Thấp hơn		Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy(MWe)	1	1	1						3
Công suất phát của cả nhà máy(MWe)	1	1	1						3
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	35	35	35						4
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	34	34	34						4
Ngừng bắt buộc (%)	5	5	5						1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	5	5	5						1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	25						7
Thời gian xây dựng (năm)	1,5	1,5	1,5						7
Yêu cầu diện tích (1000m ² / MWe)	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 cắt điện	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	20	20	20	10	30	10	30		11
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	20	30	15	30	50	10	40		10
Thời gian khởi động ấm (giờ)									
Thời gian khởi động lạnh (giờ)									
Môi trường									
PM 2,5 (mg/Nm ³)									
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)									
NO _x (g/GJ nhiên liệu)									
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (M\$/MWe)	2,8	2,6	2,2	2,1	3,5	1,7	2,8	A	3;5;8;9
- trong đó thiết bị	65	65	65	50	85	50	85		
- trong đó lắp đặt	35	35	35	15	50	15	50		
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	97.000	89.200	77.600	72.800	121.300	58.200	97.000	A	5;7;9
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	0,11	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	A	6;9
Chi phí khởi động ((\$/MWe/khởi động)									

Tài liệu tham chiếu:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện"
2. Trung tâm Năng lượng ASEAN (2016). Chi phí sản xuất điện quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được chọn trong các nước thành viên ASEAN.
3. Winrock, 2015, "Buku Panduan Konversi POME Menjadi Biogas, Pengembangan Proyek di Indonesia", USAID – Winrock International.
4. RENAC, 2014, "2 "Công nghệ khí sinh học và sinh khối, Công ty Renewables Academy (RENAC)".
5. IFC và BMF, 2017, "Biến đổi sinh khối thành năng lượng – Hướng dẫn cho các nhà phát triển dự án và các nhà đầu tư".
6. OJK, 2014, "Sổ tay Năng lượng sạch cho các tổ chức dịch vụ tài chính", Cục Dịch vụ tài chính Indonesia.
7. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, "Sinh khối cho điện và nhiệt. Tóm tắt công nghệ".
8. PKPPIM, 2014, "Analisis biaya dan manfaat pembiayaan investasi limbah menjadi energi melalui kredit program", Trung tâm Biến đổi khí hậu và chính sách đa phương, Bộ Tài chính Indonesia.
9. Cách tiếp cận đường cong lĩnh hội kinh nghiệm cho phát triển các thông số tài chính.
10. Vuorinen, A., 2008, "Quy hoạch các hệ thống điện tối ưu".
11. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định đang gia tăng, 2016.
12. Chazaro Gerbang Internasional, 2004, "Sử dụng khí sinh học từ xử lý yếm khí chất thải lỏng của nhà máy ép dầu cọ (POME) làm nguồn năng lượng nội địa để cung cấp năng lượng và điện khí hóa nông thôn – Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi"

Ghi chú:

- A. Độ bất định (Cao hơn/Thấp hơn) ước tính là +/- 25%.

9. NHÀ MÁY ĐIỆN DIESEL

Mô tả tóm tắt công nghệ

Đặc điểm cơ bản của một nhà máy điện diesel là động cơ diesel (động cơ cháy nhờ nén) gắn trực tiếp với một máy phát điện.

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) và gia nhiệt trước khi bơm vào động cơ.

Nhiệt độ trong động cơ rất cao (1500-2000°C) và do đó cần có hệ thống làm mát. Nước được tuần hoàn bên trong lớp vỏ bọc động cơ và thường được làm mát trong một tháp làm mát (hoặc làm mát bằng nước biển).

Nhiệt thải từ động cơ và từ khói thải cũng có thể được thu hồi để sử dụng cho sưởi ấm hoặc các quá trình xử lý công nghiệp.

Cũng có thể sử dụng nhiệt từ khí thải của động cơ diesel trong chu trình hỗn hợp với máy phát điện tua bin hơi nước. Điều này chỉ được xem là phù hợp với các trạm 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 diesel được sử dụng chủ yếu trong các hệ thống điện quy mô vừa hoặc nhỏ hoặc sử dụng để cấp điện cho phụ tải đỉnh trong các hệ thống điện quy mô lớn. 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 lai ghép trọn gói có công suất từ 10 đến 300 MW, kết hợp điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối, chất thải, khí và/hoặc diesel (TL. 1).

Trong một quá trình nhiệt động học lý tưởng, một động cơ diesel có thể đạt được hiệu suất hơn 60%. 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% (TL. 5).

Đầu vào

Các động cơ diesel có thể sử dụng rất nhiều loại nhiên liệu bao gồm: dầu thô, dầu nhiên liệu nặng, dầu diesel, nhiên liệu nhũ tương (nhũ tương có thành phần là nước và chất lỏng cháy được), và nhiên liệu diesel sinh học.

Các động cơ cũng có thể chuyển đổi sang vận hành bằng khí thiên nhiên.

Công suất đặc trưng

Đến khoảng 300 MWe. Nhà máy điện diesel lớn (>20 MWe) thường có nhiều động cơ có công suất trong dải từ 1 đến 23 MWe (TL. 5).

Cấu hình điều chỉnh

Nhà máy điện sử dụng động cơ đốt 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 diesel có thể khởi động và đạt đầy tải trong vòng 2-15 phút (trong điều kiện khởi động nóng). 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 tiết, dự phòng quay và dự phòng không quay, điều chỉnh tần số và điện áp và năng lực khởi động khi mất điện toàn hệ thống (TL 2, TL 3).

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 và dừng nhanh
- Hiệu suất cao khi chạy non tải
- Công nghệ dạng mô đun – cho phép phần 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 giảm xuống còn 10 tháng.
- Công nghệ được kiểm chứng có độ tin cậy cao. Sửa chữa dễ dàng và đơn giản.

Nhược điểm

- Các động cơ diesel không thể sử dụng để sản xuất hơi nước có áp suất cao (như tua bin). Khoảng 50% nhiệt thải ra có nhiệt độ thấp.
- Nhiên liệu đắt.
- Hiệu suất thấp/ chi phí vận hành cao
- Ảnh hưởng môi trường cao về NO_x và SO₂.

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...

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). Các nhà máy điện diesel 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.

Với công nghệ SCR, có thể đạt được mức NO_x là 5 ppm thể tích, khô ở 15% O₂ (TL. 5).

Nghiên cứu và phát triển

Các động cơ diesel là công nghệ đã chín muồi và nổi tiếng – thuộc loại 4.

Thời gian khởi động ngắn, đáp ứng phụ tải 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 diesel có tiềm năng cung cấp các dịch vụ như vậy và những nỗ lực nghiên cứu và phát triển hướng tới mục đích này (TL. 6).

Dự báo hiệu quả hoạt động và chi phí

Các nhà máy điện diesel là công nghệ đã chín muồi và chỉ kỳ vọng có những cải tiến từng bước nhỏ.

Theo kịch bản 2 DS và 4 DS của IEA công suất lắp 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 lĩnh hội kinh nghiệm 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.

Tuy nhiên, các động cơ diesel cũng có thể chạy bằng khí thiên nhiên và lợi thế về khả năng điều chỉnh công suất 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.

Một dự án 37 MW được triển khai gần đây trên đảo Faeroe đã được công bố với chi phí đầu tư 0,86 tr. USD/MW_e (TL. 7).

Trong bảng số liệu chúng tôi xem xét một nhà máy điện đốt dầu có công suất 100MW_e với 5 tổ máy, mỗi tổ máy có công suất 20 MWe và ước tính giá là 0,8 tr. USD/MW_e.

Tài liệu tham chiếu

Phần mô tả trong chương này chủ yếu được tham khảo từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch “*Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và cấp nhiệt tập trung, Tích trữ năng lượng và phát điện và chuyển đổi năng lượng từ các chất mang năng lượng*”. Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. BWSC, 2017. 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>
2. Wärtsilä, 2017. Động cơ đốt so với tua bin khí: Hiệu suất non tải và tính linh hoạt. Bài xem ngày 3/8/2017 <https://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-part-load-efficiency-and-flexibility>
3. Wärtsilä, 2017. Động cơ đốt so với tua bin khí: Thời gian khởi động <https://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-startup-time>
4. Wärtsilä, 2017. Giải quyết phụ tải đỉnh của Indonesia – cách ứng phó linh hoạt. Bài xem ngày 3/8/2017 tại <https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/TLerence-documents/TLerence-sheets/w%C3%A4rtsil%C3%A4-power-plants-TLerence-arun-indonesia.pdf?sfvrsn=2>
5. Wärtsilä, 2011. Sách trắng – Nhà máy điện động cơ đốt. Niklas Haga, Tổng giám đốc, Tiếp thị và phát triển kinh doanh Marketing & và phát triển kinh doanh nhà máy điện <https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/TLerence-documents/White-papers/general/combustion-engine-power-plants-2011-lr.pdf?sfvrsn=2>
6. 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_CẨM_nang_for_energy_plants_-_aug_2016_update_june_2017.pdf)
7. BWSC một lần nữa cung cấp nhà máy điện hiệu suất cao ở quần đảo Faroe. <http://www.bwsc.com/News---Press.aspx?ID=530&PID=2281&Action=1&NewsId=206>

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016. *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.

Công nghệ	Động cơ diesel (sử dụng dầu nhiên liệu)								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy(MWe)	20	20	20						1
Công suất phát của cả nhà máy(MWe)	100	100	100						
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	46	47	48						1
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	45	46	47	43	47	45	52		1
Ngừng bắt buộc (%)	3	3	3						
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	1	1	1						2
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	25	25	25						2
Thời gian xây dựng (năm)	1,0	1,0	1,0						2
Yêu cầu diện tích (1000m ² / MWe)	0,05	0,05	0,05						2
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-						
Hệ số công suất (%), bao gồm cắt điện	-	-	-						
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	25	25	25						
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	6,0	6,0	6,0					A	1
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0.05	0.05	0.05						1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0.3	0.3	0.3						
Môi trường									
PM 2,5 (mg/Nm ³)	20	20	20					B;C	3;4
SO ₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0					C	3;4
SO ₂ (g/GJ nhiên liệu)	224	224	224					C	3;4
NO _x (g/GJ nhiên liệu)	280	280	280					C	3;4
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (M\$/MWe)	0,80	0,80	0,78	0,70	0,90	0,65	0,85	D	6;7
- trong đó thiết bị									
- trong đó lắp đặt									
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	8.000	8.000	7.760						2
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	6,4	6,0	5,8						2
Chi phí khởi động ((\$/MWe/khởi động)	-	-	-						

Tài liệu tham chiếu

1. Wärtsilä, 2011, "Sách trắng về các nhà máy điện động cơ đốt ", Niklas Haga, Tổng Giám đốc, Phát triển tiếp thị & kinh doanh các nhà máy điện
2. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2016, "Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng "
3. Bộ trưởng Bộ Môi trường, Quy định 21/2008
4. 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
5. <http://www.bwsc.com/News---Press.aspx?ID=530&PID=2281&Action=1&NewsId=206>
6. BWSC một lần nữa cung cấp nhà máy điện hiệu suất cao trên quần đảo Faroe.
7. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện".

Ghi chú

- A. 30 % phụ tải tối thiểu / tổ máy tương ứng 6 % của tổng nhà máy có 5 tổ máy
- B. Tổng chất hạt
- C. Phát thải diesel điển hình theo TL. 3 (trung bình trong khoảng) trừ phi số này vượt quá mức phát thải lớn nhất cho phép theo quy định 21/2008 của Bộ trưởng Bộ Môi trường. Cả SO₂ và các hạt phụ thuộc vào thành phần nhiên liệu.
- D. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

10. NHÀ MÁY ĐIỆN ĐỊA NHIỆT

Mô tả tóm tắt công nghệ

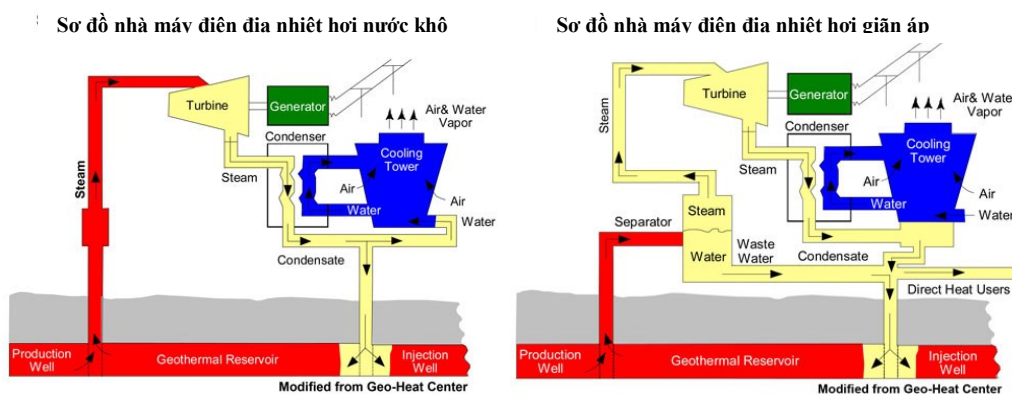
Dựa vào nhiệt độ của bể địa nhiệt, Hochstein (1990) đã chia các hệ thống địa nhiệt thành ba loại hệ thống sau (TL. 1):

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:

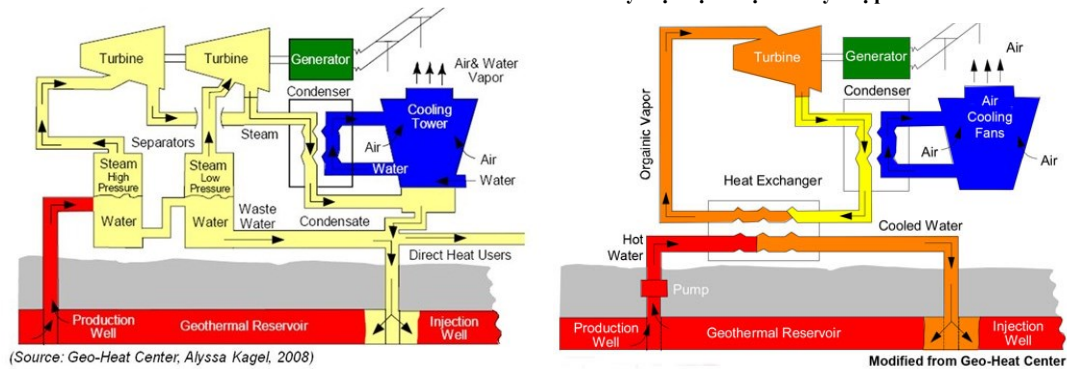
- Các nhà máy hơi nước trực tiếp; được sử dụng ở những bể địa nhiệt có hơi nước là thành phần chính; hơi nước bão hòa khô hoặc hơi nước quá nhiệt nhẹ có nhiệt độ từ 320°C xuống đến 200°C .
- Các nhà máy hơi nước giãn áp; sử dụng ở những bể địa nhiệt có nước là thành phần chính có nhiệt độ cao hơn 182°C
 - 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 Rankin 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 Rankin 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 thể, tuy nhiên loại này có giá cao hơn.

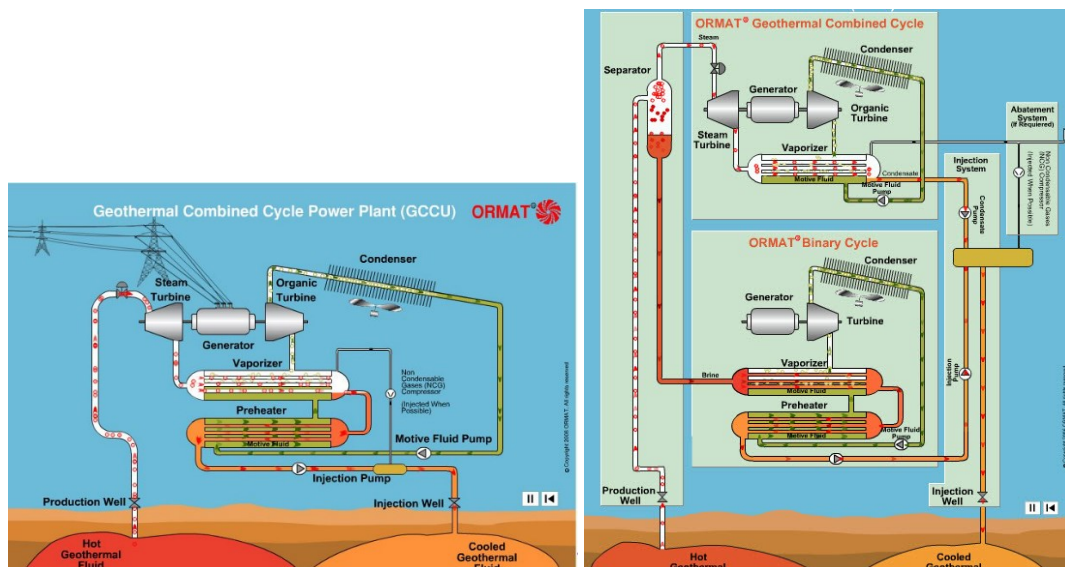


Hình 31: Các nhà máy điện địa nhiệt trực tiếp và địa nhiệt giãn áp chu trình đơn (TL. 7)

Sơ đồ nhà máy điện địa nhiệt chu kỳ nhị phân



Hình 32: Các nhà máy điện địa nhiệt hơi nước giãn áp kép và chu kỳ nhị phân (TL. 7)



Hình 33: Nhà máy chu trình hỗn hợp/lai ghép (TL. 8)

Tổng công suất lắp đặt của các nhà máy điện địa nhiệt vào năm 2015 ở Indonesia là 1438 MW (TL. 2). Trong năm này, các nhà máy điện địa nhiệt đã phát gần 10 TWh điện năng. Sản lượng này tương ứng hệ số công suất trung bình là 80%. Theo thống kê của PT Indonesia Power 2015, hệ số công suất chung của các nhà máy điện địa nhiệt Kamojang, Salak và Darajat có tổng công suất là 345 MW có thể đạt 96%. Các tổ máy hiện đã được lắp đặt có công suất tổ máy nằm trong dải từ 2,5 MW đến 110 MW. Indonesia có tiềm năng các nguồn địa nhiệt lớn nhất trên thế giới, khoảng 29,5 GW, bao gồm 12 GW của các nguồn điện và 17,5 GW trữ lượng (TL. 2). Tiềm năng địa nhiệt ở Indonesia chủ yếu là các hệ thống thuộc loại núi lửa.

Tại Kenya hiện đang vận hành 636 MW công suất điện địa nhiệt. Phần lớn nguồn địa nhiệt là nguồn trực tiếp (TL. 13).

Đầu vào

Nhiệt từ nước biển (nước mặn) từ bể ngầm dưới mặt đất.

Đầu ra

Điện năng và nhiệt.

Công suất đặc trưng

2,5-110 MW /một tổ máy.

Cấu hình điều chỉnh

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, 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.
- Hầu như không có ô nhiễm chất lỏng do sử dụng lại chất lỏng bơm vào hệ thống.
- Ít phụ thuộc và các điều kiện thời tiết.
- Ảnh hưởng thị giác thấp.
- 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 động như gió và mặt trời vì nó có thể cung cấp điện ổn định cả ngày và cả năm.

Nhược điểm:

- Không đảm bảo thành công trước khi khoan giếng đầu tiên và thử nghiệm khai thác bể địa nhiệt (TL. 11) / rủi ro đầu tư cao
- 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.
- Ảnh hưởng của công việc khoan 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 khu vực xung quanh.

Môi trường

Hơi nước từ mỏ địa nhiệt chứa khí không ngưng tụ (NCG) như Carbon Dioxide (CO₂), Hydro Sulfua (H₂S), Amoniac (NH₃), Nitơ (N₂), Methane (CH₄) and Hydro (H₂). Trong đó, CO₂ là thành phần chiếm tỷ trọng lớn nhất trong phát thải NCG. CO₂ chiếm từ 95 đến 98% tổng lượng khí, H₂S chỉ chiếm từ 2 đến 3%, và các khí khác chiếm tỷ trọng rất ít.

H₂S 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 hydro sulfua 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 lắp 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.

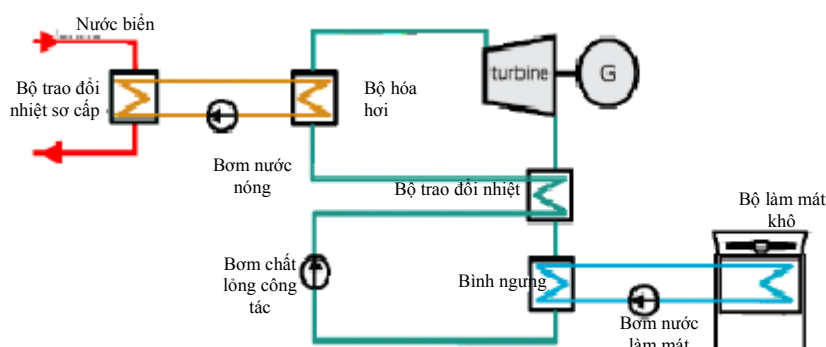
Để trình diễn thành công công nghệ nhà máy điện chu kỳ nhị phân ở một địa điểm của Indonesia và thúc đẩy phát triển công nghệ này, một hoạt động hợp tác giữa Đức và Indonesia với sự tham gia của GFZ Potsdam (Đức), Cơ quan đánh giá và Ứng dụng công nghệ ở Indonesia (BPPT) và đơn vị PT Pertamina Geothermal Energy (PGE) đã được triển khai. Cơ sở cho sự hợp tác này được thiết lập trong khuôn khổ dự án hợp tác Đức-Indonesia về “Các khái niệm bền vững đối với khai thác các bể địa nhiệt ở Indonesia” bắt đầu từ năm 2009. Từ đó, một số hoạt động nghiên cứu đã được thực hiện trong lĩnh vực tích hợp khoa học địa nhiệt và hóa học chất lỏng (TL. 6). Ở lĩnh vực công nghệ nhà máy, ý tưởng công nghệ về nhà máy điện địa nhiệt nhị phân trình diễn tại địa điểm Lahendong, phía Bắc Sulawesi đã được xây dựng. Việc trình diễn nhà máy điện địa nhiệt nhị phân công suất 550 kW đã được thực hiện trong một dự án hợp tác riêng được phê duyệt chính thức vào tháng 10/2013. Do các vấn đề kỹ thuật, việc vận hành thử để trình diễn nhà máy điện chu kỳ nhị phân vẫn chưa thực hiện được. Nhà máy sẽ được vận hành thử vào giữa tháng 9/2017.

Nhà máy điện nhị phân sẽ sử dụng nước biển từ khu vực giếng khoan LHD-5. Nhiệt độ nước biển là khoảng 170°C tương ứng với áp suất bộ phận ly là 8,5 bar (g). Tổng lưu lượng sẽ là khoảng 110 tấn/h. Nhiệt độ đầu ra của nước biển cần đạt khoảng 140 °C để có thể bơm lại vào bể địa nhiệt ở khu vực phía tây của hệ thống địa nhiệt.

Chu kỳ nhà máy điện sẽ là chu kỳ Rankine hữu cơ (ORC) một giai đoạn, có thu hồi nhiệt bên trong hệ thống sử dụng n-pentane làm chất lỏng hoạt động. Để có chi phí bảo dưỡng thấp và độ tin cậy tương đối cao của ORC, không sử dụng thiết bị chèn quay trong chu trình chuyển đổi năng lượng. Bơm cấp nhiên liệu là loại ghép từ tính. Tầng tua bin và máy phát sẽ được lắp trên một thân và được nối trực tiếp bằng trục.

Hình ở dưới đây thể hiện khái niệm kỹ thuật của nhà máy trình diễn, có thể thấy rằng mô đun ORC không chạy trực tiếp bằng chất lỏng địa nhiệt, do sử dụng một chu trình nước giữa chu trình nước biển và mô đun ORC. Do đó, việc lựa chọn vật liệu và thiết kế bộ trao đổi nhiệt sơ cấp có thể dựa vào thành phần nước biển còn thiết kế bộ sinh hơi có thể được tối ưu hóa tập trung vào đặc tính nhiệt vật lý của chất lỏng hoạt động. Để loại bỏ nhiệt từ ORC ra môi trường bằng thiết bị làm mát không khí, một chu trình nước trung gian cũng được bố trí để giảm thiểu nguy cơ sự cố có thể xảy ra trong chu trình biến đổi này. Việc sử dụng một bình ngưng làm mát bằng nước cũng có ưu điểm tạo thuận lợi cho việc thử nghiệm mô đun ORC hoàn chỉnh tại nhà xưởng trước khi lắp đặt chính thức tại địa điểm. Cả hai chu trình trung gian này sẽ dẫn tới tổn thất công suất điện do làm tăng nhiệt trở và tiêu thụ điện năng của các bơm trong chu trình trung gian và kéo theo chi phí bổ sung. Tuy nhiên, lợi ích về độ tin cậy của nhà máy được coi là cao hơn tổn thất điện đối với dự án trình diễn này. Chu trình trung gian ở phía nóng cũng có thể đem lại lợi ích cho các địa điểm khác.

Công suất lắp đặt của nhà máy là khoảng 550 kWe. Tiêu thụ điện tự dùng ước tính thấp hơn 20%.



Hình 34: Sơ đồ kỹ thuật của nhà máy điện trình diễn (TL. 4)

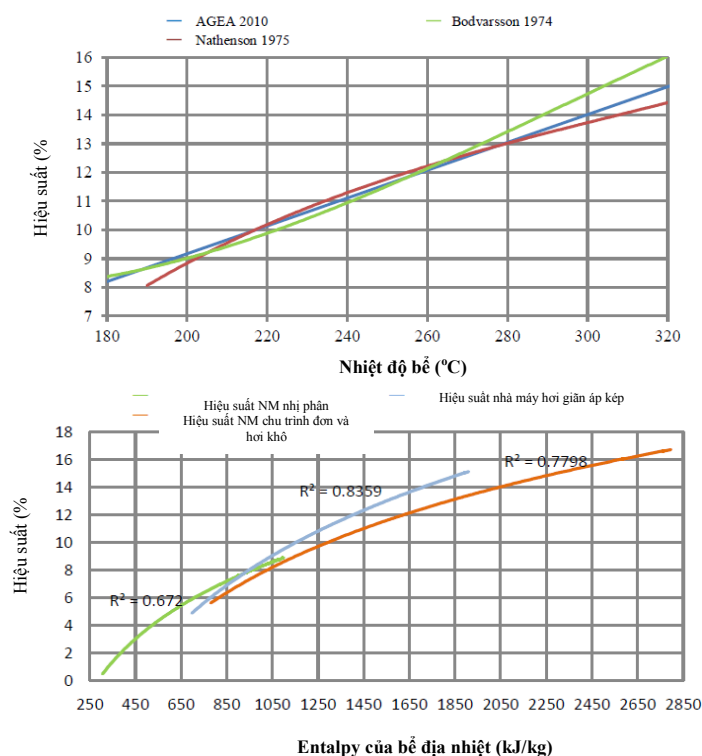
Ví dụ về các dự án hiện tại

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 (TL. 12).

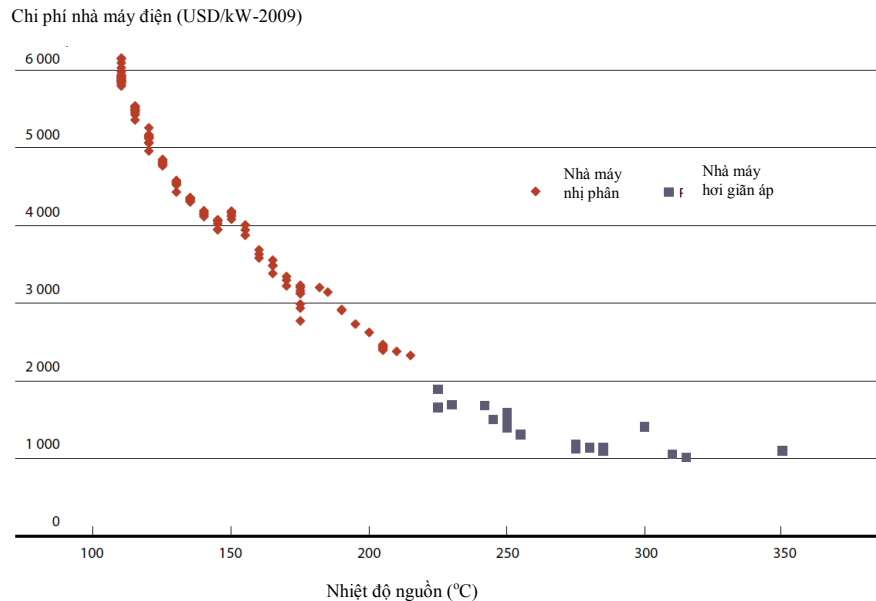
Cho đến nay năng lượng địa nhiệt được sử dụng rất hạn chế tại Việt Nam. Một phần nguyên nhân có thể là chi phí đầu tư cao và thiếu kinh nghiệm.

Những nhận xét thêm

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 ($750\text{-}850\text{ kJ/kg}$). Điều này có tác động trực tiếp lên suất đầu tư của nhà máy như thể hiện trong hình sau.



Hình 35: Hiệu suất nhà máy điện địa nhiệt là hàm số của nhiệt độ và enthalpy (TL. 5)



Hình 36: Chi phí có tính chỉ dẫn của nhà máy điện đối với các dự án địa nhiệt theo nhiệt độ của bể địa nhiệt (TL. 10). Tổ máy của nhà máy điện chiếm khoảng 40-50% tổng vốn đầu tư.

Tài liệu tham chiếu

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Hochstein, M.P., 1990. “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.
2. MEMR, 2016. *Sổ tay Thống kê Năng lượng và Kinh tế của Indonesia 2016*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia.
3. Yuniarto và các cộng sự., 2015. “Phát thải của nhà máy điện địa nhiệt ở Indonesia”, trong *Báo cáo Đại hội địa nhiệt thế giới 2015*, Melbourne, Australia.
4. Frick, và các cộng sự, 2015. “Nhà máy điện địa nhiệt nhị phân Lahendong, Indonesia: Dự án hợp tác Đức –Indonesia”, trong *Báo cáo Đại hội địa nhiệt thế giới 2015*, Melbourne, Australia.
5. Moon & Zarrouk, 2012. “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.
6. Erabs, K. và các cộng sự, 2015. “Hợp tác Đức-Indonesia về phát triển năng lượng địa nhiệt bền vững ở Indonesia – Hiện trạng và triển vọng”, trong *Báo cáo Đại hội địa nhiệt thế giới*. Melbourne, Australia.
7. Khảo sát địa nhiệt Colorado, www.coloradogeologicalsurvey.org, Truy cập ngày 20/7/2017.
8. Ormat, Điện địa nhiệt, www.ormat.com/geothermal-power, Truy cập ngày 20/7/2017.
9. Sarulla Operation Ltd, Dự án địa nhiệt Sarulla, www.sarullaoperations.com/overview.html, Truy cập ngày 20/7/2017.
10. IRENA, 2015, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014.
11. Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, 2006, “Sổ tay về những yếu tố bên ngoài, việc làm, và tính kinh tế của năng lượng địa nhiệt”.
12. Hoàng Hữu Quý (1998): Tổng quan về tiềm năng địa nhiệt của Việt Nam. Địa nhiệt học. Quyển 27, Ấn phẩm 1, Tháng 02/1998, Trang 109-115
13. Điện địa nhiệt tại Kenya. Wikipedia, https://en.wikipedia.org/wiki/Geothermal_power_in_Kenya

14. IRENA (2018): Các chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng tái tạo thế giới, Abu Dhabi.

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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

Công nghệ	Nhà máy điện địa nhiệt – Hệ thống nhỏ (nhị phân hoặc ngưng hơi)								
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy(MWe)	10	10	10	0,3	20	0,3	20		1;8
Công suất phát của cả nhà máy(MWe)	20	20	20	5	30	5	30		1
Hiệu suất điện thực (%) trên nhãn	10	11	12	6	12	8	14	A	5
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	10	11	12	6	12	8	14	A	5
Ngừng bắt buộc (%)	10	10	10	5	30	5	30		1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	4	4	4	2	6	2	6		1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	30	30	30	20	50	20	50		1
Thời gian xây dựng (năm)	2,0	2,0	2,0	1,5	3	1,5	3		1
Yêu cầu diện tích (1000m²/ MWe)	30	31	32	20	40	20	40		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	90	90	90	70	100	70	100		1
Hệ số công suất (%), bao gồm cắt điện	80	80	80	70	100	70	100		1
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)									
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)									
Thời gian khởi động ấm (giờ)									
Thời gian khởi động lạnh (giờ)									
Môi trường									
PM 2,5 (mg/Nm³)	-	-	-	-	-	-	-	B	6
SO₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-	B	6
NOx(g/GJ nhiên liệu)	-	-	-	-	-	-	-	B	6
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (M\$/MWe)	4,5	4,2	3,8	3,4	5,7	2,9	4,8	C;D;E	1;2;4;8
- trong đó thiết bị	60	60	60	40	70	40	70		3
- trong đó lắp đặt	40	40	40	30	50	30	50		3
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	20.000	18.500	16.900	15.000	25.000	12.700	21.100	C;D	1;4
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	0,37	0,34	0,31	0,28	0,46	0,23	0,39	C;D	1;4
Chi phí khởi động ((\$/MWe/khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ									
Chi phí thăm dò (tr. \$/MWe)	0,15	0,15	0,15	0,10	0,20	0,10	0,20		7
Chi phí xác nhận (tr. \$/MWe)	0,15	0,15	0,15	0,10	0,20	0,10	0,20		7

Tài liệu tham chiếu:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện".
2. Budisulistiyob& Krumdieck, 2014, "Phân tích nhiệt động học và kinh tế cho nghiên cứu tiền khả thi của nhà máy điện địa nhiệt chu kỳ nhị phân"
3. IRENA, 2015, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014
4. Tiếp cận đường cong lĩnh hội kinh nghiệm cho phát triển các thông số tài chính
5. Moon & Zarrouk, 2012, "Hiệu suất của các nhà máy điện địa nhiệt: Đánh giá toàn cầu"
6. Yuniato, et.all, 2015, "Phát thải của nhà máy điện địa nhiệt ở Indonesia"
7. Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, 2006, "Sổ tay về các yếu tố bên ngoài, việc làm và kinh tế học của năng lượng địa nhiệt".
8. Sáng kiến chính sách khí hậu, 2015, Sử dụng tài chính tư nhân để đẩy mạnh phát triển địa nhiệt: nhà máy điện địa nhiệt Sarulla, Indonesia.

Ghi chú

- A. Hiệu suất là hiệu suất nhiệt – có nghĩa là sử dụng nhiệt từ lòng đất. Vì nhiệt địa nhiệt là năng lượng tái tạo và được coi là miễn phí nên nếu tăng hiệu suất sẽ làm giảm chi phí đầu tư trên MW. Những tổ máy nhỏ này được giả định là các tổ máy chu kỳ nhị phân ở nhiệt độ nguồn trung bình.
- B. Địa nhiệt phát thải H2S. Theo quy định 21/2018 của Bộ trưởng Bộ Môi trường, mức phát thải này phải nhỏ hơn 35mg/Nm3
- C. Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/-25%
- D. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thăm dò và chi phí xác nhận (xem phần số liệu riêng của công nghệ)
- E. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận

Công nghệ	Geothermal power plant - large system (flash or dry)								
	2020	2030	2050	Bắt định (2020)		Bắt định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy(MWe)	55	55	55	30	500	30	500		1
Công suất phát của cả nhà máy(MWe)	110	110	110	30	500	30	500		1
Hiệu suất điện thực (%) trên nhà	16	17	18	8	18	10	20	A	5
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	15	16	17	8	18	10	20	A	5
Ngừng bắt buộc (%)	10	10	10	5	30	5	30		1
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	4	4	4	2	6	2	6		1
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	30	30	30	20	50	20	50		1
Thời gian xây dựng (năm)	2,0	2,0	2,0	1,5	3	1,5	3		1
Yêu cầu diện tích (1000m²/ MWe)	30	30	30	20	40	20	40		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	90	90	90	70	100	70	100		1
Hệ số công suất (%), bao gồm cắt điện	80	80	80	70	100	70	100		1
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	3	10	20						8
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)									
Thời gian khởi động ấm (giờ)									
Thời gian khởi động lạnh (giờ)									
Môi trường									
PM 2,5 (mg/Nm³)	-	-	-	-	-	-	-	C	6
SO₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-	C	6
NOx(g/GJ nhiên liệu)	-	-	-	-	-	-	-	C	6
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (M\$/MWe)	3,5	3,2	2,9	2,6	4,4	2,2	3,7	B;D;E	1;2;3;4
- trong đó thiết bị	60	60	60	40	70	40	70		3
- trong đó lắp đặt	40	40	40	30	50	30	50		3
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	18.000	16.700	15.200	13.500	22.500	11.400	19.000	B;D	1;4
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	0,25	0,23	0,21	0,19	0,31	0,16	0,26	B;D	1;4
Chi phí khởi động ((\$/MWe/khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ									
Chi phí thăm dò (tr. \$/MWe)	0,15	0,15	0,15	0,10	0,20	0;10	0;20		7
Chi phí xác nhận (tr. \$/MWe)	0,15	0,15	0,15	0,10	0,20	0;10	0;20		7

Tài liệu tham chiếu:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và tích trữ điện".
2. IEA, Báo cáo Triển vọng Năng lượng thế giới, 2015.
3. IRENA, 2015, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014
4. Tiếp cận đường cong lĩnh hội kinh nghiệm cho phát triển các thông số tài chính
5. Moon & Zarrouk, 2012, "Hiệu suất của các nhà máy điện địa nhiệt: Đánh giá toàn cầu"
6. Yuniato, et.all, 2015, "Phát thải của nhà máy điện địa nhiệt ở Indonesia"
7. Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, 2006, "Sổ tay về các yếu tố bên ngoài, việc làm và kinh tế học của năng lượng địa nhiệt".
8. Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, 2015, "Tóm tắt vấn đề của Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt: Doanh nghiệp và các dịch vụ điện ảnh hưởng có sẵn được cung cấp từ các nhà máy điện địa nhiệt".

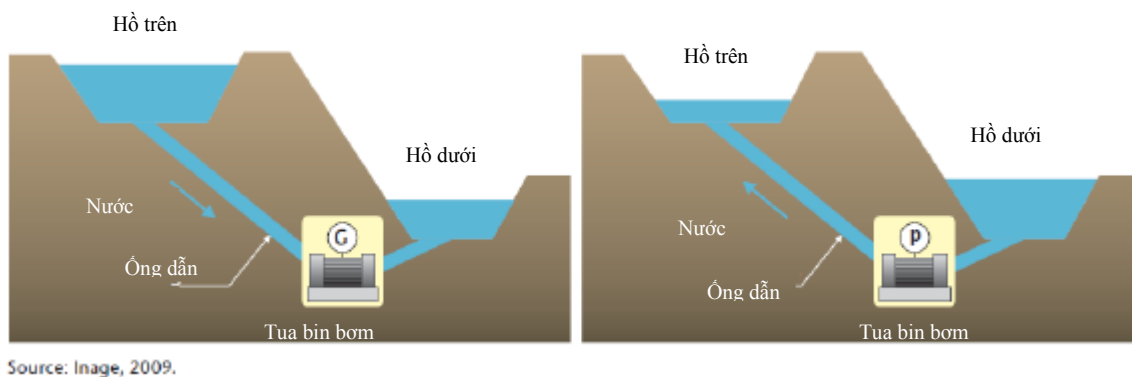
Ghi chú

- A. Hiệu suất là hiệu suất nhiệt – có nghĩa là sử dụng nhiệt từ lòng đất. Vì nhiệt địa nhiệt là năng lượng tái tạo và được coi là miễn phí nên nếu tăng hiệu suất sẽ làm giảm chi phí đầu tư trên MW. Những tổ máy nhỏ này được giả định là các tổ máy chu kỳ nhị phân ở nhiệt độ nguồn trung bình.
- B. Độ bất định (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/-25%, là con số ước tính dựa trên các trường hợp nghiên cứu của IRENA (TL. 3)
- C. Địa nhiệt phát thải H₂S. Theo quy định 21/2018 của Bộ trưởng Bộ Môi trường, mức phát thải này phải nhỏ hơn 35mg/Nm³
- D. Tỷ lệ học hỏi được giả định là có tác động đến thiết bị chuyên dụng và lắp đặt điện địa nhiệt. Các tổ máy của nhà máy điện (như tua bin và bơm) được giả định sẽ có xu hướng phát triển rất ít. Từ TL.3 giả định một nửa chi phí đầu tư là cho thiết bị chuyên dụng của địa nhiệt.
- E. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thăm dò và chi phí xác nhận (xem phần số liệu riêng của công nghệ)

11. THỦY ĐIỆN TÍCH NĂNG

Mô tả tóm tắt công nghệ

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



Hình 37: Nhà máy thủy điện tích năng (TL. 2)

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

Có ba loại thủy điện tích năng (TL. 3):

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

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

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

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

Công suất đặc trưng

Công suất tổ máy từ 50 đến 500 MW (TL. 12)

Cấu hình điều chỉnh

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

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

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

Nhược điểm:

- Các địa điểm rất hạn chế.
- Thời gian xây dựng dài hơn các phương án tích trữ năng lượng khác.
- Xây dựng các đập trên sông luôn luôn có ảnh hưởng đến môi trường.

Môi trường

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

Việc làm

PLN dự kiến nhà máy thủy điện (tích năng) Thượng Cisokan sẽ cần 3000 công nhân để hoàn thành. Theo quy định hiện nay về nhân lực hai phần ba số công nhân này phải được tuyển từ lực lượng lao động địa phương.

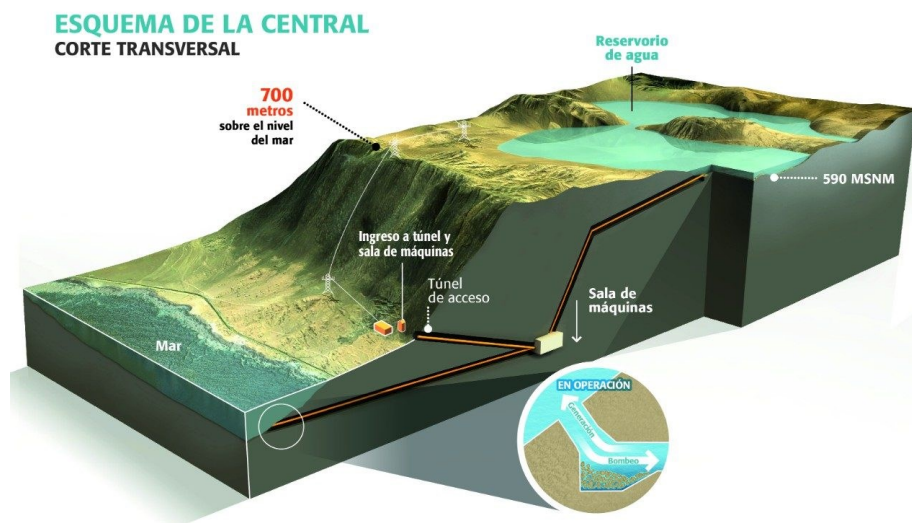
Nghiên cứu và phát triển

Thủy điện tích năng, giống như thủy điện có hồ chứa, là công nghệ đã chín muồi và được biết đến rộng rãi – thuộc loại 4.

Trong điều kiện vận hành bình thường, các tua bin thủy điện được tối ưu hóa cho một điểm vận hành được xác định bởi tốc độ, cột nước và lưu lượng nước. Ở chế độ vận hành có tốc độ cố định thì bất kỳ sự thay đổi nào của cột nước và lưu lượng đều làm giảm phần nào hiệu suất. Tổ máy tua bin-bơm có tốc độ thay đổi vận hành trong một dải thông số rộng về cột nước và lưu lượng, nhờ đó cải thiện tính kinh tế đối với thủy điện tích năng. Hơn nữa, các tổ máy có tốc độ thay đổi có thể đáp ứng những biến động của phụ tải và điều chỉnh tần số trong chế độ

bơm (mà tổ máy tua bin bơm thuận nghịch có tốc độ cố định chỉ có thể thực hiện ở chế độ phát điện). Tổ máy có tốc độ thay đổi có thể tiếp tục hoạt động ngay cả ở mức năng lượng thấp hơn, đảm bảo nạp nước hồ chứa đều đặn trong khi vẫn hỗ trợ ổn định lưới.

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



Hình 38: Nhà máy thủy điện tích năng 300 MW sử dụng nước biển ở Chile (TL. 13)

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

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy thủy điện tích năng Bắc Ái

Bắc Ái là nhà máy thủy điện tích năng đầu tiên của Việt Nam và hiện đang trong giai đoạn thiết kế kỹ thuật. Tổng công suất của nhà máy là 1.200 MW, với 4 tổ máy công suất 300 MW. Theo Tổng sơ đồ phát triển điện 7 (hiệu chỉnh), nhà máy thủy điện tích năng Bắc Ái sẽ được đưa vào vận hành trong giai đoạn 2023-2025. Hồ trên sẽ được xây dựng trên đỉnh núi Đá Đen, với chiều cao đập là 72m, mực nước dâng bình thường là 603m và thể tích hữu ích là 9 triệu m³. Hồ dưới sẽ sử dụng nước từ hồ Sông Cái thuộc hệ thống tưới tiêu Tân Mỹ với chiều cao đập là 38,4m, mực nước bình thường là 193m và thể tích hữu ích là 200 triệu m³, trong đó thể tích sử dụng cho nhà máy thủy điện tích năng Bắc Ái là 10 triệu m³. Cột nước thiết kế là 403m và lưu lượng xả tối đa là 248 m³/s. Nhà máy sẽ sử dụng tua bin Francis và hiệu suất của chu kỳ bơm-phát điện là 70%. Tổng giá trị đầu tư dự kiến của nhà máy Bắc Ái là 883 triệu USD (giá năm 2016, không bao gồm chi phí quản trị, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi suất) tương đương với suất đầu tư 0,74 triệu USD/MW. Tổng vốn đầu tư (bao gồm các chi phí trên) là 980 triệu USD, tương ứng với suất đầu tư 0,816 triệu USD/MW (TL. 17).

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

Nhà máy thủy điện tích năng Phong Ninh là một nhà máy hiện đang được xây dựng cách Thừa Đức của tỉnh Hà Bắc, Trung Quốc 145 km (90 dặm) về phía tây bắc, ở huyện tự trị dân tộc Mãn-Phong Ninh. Nhà máy này được khởi công xây dựng vào tháng 6/2013 và tổ máy đầu tiên dự kiến được vận hành thử vào năm 2019, tổ máy cuối cùng vào năm 2021. Chi phí đầu tư của dự án là 1,87 tỷ USUSD. Năm 2014, Tập đoàn Gezhouba đã được trao hợp đồng là nhà thầu chính xây dựng nhà máy điện này. Khi hoàn thành, nhà máy này sẽ là nhà máy thủy điện tích năng lớn nhất trên thế giới có công suất lắp đặt là 3600 MW gồm 12 tổ máy công suất mỗi tổ máy là 300 MW, tua bin – bơm là loại Francis (TL. 14).

Indonesia có kế hoạch xây dựng nhà máy thủy điện tích năng đầu tiên của nước này. Nhà máy điện này sẽ vận hành chuyển nước giữa hai hồ chứa; hồ dưới ở trên sông Thượng Cisokan và hồ trên ở trên sông Cirumamis là một nhánh hữu ngạn của sông Thượng Cisokan. Khi nhu cầu năng lượng cao, nước từ hồ trên được dẫn xuống nhà máy điện để sản xuất điện. Khi nhu cầu năng lượng thấp, nước được bơm từ hồ dưới lên hồ trên với cùng tổ máy bơm-phát điện. Quá trình này lặp đi lặp lại nếu cần thiết và cho phép nhà máy hoạt động như một nhà máy điện chạy đỉnh. Nhà máy có bốn tổ máy tua bin bơm loại Francis có công suất định mức 260 MW mỗi máy để phát điện và 275 MW để bơm. Mức nước hồ trên cao nhất là 796 m và thấp nhất là 499 m. Sự chênh lệch về mức nước cho phép nhà máy có cột nước thủy lực định mức là 276 m. Dự kiến nhà máy sẽ vận hành thương mại vào năm 2019.

Tài liệu tham chiếu

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. EPRI, 2010. *Những lựa chọn công nghệ tích trữ điện năng: Sách trắng nhập môn về các ứng dụng, chi phí và lợi ích*, EPRI, Palo Alto, CA
2. Inage, S., 2009. *Triển vọng cho thủy điện tích năng quy mô lớn trong lưới điện các bon thấp*, Tài liệu làm việc của IEA, IEA/OECD, Paris.
3. IEA, 2012. *Lộ trình công nghệ thủy điện*, Cơ quan Năng lượng quốc tế, Paris, Pháp
4. IRENA, 2012. *Tích trữ điện năng và năng lượng tái tạo để cấp điện cho các đảo*, IRENA, Abu Dhabi
5. IHA, 2011. *Báo cáo hoạt động của IHA 2010*, Hiệp hội thủy điện quốc tế, Luân Đôn.
6. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, *Thủy điện: Tóm tắt công nghệ*.
7. Ngân hàng Thế giới, 2011. "Indonesia – Dự án thủy điện tích năng Thượng Cisokan ". *Tài liệu thẩm định dự án*. Ngân hàng Thế giới, tháng 4/ 2011.
8. Pittock, J., 2010. “Quan điểm – Quản lý thủy điện tốt hơn trong kỷ nguyên của biến đổi khí hậu”, *Các lựa chọn về nước*3(2): 444-452.
9. Kema, 2007. *Đảo năng lượng cho thủy điện tích năng quy mô lớn*, www.kema.com/services/ges/innovative-projects/energystorage/Default.aspx Truy cập ngày 01/08/2012.
10. Buchan, D., 2012. *Energiewende – Văn bài của nước Đức*, SP26, Viện nghiên cứu năng lượng Oxford, Trường Đại học Oxford, Vương quốc Anh, Tháng 6
11. Eurelectric, 2015. Thủy điện: Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi, Báo cáo của Eurelectric, Tháng 6
12. General Electric, <https://www.gerenewableenergy.com/hydro-power/large-hydropower-solutions/hydro-turbines/pump-turbine.html>, Truy cập ngày 20/7/2017
13. Hydroworld, www.hydroworld.com Truy cập ngày 20/7/2017
14. Wikipedia, www.wikipedia.org Truy cập ngày 20/7/2017
15. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2015, “Báo cáo thị trường thủy điện”.
16. IRENA (2018): Chi phí sản xuất điện từ năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, Abu Dhabi.

17. PECC1, "Nhà máy thủy điện tích năng Bắc Ái - Báo cáo Nghiên cứu khả thi", 2015

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các giá được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2016.

Công nghệ	Thủy điện tích năng								
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy(MWe)	250	250	250	100	500	100	500	A	1;6
Công suất phát của cả nhà máy(MWe)	1.000	1.000	1.000	100	4.000	100	4.000		1;6
Hiệu suất điện thực (%) trên nhà	80	80	80	75	82	75	82		1;3;5
Hiệu suất điện thực (%) trung bình năm	80	80	80	75	82	75	82		1;3;5
Ngừng bắt buộc (%)	4	4	4	2	7	2	7		5
Ngừng theo kế hoạch (số tuần trong năm)	3	3	3	2	6	2	6		5
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	50	50	50	40	90	40	90		1
Thời gian xây dựng (năm)	4,3	4,3	4,3	2,2	6,5	2,2	6,5	B	1
Yêu cầu diện tích (1000m²/ MWe)	30	30	30	15	45	15	45		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm cắt điện	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình điều chỉnh									
Tốc độ điều chỉnh (%/phút)	50	50	50	10	100	10	100		2;5
Phụ tải nhỏ nhất (% của tải đầy)	0	0	0	0	0	0	0		2
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		2
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		2
Môi trường									
PM 2,5 (mg/Nm³)	0	0	0	0	0	0	0		
SO₂ (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0	0	0	0	0		
NOx(g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh định (M\$/MWe)	0,86	0,86	0,86	0,60	6,0	0,60	6,0	C;E	1;3;4
- trong đó thiết bị	30	30	30	20	50	20	50		7
- trong đó lắp đặt	70	70	70	50	80	50	80		7
Chi phí VH&BD cố định (\$/MWe)	8.000	8.000	8.000	4.000	30.000	4.000	30.000		3;4;6;7
Chi phí VH&BD biến đổi (\$/MWe)	1,3	1,3	1,3	0,5	3,0	0,5	3,0		1;7
Chi phí khởi động ((\$/MWe/khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ									
Quy mô hồ chứa (MWh)	10.000	10.000	10.000	3.000	20.000	3.000	20.000	D	1;6
Thời gian tái/ không tái (giờ)	10	10	10	4	12	4	12	D	1;6

Tài liệu tham chiếu

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

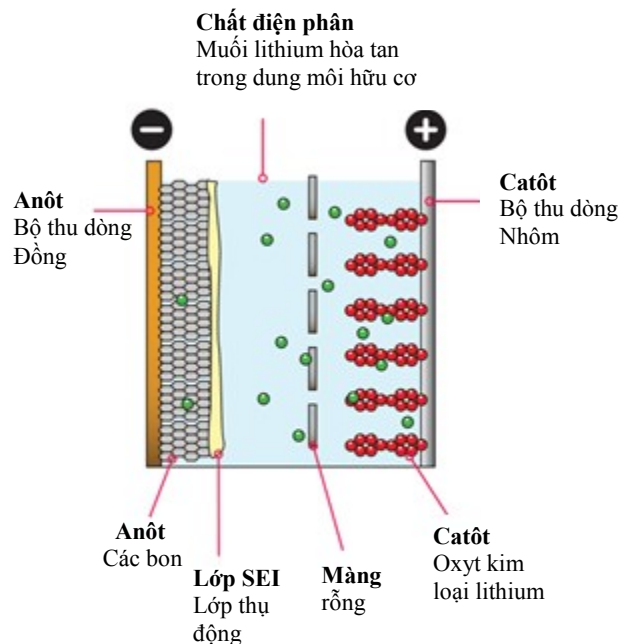
Ghi chú

- A. Công suất tua bin.
- B. Độ bất định (cao/thấp) ước tính là +/- 50%.
- C. Những con số này nhạy cảm theo từng địa điểm. Sẽ có sự cải thiện về xu hướng phát triển của đường cong lĩnh hội kinh nghiệm, nhưng sự cải thiện này sẽ được cân đối do những địa điểm tốt nhất sẽ được sử dụng trước. Đầu tư phụ thuộc nhiều vào công trình xây dựng
- D. Công suất của toàn bộ nhà máy và không phải của tổ máy (tua bin).
- E. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần phương pháp luận.

12. PIN TÍCH NĂNG LITHIUM-ION

Pin tích năng lithium-ion hay pin Li-on (viết tắt là LIB) có thể tích trữ điện năng dưới dạng năng lượng hóa học. Cả hai loại pin LIB có thể nạp lại được và không nạp lại được đều là sản phẩm thương mại có sẵn trên thị trường. Loại pin LIB không nạp lại được (cũng được gọi là pin sơ cấp) có thời hạn sử dụng dài và tỷ lệ tự phóng điện thấp và thường được sản xuất dưới dạng pin cúc áo nhỏ cho các thiết bị như thiết bị điện tử di động của người dùng, đồng hồ đeo tay và tai nghe. Loại pin LIB có thể nạp lại được (cũng được gọi là pin thứ cấp) được sử dụng cho tất cả các thiết bị điện tử người dùng và hiện đang xâm nhập vào các thị trường mới như xe chạy bằng điện và tích trữ điện năng quy mô lớn. Pin sạc LIB có thể được sử dụng để cung cấp các dịch vụ hệ thống điện như điều chỉnh tần số sơ cấp, điều chỉnh điện áp và dịch chuyển phụ tải, cũng như tích trữ điện năng tại từng hộ gia đình. Trong phần dưới đây, chúng tôi chỉ tập trung vào pin sạc LIB¹³.

Một pin LIB bao gồm hai điện cực rỗng được ngăn cách bởi một lớp màng có lỗ rỗng. Một chất điện phân dạng lỏng lấp đầy các lỗ rỗng trong các điện cực và màng ngăn. Muối lithium (VD: LiPF_6) được hòa tan trong chất điện phân để tạo ra các ion Li^+ và PF_6^- . Các ion này có thể di chuyển từ điện cực này sang điện cực khác thông qua các lỗ trong điện cực và màng ngăn. Các vật chất trong cả điện cực âm và dương đều có thể phản ứng với các ion Li^+ . Điện cực âm trong pin LIB thường được làm từ carbon và điện cực dương được làm từ oxit kim loại Lithium. Các điện tử không thể di chuyển thông qua chất điện phân và màng ngăn cách về vật lý giữa các điện cực nhằm tránh trường hợp các điện tử di chuyển từ điện cực âm sang điện cực dương và gây ra đoản mạch trong pin. Các thành phần trong pin LIB được mô tả trong hình dưới đây.



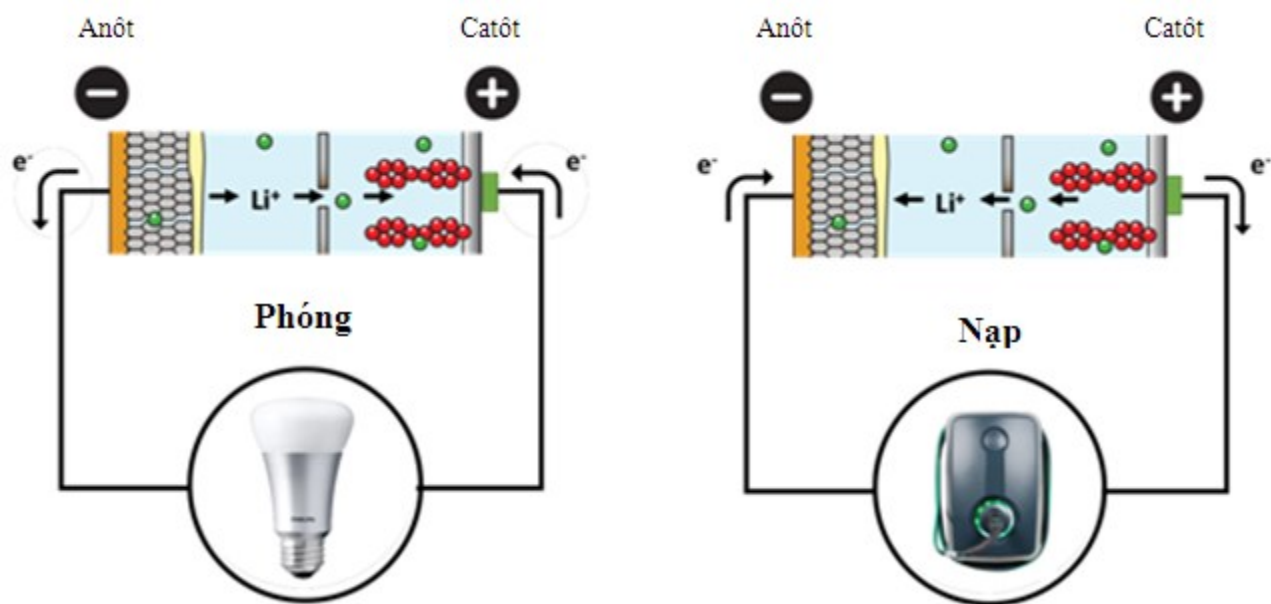
Hình 39: Sơ đồ giản lược hệ thống pin LIB điển hình thể hiện từng thành phần trong pin.

¹³Chương này được trích dẫn từ dự thảo Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch, do Rasmus Rode Mosbæk và Søren Højgaard Jensen, Hybrid Greentech ApS soạn thảo.

Khi hai điện cực được kết nối thông qua mạch điện bên ngoài, pin bắt đầu phóng điện. Trong quá trình phóng điện, các điện tử chạy qua mạch điện bên ngoài để đi từ điện cực âm sang điện cực dương. Đồng thời các ion Li^+ sẽ rời khỏi điện cực âm và di chuyển sang điện cực dương thông qua chất điện phân, tại đây các ion này sẽ phản ứng với điện cực dương. Quá trình này diễn ra hoàn toàn tự nhiên do hai điện cực này được làm từ các vật liệu khác nhau. Để giải thích một cách dễ hiểu, điện cực dương “thích” các điện tử và các ion Li^+ hơn là điện cực âm.

Năng lượng được giải phóng khi có một ion Li^+ và một điện tử rời khỏi điện cực âm và tiến đến điện cực dương được tính bằng điện áp của pin nhân với điện tích của điện tử. Nói cách khác, điện áp của pin – *cũng được gọi là lực điện động (EMF)* – là năng lượng được giải phóng từ mỗi điện tử trong quá trình phóng điện. *EMF* thường ở mức khoảng 3-4 Volt và phụ thuộc vào hóa chất trong pin LIB, nhiệt độ và trạng thái nạp điện (gọi tắt là SOC – xem thông tin bên dưới). Ví dụ, khi một bóng đèn được bổ sung vào mạch điện ngoài, điện áp giảm chủ yếu khi qua bóng đèn đó và do đó năng lượng được giải phóng trong pin LIB bị tiêu hao tại bóng đèn. Nếu bóng đèn được thay thế bằng một nguồn điện áp (VD: nguồn cấp điện) thì quá trình diễn ra trong pin có thể bị đảo ngược và khi đó điện năng có thể được tích trữ trong pin.

Quá trình phóng điện và nạp điện được mô tả trong hình dưới đây. Pin giải phóng toàn bộ điện năng khi hầu như tất cả Lithium rời khỏi điện cực âm và phản ứng với điện cực dương. Nếu pin giải phóng điện năng vượt quá mức này, các chất hóa học trong điện cực sẽ trở nên không ổn định và bắt đầu thoái hóa. Khi pin LIB giải phóng toàn bộ điện năng, *EMF* ở mức thấp so với khi pin được nạp đầy. Chất hóa học trong mỗi pin LIB có một dải điện áp an toàn cho *EMF* và các điểm chết của dải điện áp này thường tương ứng với 0% và 100% trạng thái nạp điện (SOC). Công suất phóng điện được đo bằng đơn vị Ampe nhân giờ, Ah, và phụ thuộc vào loại và khối lượng vật liệu trong các điện cực.



Hình 40: Sơ đồ giản lược hệ thống pin LIB ở chế độ phóng điện và nạp điện. Trong quá trình phóng điện, các ion Li^+ di chuyển từ điện cực âm (hình bên trái) sang điện cực dương. Quá trình này được đảo ngược khi ở chế độ nạp điện (hình bên phải).

Các pin lithium đầu tiên được phát triển từ đầu thập niên 1970 và hãng Sony đã công bố pin lithium-ion thương mại đầu tiên vào năm 1991. Trong thập niên 90 và đầu những năm 2000, các pin LIB dần dần được phát triển

nâng cấp hơn do sự thúc đẩy của thị trường điện thoại di động. Sản phẩm Tesla Roadster đã được giới thiệu đến khách hàng năm 2008 và là loại xe chạy hoàn toàn bằng điện được hoạt động hợp pháp trên đường cao tốc, sử dụng pin lithium-ion. Sau đó, vào khoảng năm 2010, công nghệ LIB được mở rộng ứng dụng cho lĩnh vực tích năng.

Các hóa chất trong pin Lithium-ion

Bảng dưới đây so sánh 3 nhóm hóa chất được sử dụng phổ biến nhất trong pin LIB đối với các hệ thống pin LIB nổi trội và các nhà sản xuất chính. Các hóa chất khác cho pin LIB như LCO, LMO và NCA không được sử dụng để tích năng cho lưới điện và do đó không được đưa vào bảng này. Số liệu trong bảng này được lấy từ các nhà sản xuất pin, nhà cung cấp sản phẩm hoặc hệ thống. NMC là nhóm hóa chất phổ biến nhất trong ba nhóm hóa chất do sản lượng sản xuất tăng cao và giá thành giảm trong ngành máy móc tự động. Pin NMC có mật độ năng lượng cao nhưng lại sử dụng coban. Các thách thức đối với môi trường khi sử dụng coban được mô tả trong mục “Môi trường”.

Pin LFP không sử dụng coban trong catốt, nhưng không được sử dụng phổ biến như NMC, và do đó thường có giá cao hơn, chủ yếu do sản lượng sản xuất thấp hơn.

Cả pin NMC và LFP đều có anốt bằng graphite. Nguyên nhân chính làm thoái hóa pin LIB sử dụng hóa chất NMC và LFP đó là sự tách lớp graphite và thoái hóa điện cực, xảy ra trong quá trình duy trì tích năng.

Pin LIB sử dụng hóa chất LTO là pin hóa chất đắt nhất trong ba loại hóa chất. Trong các pin LTO, anốt bằng graphite được thay thế bằng anốt Lithium titanat. Catốt của pin LTO có thể sử dụng NMC, LFP hoặc hóa chất khác cho catốt của pin. Nét đặc trưng của pin LTO là có tuổi thọ dài và số chu kỳ sạc pin lớn.

Bảng 22: So sánh 3 nhóm hóa chất phổ biến sử dụng cho pin LIB.

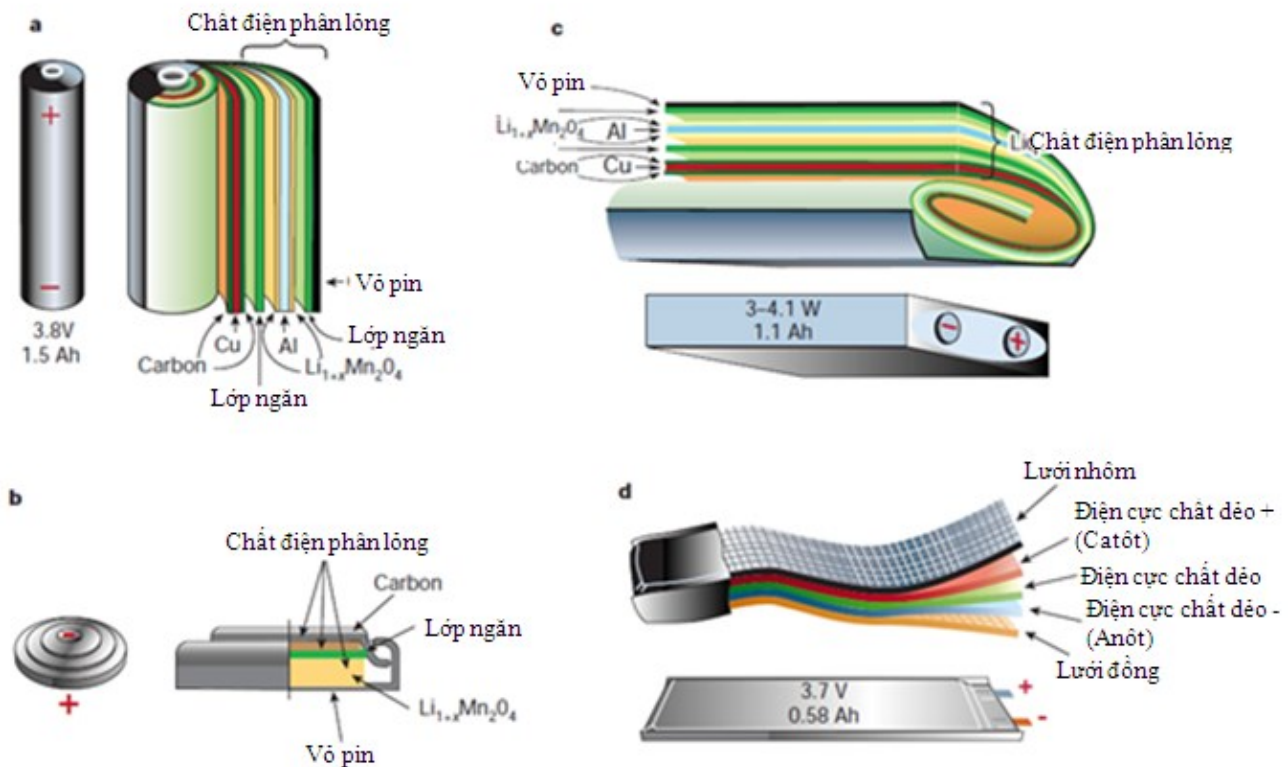
Tên viết tắt	Tên	Anốt	Catốt	Mật độ năng lượng Wh/kg	Chu kỳ nạp lại	Tuổi thọ	Các nhà sản xuất chính	TL tham khảo
NMC	Lithium Niken Mangan Oxit Coban	Graphit	Li _{Ni_{0,6}Co_{0,2}Mn_{0,2}O₂}	120-300	3000-10000	10-20 năm	Samsung SDI LG Chem SK Innovation Leclanche Kokam	1-5
LFP	Lithium Sắt Photphat	Graphit	LiFePO ₄	50-130	6000-8000	10-20 năm	BYD/Fenecon Fronius/Sony*	6, 7
LTO	Lithium Titanat	LiTO ₂	LiFePO ₄ or Li _{Ni_{0,6}Co_{0,2}Mn_{0,2}O₂}	70-80	15000-20000	25 năm	Leclanche Kokam Altairnano	1, 3, 4, 8

**Các hệ thống tích năng hộ gia đình. Tất cả các hệ thống đều có quy mô công suất nhiều MWh.*

Bao bì sản phẩm pin Lithium-ion

Các hình thức đóng bao bì phổ biến nhất cho các pin LIB được minh họa trong hình dưới đây. Các ví dụ được trình bày trong hình tiếp theo. Hình (a) cung cấp sơ đồ phác họa pin LIB hình trụ. Các pin hình trụ được ứng dụng rộng rãi trong các thiết bị từ các máy tính xách tay và công cụ điện cho đến bộ pin tích điện Tesla. Hình (a) mô tả pin LIB hình trụ Tesla 21700 của có đường kính 21 mm và chiều dài 70 mm. Pin này được sản xuất tại

Đại nhà máy Tesla 1 cho Mô hình Tesla 3 (TL. 9). Hình (b) phác họa pin LIB dạng đồng xu. Các pin đồng xu thường được sử dụng làm pin sơ cấp trong các thiết bị điện tử di động người dùng, đồng hồ đeo tay và tai nghe. Do các pin này không được sử dụng làm pin thứ cấp (pin có thể sạc) trong các hệ thống tích năng bằng pin LIB nên sẽ không được trình bày trong phần này. Hình (c) thể hiện sơ đồ phác họa pin LIB dạng lăng trụ. Các pin LIB dạng lăng trụ thường được ứng dụng trong công nghiệp và các hệ thống tích năng bằng pin LIB nổi lưới. Pin LIB dạng lăng trụ SDI của Samsung được minh họa trong Hình (b). Loại pin này được sử dụng trong BMW i3 (TL.10). Hình (d) thể hiện sơ đồ phác họa pin LIB dạng túi. Hình (c) minh họa pin LIB NMC dạng túi LG Chem được sử dụng trong các hệ thống tích năng bằng pin LIB nổi lưới của LG Chem. Các pin LIB dạng túi được sử dụng trong các phương tiện chạy bằng điện như Nissan Leaf (TL. 11).



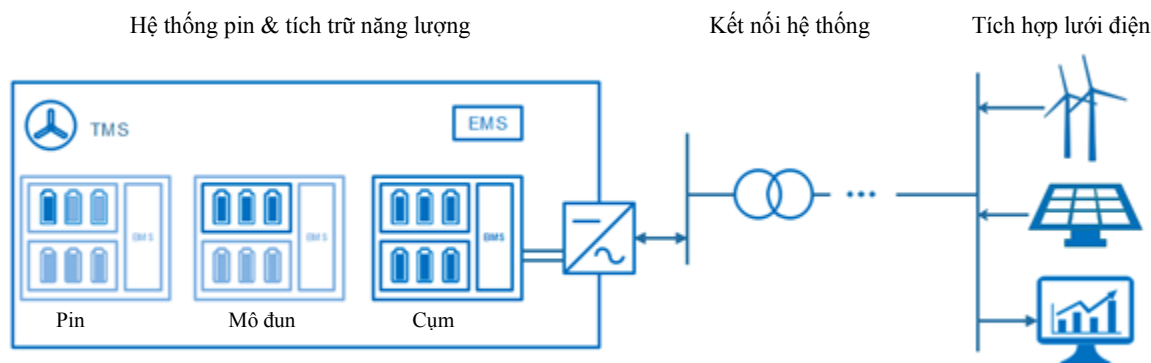
Hình 41: Sơ đồ phác họa mô tả hình dạng, bao bì và các bộ phận của các loại pin Lion (TL. 12).
(a) Hình trụ; (b) Hình đồng xu; (c) Hình lăng trụ; và (d) dạng túi.



Hình 41. Các ví dụ về pin LIB. (a) Pin LIB NMC hình trụ Tesla 21700. (b) Pin LIB dạng lăng trụ SDI của Samsung. (c) Pin LIB NMC dạng túi LG Chem. (TL. 12 đến 15).

Các bộ phận trong hệ thống tích năng bằng pin lithium-ion

Hình dưới đây cung cấp tổng quan về các bộ phận trong hệ thống tích năng bằng pin LIB nổi lưới. Trong các hệ thống tích năng pin LIB, các pin được lắp ráp thành các mô đun sắp xếp thành các bộ pin. Các bộ pin bao gồm hệ thống quản lý pin (BMS). BMS là một hệ thống điện tử bảo vệ các pin vận hành trong khu vực vận hành an toàn. Một hệ thống quản lý nhiệt (TMS) điều chỉnh nhiệt độ cho pin và hệ thống tích năng. TMS phụ thuộc vào các điều kiện môi trường, ví dụ như hệ thống được đặt trong nhà hay ngoài trời. Ngoài ra, có một hệ thống quản lý năng lượng (EMS) kiểm soát nạp điện/xả điện của hệ thống tích năng pin LIB nổi lưới. Tùy theo ứng dụng và cấu trúc hệ thống điện, hệ thống biến đổi điện có thể bao gồm một hoặc nhiều bộ biến đổi điện (kết nối dòng DC/AC). Để kết nối hệ thống, có thể cần một máy biến áp để tích hợp với các cấp điện áp trên lưới cao hơn. Sự tích hợp với lưới điện đem lại các dịch vụ cho lưới điện như cải thiện độ tin cậy, dịch chuyển phụ tải, điều tần, v.v. Các dịch vụ này được mô tả trong mục “Khả năng điều chỉnh và các dịch vụ hệ thống khác”. Các giá trị và lợi nhuận được tạo ra từ việc bán các dịch vụ này cho các Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải điện. Việc xác định hợp lý quy mô công suất pin và các hệ thống biến đổi điện năng có vai trò quan trọng trong việc tối đa hóa doanh thu.



Hình 43: Sơ đồ hệ thống pin tích năng, kết nối hệ thống điện và các bộ phận trong giao diện lưới điện. Các từ khóa nhấn mạnh các khía cạnh liên quan về kỹ thuật và kinh tế. Điều chỉnh nội dung từ (TL. 16)

Đầu vào / Đầu ra

Đầu vào và đầu ra đều là điện năng. Điện năng được chuyển đổi sang năng lượng điện hóa trong quá trình nạp điện và chuyển đổi ngược lại thành điện năng trong quá trình phóng điện.

Hiệu suất năng lượng và tổn thất

Các tổn thất năng lượng trong pin LIB có thể chia thành tổn thất trong vận hành và tổn thất khi ở trạng thái dự phòng. Các tổn thất trong vận hành xảy ra khi năng lượng nạp vào pin từ lưới điện hoặc năng lượng phóng ra từ pin vào lưới điện. Tổn thất này cũng bao gồm các tổn thất trong quá trình biến đổi năng lượng trong pin và tổn thất ở các thiết bị điện-điện tử sử dụng điện.

Khi pin LIB không vận hành, điện áp của pin U bằng EMF . Tuy nhiên, trong quá trình phóng điện hoặc nạp điện, điện áp của pin U thay đổi do dòng điện I chạy qua điện trở trong R_i của pin LIB. Thay đổi điện áp ΔU có thể xác định bằng định luật Ôm:

$$\Delta U = U - EMF = R_i I \quad (1)$$

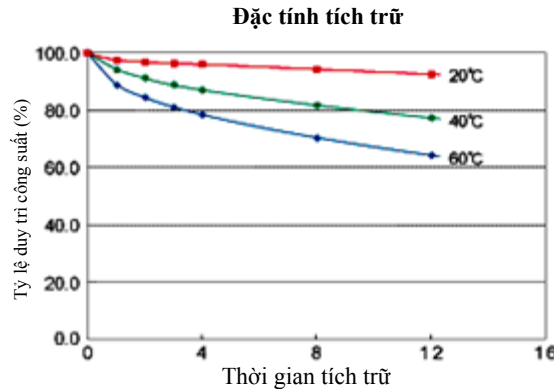
Còn tổn thất trong điện trở của pin được tính bằng công thức:

$$P_{\text{loss}} = \Delta U I = R_i I^2 \quad (2)$$

Phương trình (2) giải thích sự gia tăng tổn thất khi cường độ dòng điện tăng.

Pin LIB tạo ra dòng điện một chiều trong quá trình phóng điện và cần năng lượng đầu vào của dòng điện một chiều để nạp điện. Trước khi điện năng được giải phóng lên lưới, bộ biến đổi điện sẽ chuyển đổi dòng điện một chiều thành dòng điện xoay chiều. Tổn thất ở bộ biến đổi điện thường tăng dần từ khoảng 1% lên đến 2% khi gia tăng công suất biến đổi tương đối từ 0% lên đến 100% (TL. 17).

Các phản ứng hóa học không mong muốn gây ra rò rỉ dòng điện bên trong pin LIB. Tình trạng rò rỉ dòng điện sẽ dẫn tới quá trình tự phóng điện diễn ra chậm trong khi thiết bị ở trạng thái dự phòng. Tỷ lệ tự phóng điện gia tăng theo nhiệt độ và biểu đồ dưới đây thể hiện công suất nạp còn lại của pin LIB là hàm số của thời gian và nhiệt độ. Tỷ lệ phóng điện là độ dốc của đường cong và ở mức khoảng 0,1%/ngày ở nhiệt độ không khí.

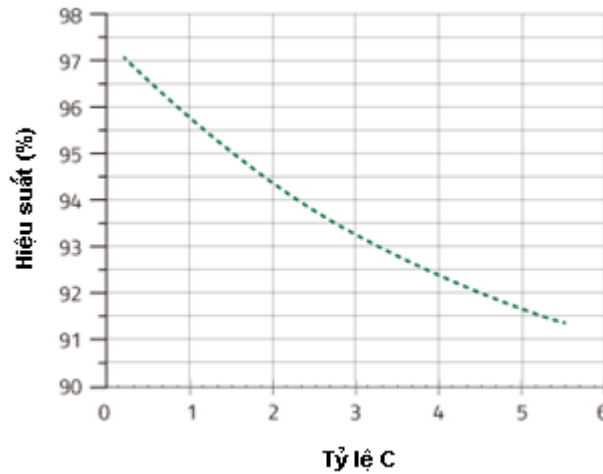


Hình 44: Công suất nạp còn lại của một pin LIB điển hình là hàm số của thời gian tích trữ (TL. 18).

Ngoài sự tự phóng điện trong pin, thì hệ thống tích trữ điện năng còn cần điện để vận hành các cụm thiết bị phụ của hệ thống (BOP). Tổn thất năng lượng tương đối giữa các phần phụ thuộc vào loại hình áp dụng, và một chiến lược vận hành cần thận là quan trọng để giảm tiêu thụ điện đến mức nhỏ nhất (TL. 17). Tổn thất dự phòng E_{stb} là tổng tổn thất năng lượng trong thời gian pin ở trạng thái dự phòng sẵn sàng hoạt động do sự tự phóng điện trong pin và tiêu thụ điện năng của các thành phần phụ trợ (BOP).

Hiệu suất biến đổi hai chiều của pin LIB là thương của năng lượng phóng chia cho năng lượng nạp. Hiệu suất biến đổi của pin giảm đi khi dòng điện tăng vì P_{loss} tăng. Ví dụ về hiệu suất biến đổi năng lượng của pin LIB

được thể hiện trong hình dưới đây. Tỷ lệ C là số nghịch đảo của thời gian cần để xả hết năng lượng của pin đã được nạp. Ở một tỷ lệ C là 2 thì mất 1/2 giờ và ở tỷ lệ C là 6 thì mất 10 phút.



Hình 45: Quan hệ giữa hiệu suất biến đổi hai chiều và tỷ lệ C của pin lithium-polyme NMC của Kokam (TL. 19).

Hiệu suất biến đổi hai chiều của hệ thống $\eta_{\text{Conversion}}$ có tính đến những tổn thất xuất hiện trong quá trình biến đổi từ năng lượng nạp $E_{\text{Charge,AC}}$ và năng lượng xả $E_{\text{Discharge,AC}}$ từ/dến lưới điện. Bao gồm những tổn thất biến đổi trong pin và trong các thiết bị điện tử, có thể tính theo công thức sau:

$$\eta_{\text{Conversion}} = \frac{E_{\text{Discharge,AC}}}{E_{\text{Charge,AC}}} \quad (3)$$

Tổng hiệu suất biến đổi hai chiều η_{Total} có tính thêm những tổn thất dự phòng:

$$\eta_{\text{Total}} = \frac{E_{\text{Discharge,AC}}}{E_{\text{Charge,AC}} + E_{\text{stb}}} \quad (4)$$

Ở đây E_{stb} là năng lượng lấy từ hệ thống điện để vận hành liên tục các hệ thống BOP và duy trì trạng thái nạp.

Do có các loại tổn thất khác nhau nên hiệu suất tổng η_{Total} phụ thuộc nhiều vào loại hình ứng dụng. Ví dụ, hệ thống LIB công suất 11 MW/4,4 MWh lắp đặt tại Maui, Hawaii để quản lý điều chỉnh công suất điện gió, đảm bảo ổn định công suất ra của một trang trại điện gió 21MW (TL. 20). Tổng hiệu suất biến đổi hai chiều của hệ thống này là khoảng 80 % (TL. 21). Lazard sử dụng số ước tính là 85% (TL. 22). Tổng kết lại, tổng tổn thất hai chiều đặc trưng bao gồm 2-5% ở pin, 2-4% ở các thiết bị điện tử và phần còn lại là tổn thất dự phòng.

Khả năng điều chỉnh và những dịch vụ phụ trợ hệ thống khác

Hệ thống LIB nổi lưới có thể hấp thụ và giải phóng điện năng nhanh. Thời gian phản ứng của LIB nổi lưới phụ thuộc nhiều vào các thành phần điều khiển, EMS, BMS và TMS cũng như hệ thống biến đổi điện.

Chi phí tích trữ điện năng tương đối thấp làm cho hệ thống tích trữ điện năng bằng ắc quy nổi lưới (LIB BESS) thích hợp cho một dải rộng các ứng dụng (TL. 23) như *san phụ tải đỉnh* ở nơi mà BESS cung cấp hoặc tiêu thụ năng lượng để giảm phụ tải đỉnh trong hệ thống điện. Về mặt này, BESS có thể giúp thúc đẩy *tích hợp năng*

lượng tái tạo, v.s. chuyển thời gian hoặc phụ tải của điện mặt trời từ ban ngày sang ban đêm. Ngoài ra, BESS có thể giúp *làm giảm tắc nghẽn truyền tải* ở nơi BESS làm giảm phụ tải trong mạng lưới truyền tải và phân phối điện.

Thời gian phản ứng nhanh tạo ra khả năng sử dụng rộng rãi BESS điều khiển sơ cấp. Những ứng dụng này bao gồm *Điều chỉnh tần số* ở những nơi BESS được sử dụng để giảm nhẹ sự chênh lệch tần số AC. BESS cũng có thể được sử dụng để tăng *tính ổn định* của lưới điện nhờ phản ứng ngay lập tức sau khi xảy ra sự cố. Ở đây BESS có thể giúp duy trì sự ổn định trong hệ thống điện cho đến khi người vận hành đã tái điều độ nguồn phát điện. Ngoài ra, BESS có thể được sử dụng một cách hiệu quả cho *khởi động đen* lưới phân phối và hệ thống BESS cũng phù hợp cho tăng cường *chất lượng điện* và giảm *chênh lệch điện áp* trong lưới phân phối. BESS cũng có thể được sử dụng để cung cấp *dự phòng quay công suất hữu công và công suất phản kháng*, do đó cải thiện biểu đồ điện áp của lưới điện. Điều này có thể cải thiện sự tích hợp năng lượng tái tạo vì nó làm giảm số lần nhảy bảo vệ của các bộ biến đổi điện.

Thời gian tích trữ năng lượng đặc trưng

Nhiều đặc điểm của công nghệ LIB tạo thành giới hạn trên của thời gian có thể tích trữ năng lượng. Tỷ lệ tự phóng điện làm ngắn thời gian tích trữ điện vài tháng. Điện tự dùng tiêu thụ của các thiết bị phụ trợ (BOP) cho vận hành dự phòng làm tăng tổn thất ký sinh của hệ thống và cũng làm tăng thêm sự hạn chế thời gian dự phòng khả thi. Những phản ứng hóa học không mong muốn trong pin LIB làm pin bị xuống cấp dần dần và rút ngắn tuổi thọ. Đây là tín hiệu yêu cầu thời gian tích trữ năng lượng ngắn hơn để nhận đủ số chu trình, và đạt được doanh thu chắc chắn.

Đối với LIB tổng số chu trình nạp-phóng trong tuổi đời của pin bị giới hạn trong khoảng từ vài nghìn đến vài chục nghìn lần. Số chính xác phụ thuộc vào hóa chất, phương pháp chế tạo, các điều kiện thiết kế và vận hành như nhiệt độ, tỷ lệ C và thời gian tính theo dương lịch. Số này ảnh hưởng đến loại ứng dụng phù hợp. Ví dụ, do mức độ sử dụng khác nhau, có thể thấy hóa chất LTO được sử dụng nhiều hơn trên thị trường FCR-N¹⁴ trong khi các hóa chất khác như NMC được ưa chuộng hơn trên thị trường FCR-D.

Cho đến nay, phần lớn những hệ thống LIB đã được triển khai để thực hiện phản ứng nhanh làm phẳng biểu đồ phụ tải và ổn định điện năng lượng tái tạo với thời gian tích trữ trong khoảng từ vài giây đến vài phút (TL. 25). Gần đây, sự sử dụng các hệ thống này đã tăng lên cho việc dịch chuyển thời gian sử dụng điện năng lượng tái tạo với thời gian tích trữ điện là vài giờ (TL. 17 và TL. 25).

Yêu cầu diện tích

Những giá đỡ và hộp pin được lắp trong các công ten nơ và năng lượng của mỗi công ten nơ 40 feet là 4-6MWh đối với pin NMC (TL.2 và TL. 24). Diện tích yêu cầu của một công ten nơ 40-feet là 29,7 m². Như vậy, yêu cầu về diện tích là khoảng 5-7,5 MWh/m².

Ưu điểm / nhược điểm

Trong thập kỷ qua, lợi ích thương mại từ việc sử dụng các hệ thống LIB để tích trữ điện năng đã tăng đáng kể. Khối lượng sản xuất vẫn còn hạn chế và có tiềm năng hứa hẹn về giảm chi phí thông qua việc tăng quy mô công suất. Công nghệ này là độc lập và đòi hỏi tối thiểu các dịch vụ sau khi lắp đặt.

Các công ten nơ có kích thước tiêu chuẩn. Đối với các hệ thống nhỏ, điều này có ảnh hưởng tới CAPEX của hệ thống LIB, tuy nhiên khi quy mô của hệ thống vượt quá một số tổ máy thì giá này có thể được coi là tương đối

¹⁴FCR-N: Dự phòng duy trì tần số cho trạng thái vận hành bình thường. FCR-D: Dự phòng duy trì tần số cho trạng thái vận hành có nhiễu loạn

tuyến tính. Ví dụ so với công nghệ pin nhiên liệu, CAPEX / công suất của pin tích trữ năng lượng là tương đối cao. Điều này là do điện năng được tích trữ trong các điện cực của pin tích trữ năng lượng, còn đối với pin nhiên liệu thì điện năng được tích trữ như một nhiên liệu riêng biệt. Suất CAPEX năng lượng tương đối cao kết hợp với sự tự phóng điện từ từ và tổn thất kí sinh trong các hệ thống phụ trợ đã làm cho công nghệ này kém hấp dẫn hơn khi cần thời gian tích trữ dài hơn vài ngày.

Môi trường

Một báo cáo của US-EPA năm 2013 nêu rằng trong số các hóa chất làm pin, thì tác động tiềm năng lớn làm ấm lên toàn cầu được gán cho quá trình sản xuất pin LIB bao gồm cả khâu khai thác vật liệu (TL. 26). Cụ thể hơn, một đánh giá gần đây về phân tích vòng đời (LCA) của pin Li-Ion ước tính là “trung bình, sự sản xuất 1 Wh công suất tích trữ có liên quan với một nhu cầu năng lượng tích lũy là 328 Wh và gây ra phát thải khí nhà kính là 110 g CO₂ eq” (TL. 27).

Vật liệu để làm catốt của pin NMC LIB chứa cobalt (là chất độc) và ô xyt niken. Khoảng 60% sản lượng cobalt toàn cầu là từ Cộng Gô và những nguy cơ ảnh hưởng đến sức khỏe, môi trường và các điều kiện làm việc liên quan đến khai thác cobalt gây ra những lo ngại về đạo lý (TL. 28). Những nhà tư bản quan sát và tin rằng đến năm 2020 hàm lượng cobalt trong NMC có thể sẽ giảm 10% (TL. 29).

Bắt đầu từ hai năm trước đây, có sự lo lắng về thiếu lithium đã làm tăng giá kim loại này lên 3 lần (TL. 30). Nhu cầu lithium sẽ không sớm giảm xuống – theo Bloomberg New Energy Finance, đến năm 2030, riêng sản lượng ô tô chạy điện dự kiến sẽ tăng hơn 30 lần. Tuy nhiên, sự khai thác của mười hai năm tới là chưa tới 1 phần trăm của trữ lượng trong lòng đất, theo BNEF. Nhưng những nhà chế tạo pin sẽ tăng nhanh công suất khai thác để đáp ứng nhu cầu.

Những triển vọng nghiên cứu và phát triển

Hiện nay, có nhiều nghiên cứu được các chính phủ và các ngành công nghiệp tài trợ đang được thực hiện ở các mức khác nhau như nghiên cứu vật liệu, nghiên cứu cell và hệ thống LIB. Một số nghiên cứu về vật liệu đang thực hiện để tăng thêm mật độ năng lượng của pin LIB bao gồm chất điện phân điện áp cao cho phép điện áp nạp pin lên đến 5 vôn và các phần tử nano silicon làm tăng công suất nạp. Nhiều hoạt động nghiên cứu và phát triển tập trung vào vòng đời của các pin LMO (TL. 31 đến TL.35).

Một số công nghệ hứa hẹn nhất sau công nghệ Li-ion bao gồm pin Lưu huỳnh-Lithium, sử dụng lưu huỳnh làm chất hoạt tính. Lưu huỳnh có sẵn rất nhiều ở mức giá hợp lý và cho phép mật độ năng lượng rất cao lên tới 400 Wh/kg. Pin không khí lithium cũng đã nhận được sự quan tâm lớn. Vì trong các vật liệu hoạt tính, Ô xy có thể lấy từ không khí. Pin không khí lithium có năng lượng tiềm năng và mật độ điện cao nhất trong tất cả các hệ thống pin tích trữ năng lượng. Do có những thách thức hiện nay đối với sự thụ động hóa của điện cực và khả năng chịu ẩm thấp nên sự thương mại hóa ở quy mô lớn pin không khí lithium chưa thể trở thành hiện thực trong những năm tới.

Nhiều hóa chất pin dựa vào chất phi lithium đang được khám phá. Pin nhôm-lưu huỳnh có thể đạt mật độ 1000 Wh/kg với vật liệu điện cực tương đối phong phú nhưng còn đang ở giai đoạn đầu của phát triển (TL. 36).

Ngoài các hoạt động nghiên cứu vật liệu, những cải tiến thiết kế pin, công nghệ BMS, TMS và EMS và chiến lược vận hành cũng có thể cải thiện đáng kể hiệu suất tích trữ năng lượng (TL. 17). Mặc dù các hệ thống LIB tích trữ điện năng hiện đã có về phương diện thương mại, hoạt động nghiên cứu và phát triển vẫn đang ở giai đoạn đầu và có triển vọng đóng góp vào giảm chi phí và cải thiện hiệu suất trong tương lai.

Ví dụ về công nghệ tiêu chuẩn thị trường

Những hệ thống pin LIB trọn gói công suất lớn nổi lưới đã có về mặt thương mại từ nhiều nhà cung cấp. Hai hệ thống LIB lớn nổi lưới đã được lắp đặt ở Đan Mạch là: **A)** ở Copenhagen, Đan Mạch, một hệ thống 630kW/460kWh đã được ABB lắp đặt vào năm 2017. Đây là những bước đi đầu tiên của Ørsted tiến vào lĩnh vực tích trữ năng lượng thương mại bằng pin. Ørsted đang phát triển những dự án tích trữ năng lượng sau: một hệ thống pin tích trữ điện 20MW ở gần Liverpool, Anh Quốc, một dự án thí điểm tích trữ điện công suất 1 MW ở Đài Loan và một hệ thống tích trữ điện công suất 55MW cho dự án điện gió Bay State ở Hoa Kỳ (TL. 37). **B)** Trang trại điện gió Lem Kær là dự án thí điểm về tích trữ năng lượng của Vestas. Vestas đang làm việc về nhà máy điện Kennedy tích hợp điện gió và điện mặt trời với hệ thống tích trữ năng lượng LIB lớn nổi lưới có công suất 2MW / 4MWh để cải thiện tính linh hoạt và làm tăng sản xuất năng lượng.

Về tổng thể, có hai hệ thống LIB tích trữ năng lượng lớn nhất nổi lưới là Trạm Mira Loma ở California có công suất 20MW/80MWh sử dụng 400 bộ nguồn Tesla Powerpack 2 (TL. 38 và TL. 39), và hệ thống ở trang trại điện gió Hornsdale của Neoen có công suất 100MW/129MWh (TL. 40), cả hai hệ thống này đều là để san phẳng đỉnh phụ tải.

Hệ thống Laurel Mountain, ở Tây Virginia, Hoa Kỳ, là một hệ thống LIB tích trữ năng lượng nổi lưới có công suất 32MW/8MWh (TL. 41) được thiết kế cho điều chỉnh tần số và có tỷ số công suất / điện năng cao so với hệ thống LIB tích trữ năng lượng nổi lưới của Tesla có tỷ lệ công suất / điện năng thấp.

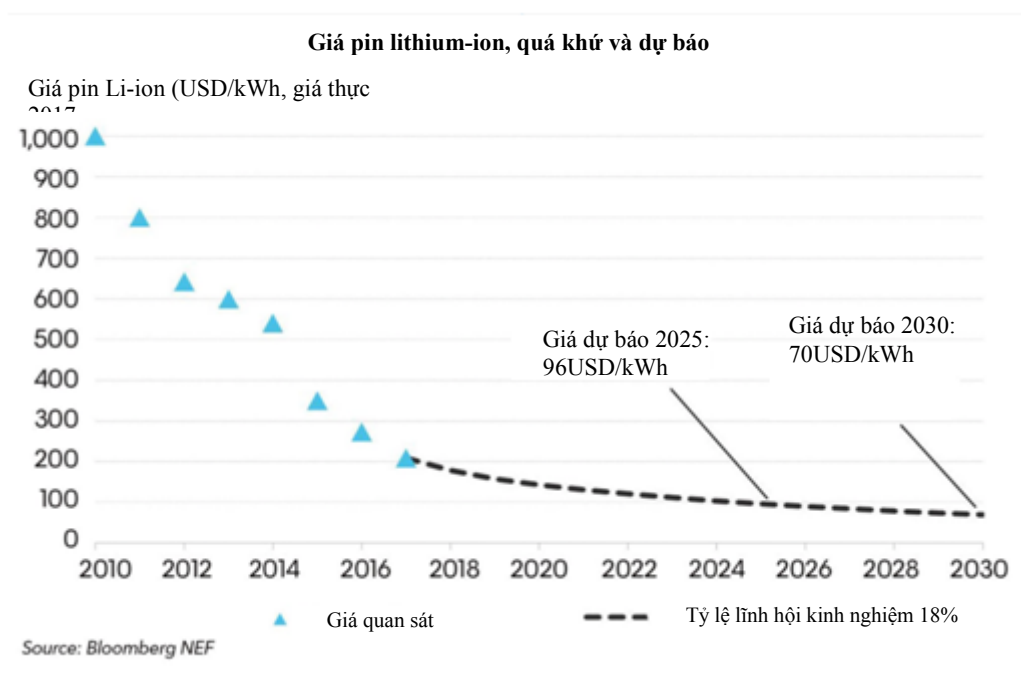
Bảng 23: Ví dụ về công nghệ tiêu chuẩn thị trường cho các hệ thống LIB nổi lưới

Hình ảnh	Địa điểm	Sử dụng sơ cấp	Năm	Công suất điện	Nhà cung cấp công nghệ	TL.
	Energylab Nordhavn, Copenhagen, Đan Mạch	Điều chỉnh tần số San phụ tải đỉnh Điều chỉnh điện áp Lọc hài	2017	630 kW 460 kWh NMC	ABB cấp cho Radius Elnet / Ørsted	42
	Trang trại điện gió Lem Kær, Đan Mạch	Điều chỉnh tần số	2014	400kW LFP and 1.2MW LTO	Altairnano và A123 cho Vestas	43

	Trạm Mira Loma, California, Hoa Kỳ	San phụ tải đỉnh	2016	20 MW 80 MWh	Tesla	38, 39
	Trang trại điện gió Hornsdale của Neoen, Nam Úc	San phụ tải đỉnh	2017	100 MW 129 MWh	Tesla	40
	Laurel Mountain, Belington, Tây Virginia, Hoa Kỳ	Điều chỉnh tần số và tích hợp năng lượng tái tạo	2011	32 MW 8 MWh	AES và A123	41

Dự báo hiệu suất hoạt động và chi phí

Giá trung bình của một gói LIB công nghiệp hiện nay theo Báo cáo triển vọng năng lượng 2018 của Bloomberg được biểu diễn trong hình ở dưới (TL. 41). Giá LIB hiện tại là gần 200USD/kWh và giá dự báo của pin (đường nét đứt) đến năm 2030 là 70USD/kWh. Ngoài ra công suất lắp tăng thêm được dự báo cho giai đoạn từ nay đến năm 2050 khoảng 1291 GW (TL. 44). Sử dụng tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm của Bloombergs là 18% và tốc độ tăng trưởng đã dự báo, thì giá sẽ là 50USD/kWh vào năm 2040 và 40 USD/kWh vào năm 2050.

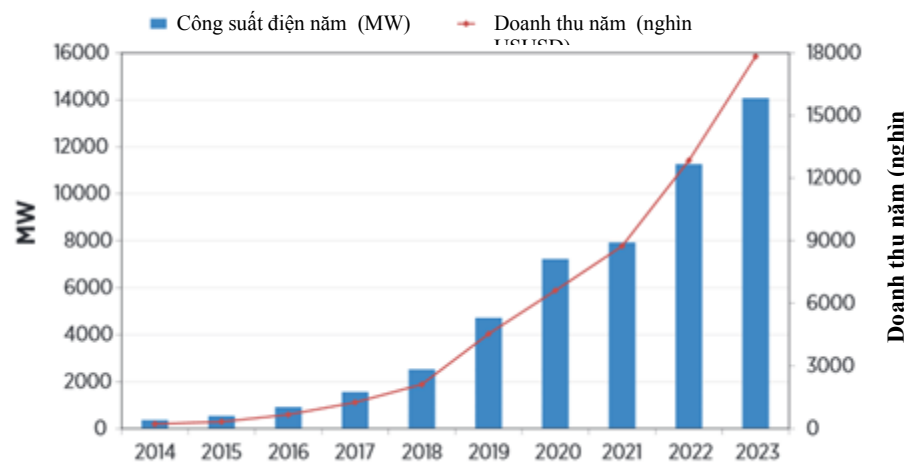


Hình 46: Giá cụm pin Lithium-ion trong quá khứ và dự báo (TL. 44).

TESLA thông qua nhà máy lớn (Gigafactory) của mình báo cáo là đã đi trước 4 - 5 năm mức trung bình của ngành công nghiệp này với giá của một cụm pin là 190USUSD/kWh vào năm 2016 và có dấu hiệu sẽ giảm xuống 100USUSD/kWh trước năm 2020 (TL. 45) và sau đó sẽ sớm giảm xuống 80USUSD/kWh (TL. 46).

Sự giảm giá có được là dựa vào sự tăng năng lực sản xuất LIB. Năng lực sản xuất dự báo sẽ tăng từ 28 GWh trong năm 2016 đến năm 2020 lên 174 GWh, tiêu biểu cho sự tăng ấn tượng năm lần trong bốn năm (TL. 47).

Sự giảm giá pin và sự tăng năng lực sản xuất được dự báo song hành với tỷ lệ tăng trưởng nhanh thị trường ứng dụng quy mô lớn như được thể hiện trong các hình sau. Công suất lắp đặt ước tính đạt 14 GW vào năm 2023 (TL. 48). Dữ liệu toàn cầu dự báo đến năm 2020, có thể đạt được mức công suất này (TL. 49).



Hình 47: Dự báo của thế giới về công suất pin dự trữ năng lượng (MW) và doanh thu hàng năm (USD) của các ứng dụng quy mô lớn (TL. 48).

Bảng số liệu

Bảng số liệu tổng kết những dự báo phát triển.

Công nghệ	Pin Lithium-ion								
	2020	2030	2050	Bất định (2020)		Bất định (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Lower	Upper	Lower	Upper		
Công suất tích trữ năng lượng cho 1 cụm (MWh)	6	7	8	5	9	7	12	A	2;14
Công suất ra cho một cụm (MW)	18	21	24	16	21	22	28	A;B	2;14
Công suất vào cho 1 cụm (MW)	3	3,5	4	2,7	3,5	3,7	4,7	A;B	2;14
Hiệu suất khứ hồi (%) AC	91	92	92	90	92	91	94	C	3;21;22;51
Hiệu suất khứ hồi (%) DC	95	96	96	95	96	95	97	C	3;21;22;51
- Hiệu suất nạp (%)	98	98,5	98,5	98	98,5	98	99	D	2
- Hiệu suất phóng (%)	97	97,5	97,5	97	98	97	98	D	2
Tổn thất năng lượng trong khi tích trữ (%/ngày)	0,1	0,1	0,1	0,05	0,2	0,05	0,15	E	18;50;52
Ngừng bắt buộc (%)	0,38	0,35	0,25	0,2	0,5	0,1	0,3	F	0
Ngừng theo kế hoạch (số tuần/năm)	0,2	0,1	0,1	0,1	0,25	0,05	0,2	F	0
Tuổi thọ kỹ thuật (năm)	20	25	30	15	25	20	45	G	3;5;8;14
Thời gian xây dựng	0,2	0,2	0,2	0,2	0,25	0,1	0,25	0	38
Khả năng điều chỉnh									
Thời gian phản ứng từ không xả đến xả định mức (s)	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	H	53
Thời gian phản ứng từ nạp định mức đến xả hết định mức (s)	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	H	53
Số liệu tài chính									
Suất đầu tư (tr.\$/2015/MWh)	0,49	0,34	0,15	0,36	0,63	0,07	0,34	I	44;48
-Thành phần năng lượng (tr.\$/MWh)	0,15	0,07	0,04	0,08	0,21	0,03	0,13	J	44
- Thành phần công suất (tr.\$/MW) PCS	0,31	0,18	0,07	0,27	0,58	0,05	0,28	K	54–56
-Chi phí khác của dự án (tr.\$/MWh)	0,11	0,09	0,05	0,10	0,12	0,02	0,12	L	22;40;54
Chi phí cố định VH-BD (nghìn\$/2015/MW/năm)	0,61	0,61	0,61	0,51	0,61	0,45	0,61	M	22
Chi phí biến đổi VH-BD (\$/2015/MW/năm)	2,26	2,03	1,81	0,45	6,33	0,34	2,83	N	55
Số liệu kỹ thuật riêng									
Chi phí mở rộng tích trữ năng lượng (tr.\$/2015/MWh)	0,26	0,16	0,08	0,18	0,29	0,05	0,20	O	44;48
Chi phí mở rộng công suất đầu ra (tr.\$/2015/MW)	0,31	0,18	0,07	0,27	0,58	0,05	0,28	P	54–56
Chi phí đầu tư thay thế (tr.\$/2015/MW)	0,37	0,23	0,09	0,32	0,66	0,06	0,35	Q	41;44;48;54–56
Tuổi thọ trong tổng số chu trình	14.000	30.000	50.000	10.000	16.000	20.000	70.000	R	3–5;14
Công suất riêng (W/kg)	700	900	1.200	600	900	1.000	2.000	S	2;24
Mật độ công suất (kW/m3)	800	1.000	1.400	750	900	1.200	2.000	S	2;24
Năng lượng riêng(Wh/kg)	105	139	209	100	140	150	300	S	2;24
Mật độ năng lượng (kWh/m3)	130	173	260	150	200	200	400	S	2;24

Những ghi chú về bảng số liệu:

- A. Một cụm được định nghĩa là một công ten nơ bao gồm hệ thống LIB và không bao gồm hệ thống biến đổi điện. Những giá trị cho 2015-2030 là lấy từ tập giới thiệu của Samsung SDI về các hệ thống LIB nổi lưới từ năm 2016 đến 2018 [2,14].
- B. Đầu ra công suất được đặt là 3 lần công suất năng lượng vì nó là hệ thống LIB nổi lưới tiêu chuẩn được thiết kế cho các mục đích điện [2,14].
- C. Hiệu suất khứ hồi DC trung bình được dự báo sẽ tăng nhẹ khi suất chi phí tích trữ năng lượng USD/kWh giảm vì điều này thúc đẩy vận hành ở tỷ lệ C thấp. Hiệu suất khứ hồi so với tỷ lệ C được đưa làm ví dụ trong Hình 7 [3,51]. Hiệu suất khứ hồi AC bao gồm những tổn thất trong các thiết bị điện tử và thấp hơn 2-4% so với hiệu suất khứ hồi DC. Tổng hiệu suất khứ hồi cũng bao gồm cả tổn thất dự phòng, nên tổng hiệu suất khứ hồi nằm trong khoảng từ 80% đến 90% [21,22].
- D. Tỷ lệ C là 0,5 trong khi nạp và tăng lên đến 6 trong khi xả đối với các pin của Samsung SDI [2]. Hiệu suất biến đổi được trình bày với tỷ lệ C xả trung bình giả định trong giai đoạn 2015-2020 là khoảng 2,5 và tỷ lệ C nạp là khoảng 0,5.
- E. Tổn thất xả hàng ngày của pin Lithium-ion. Số ước tính trung bình đối với xả của pin Li-ion nằm trong khoảng 0,05% và 0,20% /ngày trong năm 2016 và dự kiến ổn định đến năm 2030.
- F. Kỳ vọng là không có sự ngừng hoạt động trong suốt tuổi thọ của hệ thống LIB nổi lưới, chỉ cần vài ngày v.d. trong thời gian tuổi thọ 15 năm để sửa chữa và thay thế các quạt và quạt thông gió cho hệ thống quản lý nhiệt và hệ thống biến đổi điện. Sự ngừng bắt buộc sẽ giảm cùng với sự tăng lên của độ chắc chắn theo tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm và sản lượng tích lũy. Sự ngừng theo kế hoạch được dự kiến giảm sau năm 2020 do tự động hóa được tăng lên.
- G. Pin NMC LIB ở mức tiên tiến có tuổi đời là 20 năm. Đến năm 2020, tuổi đời của NMC được kỳ vọng sẽ đạt tuổi đời của LTO và tuổi đời là 30 năm đối với pin LIB nổi lưới sẽ đạt vào năm 2040 và 2050 như các hệ thống điện mặt trời hiện có [3,5,8,14].
- H. Thời gian phản ứng nhân được từ các thí nghiệm về thời gian phản ứng tích lũy với phản ứng trong vòng [53].
- I. Dự báo suất chi phí đầu tư của hệ thống ước tính là 2,5 lần chi phí dự báo của pin. Dự báo này không bao gồm cấp điện đối với địa điểm cụ thể và công việc lắp đặt các công ten nơ của chủ đầu tư [44,48].
- J. Dự báo chi phí hoàn trả của pin được thể hiện trong Hình 8 và phần trình bày liên quan [44].

- K. Chi phí biến đổi điện phụ thuộc mạnh vào tính mở rộng và ứng dụng. Chi phí của PCS là dựa vào các tài liệu tham chiếu [54–56] và phản ánh tính cần thiết cho hiệu suất điện cao và sự tuân thủ các quy định của lưới điện để cung cấp các dịch vụ phụ trợ, đồng điện hai chiều và sự biến đổi điện hai cấp, cũng như giai đoạn đầu của phát triển và với thực tế là một số nhà chế tạo có thể đảm bảo cung cấp các hệ thống trọn gói.
- L. Những chi phí khác bao gồm chi phí xây dựng và công việc của chủ đầu tư. Những chi phí này phụ thuộc nhiều vào vị trí địa điểm, lớp nền và đường vào địa điểm. Những số ước tính được tập hợp từ các tài liệu [22,40,54]
- M. Thay thế bộ biến đổi điện được dự kiến cứ mỗi khoảng thời gian mười năm [22].
- N. Không có chi phí biến đổi của VH&BD vì hệ thống tích trữ năng lượng LIB là độc lập.
- O. Vì những hệ thống LIB công suất lớn (nhiều MWh) có tính chất mô đun, nên chi phí mở rộng tích trữ năng lượng bằng suất chi phí đầu tư [44,48].
- P. Vì các hệ thống LIB lớn (nhiều MWh) có tính mở rộng nên chi phí mở rộng công suất bằng chi phí thành phần công suất [54–56].
- Q. Chi phí đầu tư thay thế tính bằng tr. €/2015/MW được xác định cho một hệ thống 4C, 0,25 h cho các hệ thống tích trữ năng lượng LIB công suất lớn nổi lười ở Laurel Mountain, Tây Virginia, Hoa Kỳ [41]. Chi phí đầu tư thay thế chiếm 25% chi phí mở rộng tích trữ năng lượng cộng chi phí PCS [41,44,48,54–56].
- R. Vòng đời được xác định là số các chu kỳ ở 1C/1C đến trạng thái 80% trạng thái tốt. Sách trắng 2016 của Samsung SDI về các giải pháp ESS đưa ra tuổi thọ là 15 năm đối với các mô đun hiện có đang hoạt động ở tỷ lệ C/2 đến 3C [14]. Sự cải thiện ổn định tuổi thọ của pin nhờ vật liệu và quản lý pin tốt hơn được kỳ vọng. Những giải pháp ESS của Kokam được đánh giá có tuổi thọ hơn 8000-20000 chu kỳ (80-90% DOD) dựa trên tính chất hóa học [3]. Như vậy số chu kỳ nạp đầy-phóng hàng ngày theo thiết kế của pin sẽ kéo dài được 15-50 năm nếu những thiết bị hỗ trợ hoạt động tốt. Tuổi đời của các anốt graphit và LTO dựa vào các pin thương mại của Kokam. Vòng đời đang tăng lên đều đặn trong vài năm qua theo số liệu năm của các tài liệu [4,5,14].
- S. Công suất riêng, mật độ công suất, năng lượng riêng và mật độ năng lượng được đưa ra đối với phương thức xả, bắt đầu bằng những giá trị được trình bày trong phần “Đặc tính và công suất đặc trưng”. Hệ số biến đổi nạp/xả 12 có thể lấy từ phần này. Viễn cảnh phát triển phụ thuộc vào sự tiến bộ của NC&PT tiếp theo như được nêu trong phần “Những triển vọng của nghiên cứu và phát triển [2,24].

Tài liệu tham chiếu

- [1] Leclanche. Công nghệ và mô tả sản phẩm, (2018). <http://www.leclanche.com/technology-products/leclanche-technology/lithium-ion-cells/>
- [2] Samsung. Pin ESS của Samsung SDI, Giải pháp an toàn và tính cậy nhất, (2018). http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/201809_SamsungSDI ESS_EN.pdf
- [3] L. Kokam Co. Nhà cung cấp giải pháp tích trữ năng lượng toàn bộ, (2018). http://kokam.com/data/2018_Kokam_ESS_Brochure_ver_5.0.pdf
- [4] L. Kokam Co. Pin Li-ion / polyme của Kokam, (2017). http://kokam.com/data/Kokam_Cell_Brochure_V.4.pdf
- [5] StoraXe. Hệ thống pin tích trữ năng lượng có thể mở rộng của StoraXe Industrial & Infrastructure, (2018). https://www.ads-tec.de/fileadmin/download/doc/brochure/Datasheet_Energy_Industrial_EN.pdf
- [6] Fronius. Gói năng lượng của Fronius, (2018). <http://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/all-products/solutions/fronius-storage-solution/fronius-energy-package/fronius-energy-package>
- [7] Fenecon. Mô đun pin / dân pin thương mại seri 50 của Fenecon, (2018). https://www.fenecon.de/en_US/page/infocenter#fenecon-industrial
- [8] Altairnano. Mô đun pin 24 V 60 Ah, (2016). <https://altairnano.com/products/battery-module/>
- [9] S. Weintraub, Electrek. Thông tin và giới thiệu nhà máy Gigafactory của Tesla: ‘Đây là nhà máy lạnh nhất trên thế giới’, (2016). <https://electrek.co/2016/07/28/tesla-gigafactory-tour-roundup-and-tidbits-this-is-the-coolest-factory-ever/>
- [10] M. Kane, InsideEVs. Pin BMW i3 Samsung SDI 94 Ah cho 524.000 dặm, (2018). <https://insideevs.com/lets-look-at-the-specs-of-the-samsung-sdi-94-ah-battery/>
- [11] Qnovo. Bên trong pin Nissan Leaf, (2018). <https://qnovo.com/inside-the-battery-of-a-nissan-leaf/>
- [12] J.M. Tarascon, M. Armand. Những vấn đề và thách thức mà các pin lithium đang đối mặt, Nature, 414 (2001) 359. doi:10.1038/35104644
- [13] Shutterstock. Những bức ảnh kho pin Tesla 2170, (2018). <https://www.shutterstock.com/search/tesla+2170+battery+cell>
- [14] Samsung. Hệ thống pin thông minh cho tích trữ năng lượng, (2016). http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/Samsung SDI brochure_EN.pdf
- [15] Inside EVs. Pin lỏng tru LCCHEM, (2018). https://insideevs.com/wp-content/uploads/2015/12/ess_cell1.jpg
- [16] H.C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, A. Jossen. Pin Lithium-ion tích trữ năng lượng cho lưới điện – Đánh giá về thiết kế hệ thống pin tích trữ năng lượng tinh thích hợp cho ứng dụng trong lưới điện hiện đại, Energies, 10 (2017) 2107. doi:10.3390/en1022107
- [17] M. Schimpe, M. Naumann, N. Truong, H.C. Hesse, S. Santhanagopalan, A. Saxon, A. Jossen. Đánh giá hiệu suất năng lượng của hệ thống tích trữ năng lượng bằng công ten nơ pin lithium-ion battery tinh thông qua lập mô hình nhiệt điện và phân tích thành phần chi tiết, Ứng dụng. Energy. 210 (2018) 211. doi:10.1016/j.apenenergy.2017.10.129
- [18] Electropaedia. Đặc tính hoạt động của pin – Cách đánh giá và thử nghiệm pin, (2018). <https://www.mpoweruk.com/performance.htm>
- [19] L. Kokam Co. Pin polyme Lithium Ion – Công suất cao và năng lượng cao | Pin Kokam, (2018). <http://kokam.com/cell/>
- [20] Sempra Renewables. Gió Auwahi, (2012). <http://www.semprarenewables.com/project/auwahi-wind/>
- [21] A.H. Fathima, K. Palanisamy. Hệ thống năng lượng tái tạo và tích trữ năng lượng cho các hệ thống kết hợp, Ed(s): A. Hina Fathima, et al., Những hệ thống năng lượng tái tạo kết hợp trong những lưới điện nhỏ. Nhà xuất bản Woodhead (2018), tr. 162. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102493-5.00008-X>
- [22] Lazard. Chi phí quy dẫn của hệ thống tích trữ năng lượng (2017), <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-storage-2017/>
- [23] R. Hidalgo-León et al. Khảo sát các hệ thống pin tích trữ năng lượng (BESS), những ứng dụng và tác động môi trường trong các hệ thống điện, 2017 IEEE 2nd ETCM pp. 1–6. doi:10.1109/etcm.2017.8247485.
- [24] LG Chem. Thay đổi năng lượng của bạn. Thay đổi cuộc sống của bạn, (2018). http://www.lgchem.com/upload/file/product/LGChem_Catalog_Global_2018.pdf
- [25] Researchinterfases. Pin Lithium-ion cho hệ thống tích trữ năng lượng nổi lưới công suất lớn, (2018). <https://researchinterfases.com/lithium-ion-batteries-grid-energy-storage/>
- [26] U.S. EPA. Áp dụng đánh giá vòng đời đối với công nghệ Nano: Pin Lithium-ion cho các xe chạy điện, Cục bảo vệ Môi trường Hoa Kỳ. (2013) 1–119. doi:10.1038/nchem.2085.
- [27] J.F. Peters, M. Baumann, B. Zimmermann, J. Braun, M. Weil. Tác động môi trường của pin Li-Ion và vai trò của các thông số chính – A review, Renew. Sustain. Energy Rev. 67 (2017) 491–506. doi:10.1016/j.rser.2016.08.039
- [28] báo Bưu điện Washington. Tác động môi trường của khai thác cobalt, (2018). https://www.washingtonpost.com/news/in-sight/wp/2018/02/28/the-cost-of-cobalt/?utm_term=.ee6c6c00f0de
- [29] Visualcapitalist. Nickel: Động lực bí mật của cách mạng pin, (2017). <http://www.visualcapitalist.com/nickel-secret-driver-battery-revolution/>
- [30] Bloomberg. Chúng ta sẽ cần nhiều hơn Lithium, (2017). <https://www.bloomberg.com/graphics/2017-lithium-battery-future/>
- [31] R. Petibon, J. Xia, L. Ma, M.K.G. Bauer, K.J. Nelson, J.R. Dahn. Hệ thống chất điện phân cho pin Li-Ion điện áp cao, J. Electrochem. Soc. 163 (2016) A2571–A2578. doi:10.1149/2.0321613jes
- [32] A. Casimir, H. Zhang, O. Ogoke, J.C. Amine, J. Lu, G. Wu. Cực anốt Silicon cho pin lithium-ion: Hiệu quả của sự tổng hợp vật liệu và chế tạo điện cực, Nano Energy. 27 (2016) 359–376. doi:10.1016/j.nanoen.2016.07.023
- [33] M. Saulnier, A. Auclair, G. Liang, S.B. Schougaard. Sự hòa tan mangan trong vật liệu điện cực dương của pin lithium-ion, Lớn trạng thái rắn. 294 (2016) 1–5. doi:10.1016/j.ssi.2016.06.007
- [34] E.-Y. Kim, B.-R. Lee, G. Yun, E.-S. Oh, H. Lee. Ảnh hưởng của hàm lượng chất kết dính lên sự hòa tan của mangan và tính năng hoạt động điện hóa của catốt oxyt mangan lithium spinel trong pin lithium ion, Curr. Appl. Phys. 15 (2015) 429–434. doi:10.1016/j.cap.2015.01.029
- [35] S. Lee, E.-Y. Kim, H. Lee, E.-S. Oh. Ảnh hưởng của hàm lượng chất kết dính polyme lên sự hòa tan của mangan và tính năng hoạt động điện hóa của catốt oxyt mangan lithium spinel trong pin lithium ion, J. Power Sources. 269 (2014) 418–423. doi:10.1016/j.jpowsour.2014.06.167
- [36] eeNews Power Management. Những khởi đầu có tính cách mạng của dự án pin nhôm-lưu huỳnh trạng thái rắn nạp lại được, (2017). <http://www.eenewspower.com/news/revolutionary-solid-state-rechargeable-aluminium-sulfur-battery-project-starts>

- [37] Ørsted. Ørsted thực hiện những bước đầu tiên về tích trữ năng lượng thương mại, (2018). <https://orsted.com/en/Media/Newsroom/News/2018/04/Orsted-takes-first-steps-into-commercial-battery-storage>
- [38] Tesla. Giải quyết nhu cầu năng lượng đỉnh bằng hệ thống pin tích trữ năng lượng Powerpack của Tesla, (2016). https://www.tesla.com/da_DK/blog/addressing-peak-energy-demand-tesla-powerpack?redirect=no
- [39] Electrek. Tesla lạng lẽ đưa lên mạng trạm tích trữ năng lượng to lớn nhất trên thế giới của mình - Trạm tích trữ điện 80 MWh Powerpack với Southern California Edison, (2017). <https://electrek.co/2017/01/23/tesla-mira-loma-powerpack-station-southern-california-edison/>
- [40] Tesla. Tesla Powerpack có khả năng mở rộng công suất năng lượng bền vững cho Nam Úc, (2017). https://www.tesla.com/da_DK/blog/Tesla-powerpack-enable-large-scale-sustainable-energy-south-australia?redirect=no Page
- [41] Hiệp hội tích trữ năng lượng. Dịch vụ điều chỉnh tần số và sản phẩm điện gió đảm bảo: Hệ thống pin tích trữ năng lượng của AES Energy Storage Laurel Mountain, (2018). <http://energystorage.org/energy-storage/case-studies/frequency-regulation-services-and-firm-wind-product-aes-energy-storage>
- [42] ABB. Hệ thống pin tích trữ năng lượng PQplus, (2018). <https://new.abb.com/high-voltage/capacitors/lv/bess-products/PQplus>
- [43] S. Saylor, Philip C. Kjær. Rasmus Lærke. Dịch vụ phụ trợ cung cấp từ nhà máy điện gió nhờ có hệ thống tích trữ năng lượng, (2014). <https://www.ieee-pes.org/presentations/gm2014/PESGM2014P-000718.pdf>
- [44] Tài chính năng lượng mới Bloomberg. Triển vọng năng lượng mới 2018, (2018). <https://bnef.turtl.co/story/neo2018.pdf?autoprint=true&teaser=true>
- [45] CleanTechnica. USD100/kWh Pin Tesla năm nay, USD100/kWh Pin Tesla năm 2020, (2018). <https://cleantechnica.com/2018/06/09/100-kwh-tesla-battery-cells-this-year-100-kwh-tesla-battery-packs-in-2020/>
- [46] Wardsauto. Hai mẫu tin từ CES: An ninh máy tính tốt hơn và Pin EV rẻ hơn, (2017). <https://www.wardsauto.com/ideaxchange/two-tidbits-ces>
- [47] Visualcapitalist. Trung Quốc dẫn đầu về nập đối với các nhà máy pin Lithium-Ion lớn (Megafactories), (2017) <http://www.visualcapitalist.com/china-leading-charge-lithium-ion-megafactories/>
- [48] Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế. Báo cáo về pin tích trữ năng lượng của IRENA, (2015). http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf
- [49] Kỹ thuật & phát triển điện gió. Đến năm 2020 tổng công suất lắp đặt của hệ thống pin tích trữ năng lượng sẽ vượt quá 14 GW, (2016). <https://www.windpowerengineering.com/business-news-projects/global-battery-energy-storage-system-installed-capacity-will-exceed-14-gw-2020/>
- [50] Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế. tích trữ năng lượng điện và năng lượng tái tạo: chi phí và thị trường đến năm 2030, (2017). <http://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- [51] Viện công nghệ Đan Mạch. Dự án BESS, Hệ thống tích trữ năng lượng nổi lưới thông minh sẵn sàng cho lưới điện tương lai, (2017). https://www.energiforskning.dk/sites/energitteknologi.dk/files/slutrapporter/bess_final_report_forskel_10731.pdf
- [52] H. Chen, T.N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding, Tiến bộ trong hệ thống tích trữ năng lượng điện: Đánh giá phê bình, Prog. Nat. Sci. 19 (2009) 291–312. doi:10.1016/j.pnsc.2008.07.014
- [53] D.M. Greenwood, K.Y. Lim, C. Patsios, P.F. Lyons, Y.S. Lim, P.C. Taylor, Dịch vụ phản ứng tần số thiết kế cho tích trữ năng lượng, Appl. Energy. 203 (2017) 115–127. doi:10.1016/j.apenergy.2017.06.046
- [54] R. Benato, G. Bruno, F. Palone, R.M. Polito, M. Rebolini, Tích trữ năng lượng điện hóa công suất lớn trong lưới điện cao thế: Tổng quan về kinh nghiệm của Ý, Energies. 10 (2017) 1–17. doi:10.3390/en10010108
- [55] B. Zakeri, S. Syri, các hệ thống tích trữ điện năng: Phân tích so sánh chi phí vòng đời, đánh giá năng lượng bền vững và tái tạo 42 (2015) 569–596. doi:10.1016/j.rser.2014.10.011
- [56] G. Huff, A.B. Currier, B.C. Kaun, D.M. Rastler, S.B. Chen, D.T. Bradshaw, W.D. Gauntlett, Sổ tay tích trữ điện năng của DOE/EPRI trong sự hợp tác với NRECA, (2015). <https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2015-1002.pdf>

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 lượng điện thực được cung cấp, là sản lượng phát thô trừ đi điện năng tự dùng tại nhà máy điện. Do đó, hiệu suất cũng là hiệu suất thực.

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%).

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 lượng sẽ trình bày những đặc tính chính của một công nghệ một cách chính xác nhất có thể. Những nội dung sau đây được trình bày nếu thấy 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 đặc trưng

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.

Cấu hình điều chỉnh và các dịch vụ khác của hệ thống điện

Mô tả tóm tắt về cấu hình điều chỉnh đối với các công nghệ phát điện, v.d. đặc tính phụ tải lưng chừng 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

Những ưu điểm và nhược điểm riêng liên quan đến các công nghệ tương đương. Không nêu những ưu điểm chung; ví dụ các công nghệ năng lượng tái tạo làm giảm thiểu nguy cơ về biến đổi khí hậu và tăng cường an ninh cung cấp.

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.

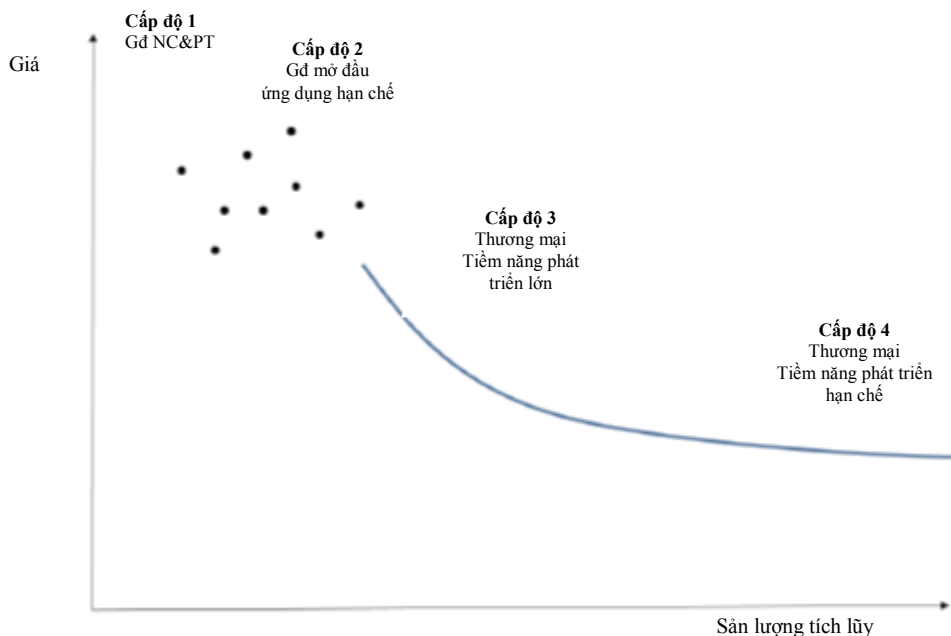
Tiềm năng cải tiến công nghệ có liên quan đến mức độ chín muồi của công nghệ. Do đó, phần này cũng bao gồm mô tả về tiến độ phát triển công nghệ và thương mại của công nghệ. Các công nghệ được phân loại thuộc một trong số bốn cấp độ phát triển chín muồi của công nghệ như ở dưới đây.

Cấp độ 1. Những công nghệ đang ở trong *giai đoạn nghiên cứu và phát triển*. Độ bất định 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 độ bất định 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 độ bất định 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 nay 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).



Hình 48: Các giai đoạn phát triển công nghệ. Tương quan giữa sản lượng tích lũy (MW) và giá.

Ví dụ về các 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 công nghệ tốt nhất đã có (BAT), nhưng nhiều hơn một chỉ dẫn về tiêu chuẩn hiện đang được nghiệm thu.

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. Cũng vậy, điều quan trọng là số liệu đưa ra phải là ở cùng năm. Năm 2020 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 đô la Mỹ (USD), giá năm 2016. Khi chuyển đổi giá từ năm X sang USD2016 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 (bảng đầu tiên ở dưới đây).
2. Sau đó chuyển từ USD năm X sang USD năm 2016 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 2016 (bảng thứ hai ở dưới đây).

Bảng 24: Tỷ giá đổi tiền trung bình năm giữa VNĐ và USD.

Năm	Đổi VNĐ sang USD
2007	16.069
2008	16.842
2009	17.773
2010	19.080
2011	20.585
2012	20.905
2013	21.205
2014	21.330
2015	21.840
2016	22.322
2017	22.725
2018	22.960

Bảng 25: Chỉ số giá của Nhà sản xuất Hoa Kỳ đối với “Chế tạo động cơ, tua bin, và thiết bị truyền tải điện”.

Cục Thống kê Lao động Hoa Kỳ, số: PCU333611333611). www.bls.gov

Giá 2018 có số liệu bao gồm tháng 11. Giá từ tháng 8 đến tháng 11 là giá sơ bộ.

Năm	Chỉ số giá của nhà sản xuất
2007	169,0
2008	188,6
2009	209,9
2010	210,4
2011	212,5
2012	211,1
2013	215,0
2014	220,6
2015	221,1
2016	220,7
2017	213,5
2018	(210,4)

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, 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 bất định liên quan đến các số liệu được nêu trong cột *bất định*. Để cho bảng số liệu được đơn giản, mức độ bất định chỉ có cho các năm 2020 và 2050. Mức độ bất định được minh họa bằng một chỉ số ràng buộc thấp hơn và cao hơn độ tin cậy 90%. Sự bất định 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 bất định chỉ cần nêu đối với các số quan trọng nhất ví dụ như chi phí đầu tư và hiệu suất.

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 2020, 2030 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 động cơ 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 thực 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 dùng cho công suất phát điện còn đơn vị MJ/s sử dụng cho 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 đặc trưng, ví dụ 600 MW cho nhà máy điện đốt than. Khi có sự chênh lệch so với công suất đặc trưng, 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 nhiệt trị thấp (nhiệt trị thấp hoặc nhiệt trị 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.

Thường thì hiệu suất điện giảm nhẹ theo thời gian vận hành của nhà máy nhiệt điện. Sự xuống cấp 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 vận hành theo kế hoạch và ngừng sự cố

Ngừng sự cố được định nghĩa là số giờ ngừng bắt buộc có trọng số chia cho tổng số giờ ngừng bắt buộc và số giờ vận hành. Số giờ ngừng bắt buộc có trọng số là số giờ ngừng không theo kế hoạch, có gắn trọng số theo mức độ giảm công suất phát do sự ngừng này.

Ngừng bắt buộc được thể hiện bằng phần trăm còn ngừng theo kế hoạch (ví dụ do đổi mới) được thể hiện bằng số tuần lễ trong một năm.

Tuổi thọ kỹ thuật

Tuổi thọ 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 tuổi thọ 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.

Tuổi thọ 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 về diện tích

Nếu phù hợp thì yêu cầu về diện tích sẽ được nêu rõ. Yêu cầu về diện tích 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 đặc trưng 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 tóm tắt 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. Phụ tải đầy đủ đã thực hiện là có xét đến thời gian ngừng theo kế hoạch và ngừng sự cố.

Cấu hình điều chỉnh

Cấu hình điều chỉnh 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 từ trạng thái ấm, (số giờ): Thời gian khởi động từ trạng thái 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 từ trạng thái 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 2020.

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:

	Than	Dầu nhiên liệu	Dầu khí	Khí thiên 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), mức 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 metan (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 tài chính

Số liệu tài chính được biểu thị bằng giá cố định USD, mức giá năm 2016 và không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) hoặc các loại thuế khác.

Đối với dự báo chi phí tài chính tương lai có ba cách tiếp cận chung; Kỹ thuật từ dưới lên; khảo sát Delphi, và đường cong lĩnh hội kinh nghiệm. Cẩm nang này sử dụng cách tiếp cận đường cong lĩnh hội kinh nghiệm. Lý do là phương pháp này đã chứng tỏ là mạnh trong quá khứ và nó có thể ước tính tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm cho hầu hết các loại công nghệ. Đề nghị tham khảo phần ghi chú tách riêng trong Phụ lục 2 CNCN của Indonesia, “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 luôn luôn bao gồm cùng các thành phần. Thực tế, phần lớn các tài liệu tham chiếu không nêu chính xác các thành phần của chi phí, mà chỉ đưa ra một độ bất định không thể tránh được làm ảnh hưởng đến giá trị của những so sánh chi phí. 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 được đưa vào nhưng không bao gồm chi phí tăng cường hệ thống. 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 diện tích 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 đấu nối lưới điện được đưa vào, tuy nhiên những chi phí có thể 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. *Định này phản ánh giá đầu 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”. Tính 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 (tr. 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 cẩn 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 chỉ 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 chu trình hỗn hợp khí 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 đặc trưng 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 (VH&BD)

Phần cố định của chi phí VH&BD 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 VH&BD, 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 tuổi thọ kỹ thuật của nhà máy cũng được đưa vào còn những tái đầu tư để kéo dài đời sống của nhà máy ngoài tuổi thọ 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 biến đổi của VH&BD (USD/MWh) bao gồm tiêu thụ vật 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 được đưa vào.

Chi phí VH&BD thường tăng lên theo thời gian. Do đó chi phí VH&BD công bố là chi phí trung bình trong toàn bộ thời gian tuổi thọ.

Độ bất định

Độ bất định 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.

Tài liệu tham chiếu

Triển vọng công nghệ năng lượng của IEA, 2016. IEA/OECD.

Edward S. Rubin, Inês M.L. Azevedo, Paulina Jaramillo, Sonia Yeh. Bài thăm định. Đánh giá về tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm đối với các công nghệ cung cấp điện. Elsevier 2015.

