



## Miễn trừ trách nhiệm

Báo cáo này được xây dựng trong khuôn khổ Chương trình Đối tác Năng lượng Việt Nam-Đan Mạch (DEPP3) của Cục Điều tiết Điện lực Việt Nam (ERAV) và Cục Năng lượng Đan Mạch (DEA). Báo cáo trình bày kết quả hợp tác nhưng không phản ánh quan điểm chính thức của ERAV.

## Đầu mối liên hệ

**Nguyễn Đức Tuyên**, Trường ĐHBKHN, [tuyen.nguyenduc@hust.edu.vn](mailto:tuyen.nguyenduc@hust.edu.vn)

**Alessandro Setti**, Cục Năng lượng Đan Mạch, [asds@ens.dk](mailto:asds@ens.dk)

## Nguồn ảnh

Ảnh bìa đã được thiết kế trong Wordclouds.com sử dụng hình ảnh từ Flaticon.com

## Mục lục

Mục lục .....	2
Danh mục từ viết tắt .....	4
Tóm tắt báo cáo.....	5
1. Giới thiệu.....	7
1.1. Bối cảnh.....	7
1.2. Kinh nghiệm quốc tế.....	11
2. Tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện .....	16
2.1. Định nghĩa và áp dụng .....	16
2.2. Lợi ích của giải pháp tăng độ linh hoạt của nhà máy nhiệt điện.....	17
2.3. Đặc điểm kỹ thuật về tính linh hoạt của nhà máy .....	21
2.3.1. Công nghệ nhà máy nhiệt điện & cơ hội tăng cường tính linh hoạt về kỹ thuật.....	21
2.3.2. Các thông số chính về tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện .....	23
2.3.3. Tổng quan về các biện pháp cải thiện tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện .....	25
2.3.4. Yếu tố đánh đổi giữa tính linh hoạt và hiệu suất.....	26
2.4. Các yếu tố thúc đẩy tính linh hoạt của nhà máy .....	26
2.4.1. Huy động theo giá chào (merit order).....	27
2.4.2. Định giá chi phí cận biên .....	28
2.4.3. Định giá chi phí cơ hội.....	31
2.4.4. Xác định giá dựa trên cung cầu .....	31
2.5. Kinh nghiệm từ Đan Mạch.....	32
2.5.1. Các trụ cột phát triển ở Đan Mạch .....	32
2.5.2. Lịch sử thị trường điện Đan Mạch.....	32
2.5.3. Nâng cấp công nghệ cho tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện ở Đan Mạch .....	33
2.5.4. Những thách thức đối với quá trình chuyển đổi tính linh hoạt ở Đan Mạch .....	35
2.5.5. Những điểm chính về cơ chế khuyến khích kinh tế cho tính linh hoạt ở Đan Mạch	36
3. Tiềm năng về tính linh hoạt tại Việt Nam .....	37
3.1. Hiện trạng của Việt Nam .....	37
3.1.1. Tổng quan về thị trường điện Việt Nam và cơ chế tham gia của nhà máy điện.....	37

3.1.2.	Giá trị gia tăng của các nhà máy điện linh hoạt .....	42
3.1.3.	Những thách thức trong việc tăng cường tính linh hoạt ở Việt Nam .....	43
3.2.	Phân tích nhận thức của nhà máy điện .....	45
3.2.1.	Kiến thức kỹ thuật về tính linh hoạt của nhà máy .....	45
3.2.2.	Cấu trúc cơ chế khuyến khích.....	48
4.	Kết luận & Khuyến nghị.....	51
4.1	Kết luận.....	51
4.2	Khuyến nghị.....	51
5.	Tài liệu tham khảo.....	54

## Danh mục từ viết tắt

---

BESS	Hệ thống pin lưu trữ năng lượng
BOT	Xây dựng-Vận hành-Chuyển giao
CAN	Giá công suất thị trường
CFBC	Đốt tầng sôi tuần hoàn
CfD	Hợp đồng kỳ hạn dạng chênh lệch
CHP	Đồng phát nhiệt điện
DTG	Đơn vị phát điện giao dịch trực tiếp
EPTC	Công ty Mua bán Điện
ISO	Đơn vị vận hành hệ thống độc lập
ITG	Đơn vị phát điện giao dịch gián tiếp
LCOE	Chi phí sản xuất điện quy dẫn
MC	Chi phí cận biên
MCP	Giá bù trừ thị trường
MOE	Tác động của cơ chế huy động theo giá chào
MOIT	Bộ Công Thương
MP	Giá biên
NLDC	Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia
OTC	Phi tập trung
PC	Than bột
PCs	Các Tổng công ty Điện lực
QHĐ8	Quy hoạch Phát triển Điện lực 8
PPA	Hợp đồng mua bán điện
PV	Quang điện
SMO	Đơn vị vận hành thị trường điện và hệ thống điện
TSO	Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải
V2G	Xe nối lưới
VCGM	Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam
VRE	Năng lượng tái tạo không cố định
VREM	Thị trường bán lẻ điện Việt Nam
VWEM	Thị trường bán buôn điện Việt Nam

## Tóm tắt báo cáo

Các hệ thống điện truyền thống dựa vào các nhà máy chạy nền quy mô lớn trong một thời gian dài. Sản xuất điện tập trung ở các nhà máy điện lớn có thể điều độ (chủ yếu là nhà máy điện hạt nhân, nhiệt điện và thủy điện) và được truyền tải đến khách hàng sử dụng điện. Tuy nhiên, yếu tố chính trị khí hậu đã đặt ra những tầm nhìn, mục tiêu và chỉ tiêu mới chỉ có thể đạt được nếu các hệ thống năng lượng gần như được khử các-bon hoàn toàn trong dài hạn. Các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời đang đóng vai trò quan trọng trong quá trình chuyển đổi hệ thống điện, nhưng tính chất biến động cao của các nguồn điện này đang đặt ra thách thức đáng kể so với công nghệ tải nền truyền thống. Ở Việt Nam, tỷ trọng năng lượng tái tạo đã tăng mạnh từ mức gần như bằng 0 lên một phần tư tổng sản lượng điện chỉ trong vài năm, và rõ ràng là cần phát triển nhiệt điện để bổ trợ cho các nguồn có tính chất biến động như điện mặt trời và gió.

Báo cáo này tập trung nghiên cứu tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện và kinh nghiệm quốc tế, trình bày kết quả phỏng vấn các nhà máy điện Việt Nam, các tính năng linh hoạt, lợi ích và các biện pháp có thể áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện Việt Nam, trên cơ sở đó trình bày các khuyến nghị đối với chính phủ Việt Nam về cơ chế khuyến khích và chính sách kinh tế nhằm thúc đẩy tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện.

Tính linh hoạt trong sản xuất nhiệt điện có thể giúp giảm phát thải CO<sub>2</sub>, giảm tiêu thụ than, giảm cắt giảm công suất năng lượng tái tạo, giá cao hơn có lợi cho đơn vị phát điện cũng như giảm chi phí hệ thống điện. Các thông số chính có thể ảnh hưởng đến tính linh hoạt trong sản lượng của các nhà máy điện bao gồm:

- Tải tối thiểu có thể giảm xuống để tránh phải khởi động và ngừng vận hành gây tổn kém khi điều kiện không tối ưu hoặc giá thị trường quá thấp;
- Thời gian khởi động có thể giảm xuống để khởi động lại nhanh hơn trong trường hợp một nhà máy đang tạm thời ngừng vận hành thì có sự thay đổi trong điều kiện vận hành theo hướng thuận lợi hơn hoặc giá điện tăng;
- Tốc độ tăng giảm công suất, cho phép điều chỉnh tăng hoặc giảm nhanh công suất đầu ra;
- Vận hành quá tải, cho phép sản lượng phát lên cao hơn 100% khi điều kiện thuận lợi nhất và giá cao.

Bên cạnh tính khả thi về công nghệ, tính khả thi về kinh tế là một khía cạnh quan trọng và cần xây dựng cơ chế hỗ trợ phù hợp để thúc đẩy tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện và tăng cường nâng cấp kỹ thuật và/hoặc các cấu phần riêng lẻ của nhà máy điện. Tuy nhiên, tình hình hiện tại của thị trường điện Việt Nam chưa có nhiều cơ chế khuyến khích theo hướng này và VVEM không hỗ trợ cơ chế định giá dựa trên giá hoặc cơ chế dịch vụ phụ trợ được tích hợp trực tiếp

vào thị trường giao ngay. Tóm lại, thiếu cơ chế tài chính phù hợp để nhà máy vận hành linh hoạt, cũng như nhận thức chưa đầy đủ về tác động của năng lượng tái tạo đối với sự phát triển của thị trường năng lượng là những rào cản đối với tính linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam, mặc dù sự cần thiết phải tăng cường tính linh hoạt của hệ thống hiện nay là điều tất yếu.

Trong số các khuyến nghị được đề xuất, khuyến nghị trọng tâm là cơ chế thị trường, sử dụng cơ chế định giá dựa trên giá kết hợp với định giá chi phí cơ hội và xác định giá dựa trên cung cầu để mang lại lợi ích cho các nhà máy nhiệt điện vận hành linh hoạt. Nếu quá trình xây dựng cơ chế mới dành riêng cho các dịch vụ lưới điện tốn quá nhiều thời gian thì việc thanh toán cho dịch vụ phụ trợ nên tích hợp với cơ chế thị trường giao ngay theo thời gian thực với phần doanh thu dịch vụ bổ sung cho những bên tham gia linh hoạt. Thị trường cần ưu tiên các nhà máy chấp nhận rủi ro hư hỏng thiết bị để vận hành linh hoạt, giúp ổn định hệ thống điện. Cơ chế phải công khai, minh bạch và cụ thể hóa trong các quy định và văn bản chính thức, điều này cũng giúp tạo động lực nâng cao tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện. Đề xuất sửa đổi Thông tư 45/2018/TT-BCT để cho phép tích hợp cơ chế khuyến khích dịch vụ phụ trợ trong cơ chế thị trường nhằm khuyến khích phát triển các nhà máy nhiệt điện linh hoạt. Các phương án sửa đổi cơ chế thị trường khả thi có thể gồm nới rộng giá trần (cả giới hạn trên và giới hạn dưới), cho phép các loại hình chào giá mới như chào giá theo block (block bid).

Ngoài các cơ chế khuyến khích dựa trên thị trường, điều quan trọng là phải xây dựng cơ chế hỗ trợ tài chính để hỗ trợ các nhà máy nhiệt điện nghiên cứu, triển khai, thử nghiệm và đánh giá các quy trình tăng cường mức độ linh hoạt của nhà máy. Nếu không có hỗ trợ nói trên, sẽ rất khó để các chủ sở hữu nhà máy nhiệt điện chấp nhận rủi ro đối với các trang thiết bị đắt tiền của họ.

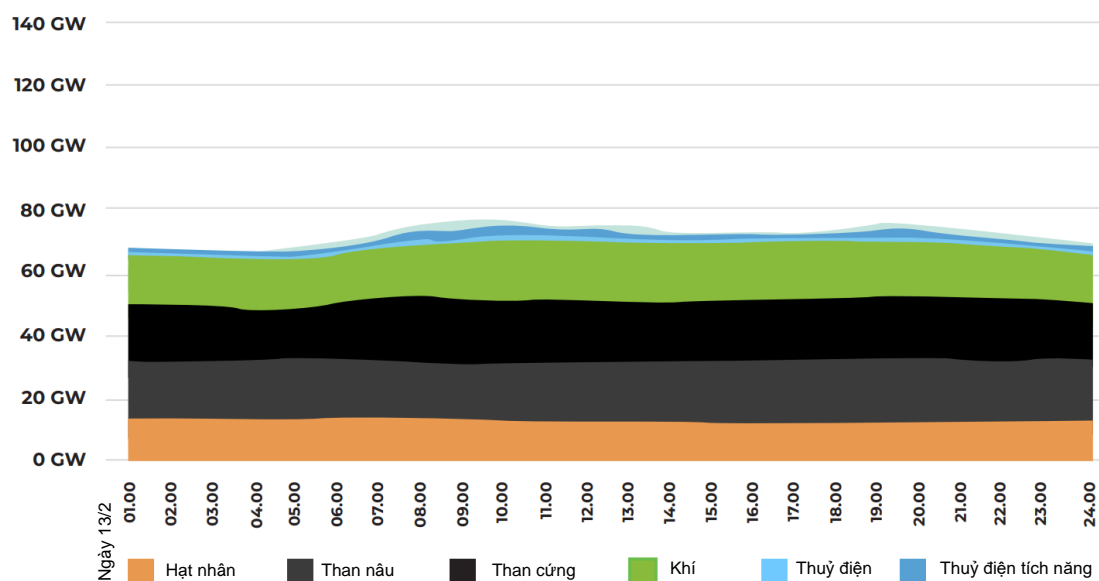
PPA song phương hiện tại nên được sửa đổi và trong thời gian tới, tất cả các nhà máy điện cần được phép tham gia bình đẳng trên thị trường cạnh tranh, cho phép cung cấp cơ chế khuyến khích các nhà máy điện tăng cường tính linh hoạt như một cách để tăng doanh thu. Trong một thị trường cạnh tranh không được bảo vệ thông qua PPA, không tham gia cung cấp dịch vụ linh hoạt có thể dẫn đến tổn thất về doanh thu.

Khi hệ thống điện và cơ sở hạ tầng đã sẵn sàng, cần thiết kế thị trường dịch vụ phụ trợ độc lập và hoạt động song song, kế thừa thành quả của cơ chế thị trường đã phát triển trước đó. Thị trường nên xem xét tất cả các dịch vụ quan trọng, đặc biệt là khởi động đen, điều tần và điều chỉnh điện áp.

## 1. Giới thiệu

### 1.1. Bối cảnh

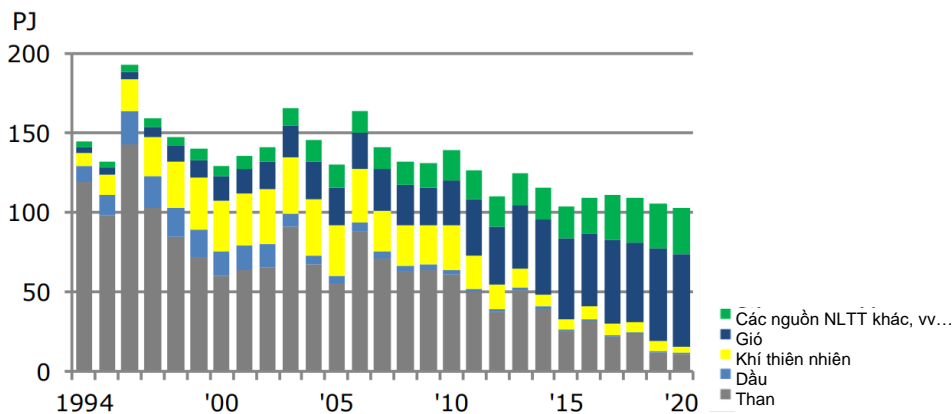
Trong một thời gian dài, hệ thống điện đã được vận hành với các nhà máy điện chạy nền quy mô lớn chiếm ưu thế (chủ yếu là nhà máy điện hạt nhân, điện than và thủy điện) và điều này hiện vẫn tồn tại ở đa số các hệ thống điện của nhiều quốc gia trên thế giới. Cấu trúc hệ thống như vậy thường được coi là “hệ thống điện truyền thống”, trong đó sản lượng điện chỉ tập trung từ các nhà máy điện lớn truyền thống và có thể quy hoạch và được truyền tải đến khách hàng sử dụng điện thông qua hệ thống đường dây truyền tải, thiết bị bù, máy biến áp. Trong hệ thống điện truyền thống này, số lượng nhà máy điện thường chỉ chạy trong thời gian cao điểm, khi có nhu cầu cao, bị hạn chế rất nhiều. Lý do là không cần thiết phải xây dựng và sử dụng một số lượng lớn các nguồn linh hoạt như vậy vì theo tính toán dự báo phụ tải và lập kế hoạch phát điện của TSO và ISO trên toàn cầu cho hệ thống điện truyền thống thường đủ khả năng đáp ứng cân bằng sản lượng phát-tiêu thụ chỉ cần thông qua việc huy động các nhà máy tải nền. Hình 1 dưới đây mô tả ví dụ về cách sử dụng điện hạt nhân và điện than truyền thống trong hệ thống điện của Đức chạy tải nền, nhà máy điện than và khí cho tải trung bình, và thủy điện và các nguồn khác cung cấp sản lượng phát đỉnh [1]. Cấu trúc nguồn điện tương tự cũng có thể thấy ở nhiều nước trên thế giới hiện nay, đặc biệt là Việt Nam.



Hình 1. Hệ thống điện của Đức vận hành với nhiều nhà máy điện chạy nền truyền thống quy mô lớn

Tuy nhiên, cơ sở xây dựng chính sách khí hậu quốc tế đã thay đổi đáng kể khi Thỏa thuận Paris được thông qua vào tháng 12 năm 2015. Mục tiêu hạn chế mức tăng nhiệt độ toàn cầu dưới 2°C chỉ có thể đạt được nếu các hệ thống năng lượng gần như được khử các-bon hoàn toàn trong dài hạn. Việc khử các-bon của hệ thống điện là điều cần thiết trong bối cảnh này, vì nhiên liệu hóa thạch vẫn là nguồn phát điện chính trên toàn thế giới và tạo ra phần lớn lượng phát thải khí

nhà kính toàn cầu. Các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời đang đóng vai trò quan trọng trong quá trình chuyển đổi hệ thống điện. Trong những năm gần đây, điện gió và mặt trời đang trở nên cạnh tranh ở một số nơi trên thế giới và có khả năng trở nên cạnh tranh hơn nữa. Theo số liệu của Cơ quan Năng lượng Đan Mạch trong Hình 2, năm 2020, sản lượng điện than là 11,0 PJ (10,7%) trong tổng sản lượng điện, khí thiên nhiên đóng góp 3,6 PJ (3,5% tổng sản lượng điện), dầu và rác thải không tái tạo lần lượt ở mức 0,9 PJ (0,9%) và 2,8 PJ (2,7%). Sản lượng điện tái tạo là 85,1 PJ (82,3%). Con số này thể hiện mức tăng 3,4 điểm phần trăm so với sản lượng năm 2019. Sản lượng điện của tua bin gió là 58,8 PJ (56,8%), trong khi sản lượng điện sinh khối và khí sinh học lần lượt là 18,9 PJ (18,3%) và 3,1 PJ (3,0%). Tỷ trọng sản lượng năng lượng tái tạo giai đoạn này cao hơn nhiều so với 10 năm và 20 năm trước, khi ngành điện của Đan Mạch vẫn chủ yếu dựa vào nhiệt điện than.



Hình 2. Sản lượng điện của hệ thống điện Đan Mạch theo loại hình nhiên liệu, số liệu giai đoạn 1994 - 2020

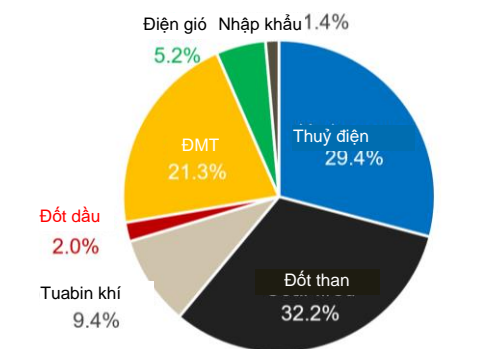
Điện gió và điện mặt trời có những đặc trưng riêng: chi phí vốn cao mặc dù chi phí biến đổi thấp và tính biến động cao. Mặc dù năng lượng mặt trời và năng lượng gió là rẻ nhất trong số các nguồn năng lượng, nhưng chi phí lắp đặt ban đầu của hệ thống điện mặt trời và nhà máy điện khí lại chênh nhau rất nhiều. Chi phí lắp đặt hệ thống điện mặt trời thường khoảng 2.921 đô la cho mỗi kilowatt. Tương tự, chi phí lắp đặt hệ thống trang trại điện gió khoảng 1.661 đô la trong khi nhà máy điện khí mới có chi phí lắp đặt là 812 đô la một kW [2]. Rõ ràng là có mức chênh lệch lớn về chi phí lắp đặt. Do chi phí lắp đặt trả trước cao, nhà đầu tư và bên cho vay đánh giá năng lượng tái tạo có rủi ro cao, trong khi họ cho rằng các nhà máy nhiên liệu hóa thạch dễ chấp nhận hơn do chi phí lắp đặt thấp. Mặc dù thực tế giá tấm pin mặt trời và tua-bin gió đang giảm dần cùng với tiến bộ công nghệ nhưng đây vẫn là một thách thức quan trọng đối với năng lượng tái tạo trong giai đoạn hiện nay. Chi phí trả trước cao đối với năng lượng tái tạo cũng có thể dẫn đến giá điện cao, ảnh hưởng đến chất lượng cuộc sống của khách hàng sử dụng điện và việc vận hành thị trường điện sẽ phức tạp hơn. Những thách thức này sẽ làm thay đổi cơ cấu vận hành và đầu tư của hệ thống điện.

Hơn nữa, nhiều nhà máy điện tái tạo được đấu nối trực tiếp với lưới điện phân phối. Thiết kế này khuyến khích lưới phân phối điện hiện đại và linh hoạt với độ tin cậy cao hơn, đặc biệt là do sản lượng điện gió và mặt trời rất biến động và phụ thuộc vào thời tiết. Nếu không có sự nâng cấp phù hợp về công nghệ phát điện và cơ sở hạ tầng lưới điện, tính chất không cố định của năng lượng tái tạo có thể dẫn đến các kịch bản với độ lệch giữa sản lượng điện phát và tiêu thụ ở mức cao, dẫn đến các hậu quả kinh tế và kỹ thuật nghiêm trọng như mất ổn định điện áp và tần số, sự cố tở máy ngưng hoạt động (tripping), đóng hệ thống bảo vệ không chính xác và thậm chí mất điện quy mô lớn và sự cố nối tiếp.

Ngoài vấn đề đầu tư và kỹ thuật của lĩnh vực năng lượng tái tạo, một vấn đề khác cần được xem xét là nhu cầu còn lại (residual demand). Thuật ngữ 'nhu cầu còn lại' được tính bằng tổng nhu cầu điện trừ đi sản lượng điện gió, điện mặt trời và thủy điện đập dâng. Sự khác biệt này rất có ý nghĩa vì các nhà sản xuất điện gió, mặt trời và thủy điện dòng chảy sẽ phát điện mà không phụ thuộc vào giá. Khi tỷ trọng điện tái tạo tăng lên và tính chất biến động của nguồn điện này đã đặt ra các vấn đề đối với các bên tham gia thị trường năng lượng, đặc biệt là ở các quốc gia thuộc Liên minh Châu Âu, khu vực có nguồn năng lượng tái tạo dồi dào và đang phát triển. Trước đây, người ta tập trung vào lập mô hình nhu cầu điện, vì nhu cầu này phải được cung cấp bằng nguồn điện từ các nhà máy điện truyền thống. Tuy nhiên, sản lượng điện tái tạo không đàn hồi theo giá cũng đồng nghĩa với việc các nhà máy điện thông thường hiện cần phải đáp ứng nhu cầu còn lại, là mức chênh lệch giữa nhu cầu và sản lượng điện không đàn hồi theo giá từ nguồn năng lượng mặt trời, gió và dòng chảy. Nhu cầu còn lại sẽ cao khi nhu cầu điện ở mức cao và sản lượng tái tạo ở mức thấp, và trong trường hợp này, nhiệm vụ đáp ứng nhu cầu còn lại sẽ là gánh nặng kinh tế và tài chính không công bằng đối với đơn vị phát điện truyền thống, dẫn đến xung đột lợi ích. Về lâu dài, điều này có tác động tiêu cực đối với sự phát triển của thị trường điện xanh và bền vững. Trong trường hợp nhu cầu còn lại thấp, lưới điện truyền tải và phân phối có thể hình thành điểm nghẽn (bottleneck) khi sản lượng điện từ các nguồn năng lượng tái tạo lớn. Nhìn chung, sự phát triển mạnh mẽ của năng lượng tái tạo trong xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu chỉ có thể thực hiện được khi có tiến bộ công nghệ phù hợp trong các cấu phần của hệ thống điện, cũng như có cơ chế khuyến khích và hỗ trợ của chính phủ đối với cơ chế vận hành thị trường điện tối ưu, cân bằng lợi ích của các nhà máy năng lượng tái tạo và các nhà máy chạy tải nền, nhằm giảm thiểu các tác dụng phụ ngoài ý muốn. Tuy nhiên, tình trạng phát triển năng lượng tái tạo mạnh mẽ nhưng thiếu kiểm soát đã diễn ra ở nhiều quốc gia trên thế giới, dẫn đến những hậu quả nặng nề về kỹ thuật và kinh tế cũng như những quyết định cắt giảm bất đắc dĩ của các đơn vị vận hành hệ thống để bảo vệ hệ thống điện.

Việt Nam cũng có mức độ phát triển năng lượng tái tạo mạnh mẽ như trên. Tỷ trọng năng lượng tái tạo đã tăng mạnh từ gần như bằng 0 lên một phần tư tổng sản lượng điện chỉ trong vài năm. Tháng 3 năm 2016, Chính phủ đã ban hành Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia điều chỉnh cho các năm 2011 đến 2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện 7). Theo Quy hoạch điện 7, Chính phủ đặt mục tiêu các dự án năng lượng tái tạo (bao gồm thủy điện nhỏ, gió, mặt trời và

sinh khối) sẽ chiếm 9,9% tổng công suất điện vào năm 2020 và 21% vào năm 2030, tạo ra 7% sản lượng điện quốc gia vào năm 2020 và 10% vào năm 2030. Để đáp ứng các mục tiêu này, Chính phủ đã ban hành hàng loạt quy định nhằm làm rõ khung pháp lý và cơ chế khuyến khích phát triển các dự án năng lượng tái tạo. Những phát triển chính sách này, kết hợp với xu hướng giảm chi phí công nghệ toàn cầu của các nguồn năng lượng tái tạo, đã tạo ra một làn sóng đầu tư từ năm 2018 đến năm 2020. Hiệu ứng có thể được cảm nhận rõ nét nhất trong lĩnh vực điện mặt trời. Từ chỗ hầu như không có công suất điện mặt trời vào đầu năm 2018, đến ngày 30 tháng 6 năm 2019, Việt Nam đã hòa lưới hơn 80 nhà máy điện mặt trời với tổng công suất đặt khoảng 4,5 GW, tăng gấp 400 lần, vượt xa mục tiêu trong Quy hoạch điện 7 [3]. Điện mặt trời và điện gió tiếp tục tăng tốc về công suất đặt cho đến khi Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg được chính phủ ban hành nhằm chấm dứt tình trạng phát triển ồ ạt và mất kiểm soát của các nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Theo số liệu từ Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC), sau 2 năm, tổng công suất đặt của hệ thống điện Việt Nam tính đến năm 2022 là 76.982 MW, trong đó năng lượng tái tạo chiếm 26,5% tổng công suất như trong Hình 3. Sự phát triển mạnh mẽ như vậy đã kéo theo những hậu quả to lớn đối với hoạt động của lưới điện. Đặc biệt là khi sản lượng điện tái tạo dư thừa vào tháng 12 năm 2020, tốc độ tăng sản lượng điện tái tạo ngày nhanh đến mức các nguồn truyền thống như thủy điện và nhà máy nhiệt điện không thể thích ứng linh hoạt, dẫn đến sự mất cân bằng giữa sản lượng phát và tiêu thụ. Trong trường hợp này, NLDC đã phải cắt giảm công suất điện tái tạo để bảo vệ hệ thống điện, nhưng việc cắt giảm điện tái tạo, đặc biệt là điện gió, là một vấn đề rất phổ biến diễn ra gần như hàng ngày, theo số liệu của NLDC.



Hình 3. Phân bố nguồn điện Việt Nam, số liệu cập nhật đến 2022 của NLDC

Trong bối cảnh phát triển ở Việt Nam và trên thế giới nói trên, có thể dễ dàng thấy trước rằng một khi sự phát triển của năng lượng tái tạo đạt đến một mức độ nhất định, thì mối lo ngại rằng các nhà máy điện truyền thống hiện tại không thể vận hành đủ linh hoạt sẽ gia tăng. Do đó, nhiều người cho rằng cần hạn chế bổ sung công suất điện tái tạo không ổn định mới vào hệ thống. Cuối cùng, năng lượng tái tạo – đặc biệt là năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) – sẽ bùng nổ và thay đổi diễn biến của hệ thống điện hiện tại trong mọi khía cạnh, từ đầu tư, lập kế hoạch cho đến vận hành.

Tăng cường tính linh hoạt trong điều độ nguồn điện là vô cùng quan trọng để giải quyết những thách thức đang phát triển của hệ thống điện. Có nhiều giải pháp đảm bảo tính linh hoạt như quản lý nhu cầu phụ tải (DSM), pin lưu trữ năng lượng (BESS), công nghệ biến đổi điện năng thành khí (power-to-gas), xe điện. Tuy nhiên, chủ đề cơ chế khuyến khích tăng cường tính linh hoạt của các nhà máy nhiên liệu hóa thạch truyền thống là trọng tâm nghiên cứu của chúng tôi. Do đó, tăng cường tính linh hoạt của các nhà máy điện truyền thống hiện hữu là điều kiện tiên quyết chính để tích hợp tỷ trọng năng lượng tái tạo cao một cách hiệu quả hơn. Điều này đặc biệt đúng đối với các hệ thống có đặc trưng ít phương án lựa chọn về tính linh hoạt khác và/hoặc có tỷ lệ rất cao các nhà máy điện không linh hoạt hiện hữu, đặc biệt là các nhà máy nhiệt điện than, chẳng hạn như hệ thống điện Việt Nam, trong bối cảnh cơ chế kinh tế, chính trị và điều kiện địa lý ủng hộ phương pháp tiếp cận tăng cường tính linh hoạt này. Đây thực tế là một chủ đề nhạy cảm ở Việt Nam. Các nhà máy nhiệt điện than, cũng như các loại hình nhà máy khác, có xu hướng liên quan đến chính phủ về nhiều mặt, dẫn đến việc hình thành các nhóm lợi ích. Vào thời điểm đặc biệt này, thúc đẩy tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam là một lựa chọn hợp lý từ quan điểm chính trị, để hài hòa giữa các đảng phái chính trị, tránh xung đột có thể xảy ra, đồng thời khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo.

Cùng với các biện pháp tăng cường tính linh hoạt khác, biện pháp cải thiện tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện có thể cho phép tích hợp tỷ lệ điện tái tạo cao hơn trong quá trình chuyển đổi sang hệ thống điện khử các-bon. Tuy nhiên, về lâu dài, các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch, đặc biệt là các nhà máy điện than, sẽ cần được thay thế hoàn toàn bằng các công nghệ có lượng phát thải khí CO<sub>2</sub> ít hơn để đạt được các mục tiêu khí hậu quốc tế. Trọng tâm nghiên cứu của chúng tôi là tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện đốt than và nghiên cứu cơ hội phát triển giải pháp như vậy trong ngành điện Việt Nam.

Trong báo cáo này, chúng tôi sẽ nghiên cứu các định nghĩa về mặt lý thuyết, lợi ích, tính chất linh hoạt và các biện pháp tiềm năng có thể áp dụng cho tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam. Trên cơ sở nghiên cứu kinh nghiệm quốc tế, đặc biệt là kinh nghiệm của Đan Mạch, và khảo sát của chúng tôi về hiện trạng hệ thống điện Việt Nam, báo cáo này sẽ trình bày khuyến nghị đối với chính phủ Việt Nam về các ý tưởng về cơ chế khuyến khích và chính sách kinh tế nhằm tăng cường tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện trong ngành năng lượng Việt Nam. Mục đích của báo cáo này là cơ sở hỗ trợ quá trình chuyển đổi năng lượng tại Việt Nam.

## 1.2. Kinh nghiệm quốc tế

Tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện không hoàn toàn là một khái niệm mới. Một trong những quốc gia đã áp dụng phương pháp tiếp cận này từ rất sớm là hệ thống điện của Trung Quốc. Trung Quốc đã đặt ra các mục tiêu phi hóa thạch cho năm 2020 và 2030. Tỷ trọng năng lượng phi hóa thạch (bao gồm năng lượng tái tạo và năng lượng hạt nhân) được dự báo sẽ tăng từ

13,8% năm 2017 lên 15% vào năm 2020 và 20% vào năm 2030. Các mục tiêu cho năm 2020 và 2030 đều đạt được, vì vào đầu năm 2020, năng lượng tái tạo chiếm khoảng 40% tổng công suất đặt và 29% tổng sản lượng điện tại Trung Quốc. Điện gió và mặt trời với mức chi phí ngày càng cạnh tranh dự kiến sẽ đóng vai trò lớn nhất trong việc hoàn thành các mục tiêu phi hóa thạch này. Vào cuối năm 2017, công suất đặt điện gió và điện mặt trời lần lượt đạt 163 GW và 130 GW. Năng lượng tái tạo (trừ thủy điện) chiếm khoảng 7% tổng mức tiêu thụ điện hàng năm ở Trung Quốc, tăng từ 3% vào năm 2013. Mức thâm nhập năng lượng tái tạo (NLTT) chiếm tỷ trọng cao ở các khu vực phía bắc và phía tây, với 2/3 tổng công suất NLTT.

Trong bối cảnh phát triển nói trên, Trung Quốc phải đối mặt với tình trạng cắt giảm công suất năng lượng tái tạo, đặc biệt là ở một số khu vực có mức độ thâm nhập NLTT cao. Từ năm 2015 đến 2017, ở cấp quốc gia, tỷ lệ cắt giảm điện gió và mặt trời lần lượt là từ 12-17% và 6-11%. Trong khi đó, một số tỉnh có tỷ trọng NLTT cao nhất có tỷ lệ cắt giảm hàng năm khoảng 30-40%. Để giảm thiểu tình trạng cắt giảm, chính phủ Trung Quốc đã đề xuất một số biện pháp như cơ chế cảnh báo cờ đỏ để trì hoãn đầu tư vào các khu vực có mức cắt giảm cao, thúc đẩy giao dịch liên vùng và giữa các tỉnh thông qua triển khai thí điểm thị trường giao ngay, tăng cường kết nối lưới điện và giảm tắc nghẽn lưới điện, giảm điều tiết thị trường dịch vụ phụ trợ ở các khu vực phía Bắc để khuyến khích điều tiết linh hoạt các nhà máy nhiệt điện. Một cách tiếp cận hứa hẹn khác trong số các giải pháp này là tính linh hoạt của các nhà máy điện than, có thể cải thiện quán tính hệ thống để giải quyết vấn đề về tính biến động của NLTT. Hơn nữa, các khu vực ở Trung Quốc có tỷ trọng NLTT lớn nhất cũng có nguồn tài nguyên than khá lớn, do đó các nhà máy nhiệt điện than trở thành xương sống của hệ thống điện ở những khu vực này. Các nhà máy thủy điện hồ chứa, tích năng và tua-bin khí chạy đỉnh chiếm dưới 5% công suất. Các nhà máy nhiệt điện than sẽ tiếp tục là ứng cử viên có tiềm năng linh hoạt lớn nhất trong hệ thống điện trong tương lai gần. Vào năm 2020, tỷ lệ các nhà máy điện than ở ba khu vực phía bắc của Trung Quốc là hơn 60%. Với nền tảng như vậy, có thể thúc đẩy hệ thống điện Trung Quốc đi theo lộ trình linh hoạt của nhà máy nhiệt điện, có tính đến ba lợi ích chính:

- Tiềm năng vận hành linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện vẫn chưa được khai thác tối ưu ở Trung Quốc. Các nhà máy điện than thường hoạt động ở mức tải từ 50% đến 100% và các nhà máy đồng phát (CHP) thường có mức tải tối thiểu là 70% trong mùa đông. Dựa trên kết quả của cuộc khảo sát kỹ thuật được thực hiện ở Trung Quốc và các cuộc trao đổi kiến thức kỹ thuật với Đan Mạch và Đức, Viện Quy hoạch và Kỹ thuật Điện lực Trung Quốc (EPPEI) kết luận rằng các tổ máy nén dàn ngưng và đồng phát đều có khả năng chạy dưới 40%. Khi toàn bộ 500 GW công suất điện than ở ba khu vực phía bắc được bổ sung vào năm 2020, khoảng 120 GW công suất điều tiết giảm đã được giải tỏa và phạm vi có thể được mở rộng hơn nữa.
- Cải tạo các nhà máy điện than hiện hữu là một giải pháp tiết kiệm chi phí để tăng tính linh hoạt của hệ thống ở phía nguồn phát. Chi phí trang bị thêm một tổ máy nén dàn ngưng thường dao động trong khoảng 20~100 nhân dân tệ/kW. Đối với các tổ máy CHP,

nhìn chung cần phải đầu tư một số phần cứng nhất định, chẳng hạn như lò hơi điện, bộ lưu trữ nhiệt hoặc van đặc biệt. Chi phí này thường nằm trong khoảng 100–300 nhân dân tệ/kW đối với tổ máy CHP – tương đối cao hơn so với tổ máy nén dàn ngưng. Tuy nhiên, chi phí thấp hơn nhiều so với việc xây dựng các tổ máy khí phủ đỉnh mới hoặc các trạm thủy điện tích năng. Hệ số chi phí-lợi ích của giải pháp cải tạo các nhà máy nhiệt điện là cao hơn 3, ngay cả khi áp dụng mức giá các-bon tương đối cao. Hơn nữa, hầu hết các khu vực phía bắc của Trung Quốc đều dư thừa công suất, nên các tổ máy mới sẽ chỉ làm tăng thêm mức dư thừa. Ngoài ra, các khu vực phía bắc của Trung Quốc không có đủ địa điểm để xây dựng nhà máy thủy điện tích năng mới.

- Cải tạo các nhà máy nhiệt điện lớn hiện hữu được coi là cách nhanh nhất để mở rộng quy mô linh hoạt trong hệ thống. Thường mất 5-6 năm để xây dựng một trạm thủy điện tích năng và 2-3 năm đối với các tổ máy khí. Trong khi đó, thông thường để cải tạo một nhà máy nhiệt điện chỉ mất chưa đầy 3 tháng. Với tình hình hiện tại khi một lượng lớn năng lượng tái tạo đang bị lãng phí - thời gian ngắn hơn đồng nghĩa với mức lãng phí thấp hơn.

Điều đó có nghĩa là, đối với hệ thống điện có sự thâm nhập cao của nhiệt điện than như Trung Quốc, tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than có thể là lựa chọn kinh tế nhất để hỗ trợ quá trình chuyển đổi năng lượng. Hệ thống điện Việt Nam, với công suất đặt nhà máy nhiệt điện đạt 1/3 tổng công suất đặt quốc gia tính đến năm 2022 và có nhiều thuộc tính tương tự hệ thống điện Trung Quốc, giải pháp tăng cường tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện cũng có thể được coi là tiềm năng.

Một nghiên cứu điển hình khác được xem xét là Đức. Đức là thị trường điện lớn nhất của Liên minh châu Âu, với mức tiêu thụ điện hàng năm là 600 TWh và công suất đặt là 214 GW [4]. Thị trường điện của Đức được kết nối đặc biệt tốt với hệ thống các nước láng giềng (22 GW công suất nhập khẩu và 16 GW công suất xuất khẩu) và Đức là nước xuất khẩu điện ròng (xuất khẩu ròng tổng cộng 46 TWh vào năm 2018). Các mục tiêu chính sách năng lượng đầy tham vọng đã tạo ra những thay đổi đáng kể trong cơ cấu ngành điện. Hai bước phát triển quan trọng nhất trong hai thập kỷ qua là loại bỏ năng lượng hạt nhân và tăng cường sử dụng năng lượng tái tạo. Về lĩnh vực hạt nhân, đã có một số thay đổi chính sách trong lĩnh vực năng lượng hạt nhân. Kế hoạch loại bỏ dần hạt nhân đã được luật quy định vào năm 2001. Nhà máy điện hạt nhân cuối cùng sẽ đóng cửa vào năm 2023. Đồng thời, tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng sản lượng điện đã tăng từ dưới 7% vào năm 2000 lên khoảng 38% vào năm 2018. Điện gió và mặt trời chiếm 70% sản lượng điện tái tạo vào năm 2018.

Các mục tiêu chính sách chính được đưa ra bao gồm chuyển đổi từ hệ thống năng lượng dựa trên hóa thạch sang hệ thống năng lượng tái tạo, cũng như giảm tiêu thụ năng lượng thông qua tăng hiệu quả sử dụng năng lượng. Các mục tiêu trong chính sách của Đức hướng tới khử các-bon dài hạn gồm:

- Giảm phát thải khí nhà kính 80% trước năm 2050, so với mức năm 1990.
- Tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng tiêu thụ năng lượng lên 30% vào năm 2030 và 60% vào năm 2050.
- Tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng mức tiêu thụ điện năng lên 80% vào năm 2050.

Với những mục tiêu nói trên, vai trò của than đá và than nâu trong sản xuất điện của Đức đã được xem xét. Than là nguồn năng lượng chính ở Đức, chiếm 12% tổng sản lượng năm 2018. Vào cuối năm 2018, có 24 GW nhà máy nhiệt điện than được lắp đặt. Các nhà máy nhiệt điện than chủ yếu tập trung ở phía tây nước Đức, gần các mỏ than ở North Rhine Westphalia và Saarland. Nhiều đơn vị trong số này cũng cung cấp hệ thống sưởi công nghiệp và hệ thống sưởi khu vực. Thông tin về nhu cầu nhiệt cho các tổ máy như vậy thường không thu thập hoặc ước tính được vì mạng lưới nhiệt là ở cấp địa phương và không có thị trường nhiệt quốc gia. Với công suất cao như vậy, nhà máy nhiệt điện than linh hoạt được coi là một phương án tiềm năng cho hệ thống điện của Đức. Theo nghiên cứu của Deloitte [4] vào năm 2019, các nhà máy nhiệt điện than đã hỗ trợ đáng kể cho việc tích hợp năng lượng tái tạo trong cả hai năm, với các chỉ số linh hoạt dựa trên tổ máy tăng trưởng với tốc độ tương tự như mức tăng năng lượng tái tạo. Các nhà máy nhiệt điện than giúp mang lại tính linh hoạt "ngắn hạn" thông qua điều chỉnh tỷ trọng và được điều độ linh hoạt hơn, vào những thời điểm có lợi nhất cho hệ thống.

Nam Phi cũng là một trong những ví dụ đáng lưu ý khi nghiên cứu kinh nghiệm quốc tế cho Việt Nam. Nam Phi cam kết giảm 34% lượng khí thải so với mức hoạt động thông thường (BAU) vào năm 2020 và 42% vào năm 2025. Các chính sách khí hậu cụ thể bao gồm thuế các-bon và ngân sách các-bon ở cấp doanh nghiệp [5]. Nam Phi đã công bố Đóng góp do quốc gia tự quyết định (INDC) và dự kiến giảm phát thải như một phần trong Thỏa thuận Paris. Quốc gia này đưa ra lộ trình với mức phát thải cực đại, giai đoạn mức phát thải đi ngang và giai đoạn mức phát thải giảm xuống, với lượng phát thải dự kiến sẽ dao động trong khoảng từ 398 đến 614 triệu tấn CO<sub>2-tđ</sub> vào năm 2025-2030 và giảm xuống còn 212 đến 428 triệu tấn CO<sub>2-tđ</sub> vào năm 2050.

Nam Phi có lịch sử lâu đời về sản xuất điện từ các nhà máy điện than, cung cấp khoảng 90% nhu cầu năng lượng của đất nước. Do có nguồn than cứng dồi dào nên tất cả các nhà máy điện than đều sử dụng than cứng trong nước. Năng lượng tái tạo (bao gồm thủy điện tích năng) đã được xây dựng trong 5-10 năm qua, nhưng tỷ trọng vẫn còn khiêm tốn. Năng lượng hạt nhân, nguồn điện lớn thứ hai, chỉ chiếm 5% tổng sản lượng điện. Năng lượng tái tạo (bao gồm cả thủy điện) chiếm 4% tổng sản lượng điện. Các nhà máy nhiệt điện than của Nam Phi nằm rải rác tại nhiều địa điểm, đa phần tập trung ở tỉnh Mpumalanga. Tỉnh này cũng là trung tâm của ngành công nghiệp than đá của Nam Phi.

Phần lớn các nhà máy điện ở Nam Phi được xây dựng trong giai đoạn từ cuối những năm 1970 đến đầu những năm 1990. Các nhà máy điện than ở Nam Phi tương đối cũ so với các quốc gia

khác, thời gian hoạt động trung bình khoảng 35 năm (ví dụ: 20–25 năm đối với các nhà máy điện than ở Đức). Các nhà máy điện than ở Nam Phi có hiệu suất trung bình khoảng 35%, thấp hơn đáng kể so với mức trung bình 40% ở hầu hết các quốc gia công nghiệp hóa. Hơn nữa, lò hơi tháo xỉ (slag tap firing boiler) chiếm tỷ trọng lớn trong số các nhà máy nhiệt điện than, điều này làm giảm tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện than hiện có do yêu cầu mức tải tối thiểu cao hơn. Do đó, các nhà máy điện than của Nam Phi có mức tải tối thiểu thấp hơn mức trung bình, cũng như thời gian khởi động và tốc độ tăng giảm công suất chậm. Các nhà máy điện than có mức tăng giảm công suất từ 0,1% đến 0,7% công suất danh định mỗi phút. Mức này thấp hơn nhiều so với tiêu chuẩn cho các nhà máy điện sử dụng than cứng. Với hơn 50 GW sản lượng điện tái tạo dự kiến trong Kế hoạch Tài nguyên Tích hợp (IRP) mới vào năm 2050, các yêu cầu về tính linh hoạt của Nam Phi có thể sẽ tăng lên trong tương lai. Do đó, trong những năm tới, tính linh hoạt của các nhà máy điện truyền thống (cũng như nhu cầu điện) chắc chắn sẽ trở nên quan trọng hơn ở Nam Phi.

Các nhà máy điện than của Nam Phi hiện đang vận hành ở mức thấp hơn nhiều so với các tiêu chuẩn linh hoạt áp dụng tại phần lớn các nhà máy than cứng ở những nơi khác. Do đó, có cơ hội đáng kể để áp dụng biện pháp cải tạo nhà máy nhằm tăng hiệu quả và tính linh hoạt, giảm tiêu thụ than và lượng khí thải CO<sub>2</sub>. Bởi vì các nhà máy điện than ở Nam Phi chủ yếu chạy tải nền, nên tăng tính linh hoạt cũng có thể giúp giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub>. Hơn nữa, giải pháp cải tạo sẽ giúp giảm tiêu thụ than, giảm bớt những lo ngại về nguồn cung than. Dựa trên tình trạng vận hành và công nghệ nói trên của các nhà máy nhiệt điện than ở Nam Phi, việc Nam Phi nâng cao tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện là một quá trình phát triển tất yếu. Vì công nghệ đốt than ở Nam Phi có tính tương đồng với công nghệ đang sử dụng ở Việt Nam nên sẽ có nhiều kinh nghiệm và bài học hữu ích có thể thu được từ quá trình tăng cường tính linh hoạt ở Nam Phi để xem xét cải tạo các nhà máy nhiệt điện cũ trong số các nhà máy nhiệt điện của Việt Nam.

## 2. Tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện

### 2.1. Định nghĩa và áp dụng

Tính linh hoạt của nguồn điện là khả năng đáp ứng với sự thay đổi của cung cầu và phản ứng phù hợp với các hiện tượng trên thị trường điện. Từ trước đến nay, thuật ngữ “tính linh hoạt” được sử dụng chủ yếu cho các nhà máy thủy điện, vì các nhà máy này có thể tăng và giảm sản lượng điện một cách nhanh chóng trong một khoảng thời gian ngắn. Mặt khác, các nhà máy nhiệt điện thường không được coi là nguồn linh hoạt do khởi động lâu và không thể thay đổi công suất nhanh do sản lượng điện phụ thuộc vào nhiệt độ của lò hơi và khí thải nên khó điều khiển.



Hình 4. Ví dụ về nhà máy nhiệt điện - Nhiệt điện than Vĩnh Tân 4.

Trong hệ thống điện truyền thống, các nhà máy nhiệt điện không nhất thiết phải đạt được tính linh hoạt. Tuy nhiên, trong một hệ thống điện có tỷ trọng tích hợp cao của các nguồn năng lượng tái tạo, tính chất không cố định của năng lượng tái tạo ở mức cao khi các tấm pin mặt trời trong các nhà máy điện mặt trời bị bóng che do sự dịch chuyển ngoài dự kiến của các đám mây, mức sụt giảm công suất đầu ra của thống điện mặt trời có thể tương đương với mức của nhiều đơn vị phát điện truyền thống quy mô lớn, dẫn đến sự mất cân bằng đáng kể giữa sản lượng và tiêu thụ. Vấn đề này dẫn đến nhu cầu về các nguồn linh hoạt có thể thích ứng và bù đắp cho tính chất không cố định của năng lượng tái tạo, do sự thay đổi đột ngột về công suất phát điện của năng lượng tái tạo có thể vượt quá khả năng bù đắp của các nhà máy thủy điện linh hoạt truyền thống. Tuy nhiên, tiềm năng cho các nhà máy thủy điện đang dần cạn kiệt, đặc biệt là ở Việt Nam, do tất cả các sông có thể sử dụng cho thủy điện đều đã được tận dụng. Các giải pháp cung cấp linh hoạt khác như hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) và pin nhiên liệu hydro chưa sẵn sàng về mặt tài chính và công nghệ để triển khai ứng dụng trong thực tế. Một giải pháp khác là tua-bin khí có tốc độ tăng giảm công suất cao với công nghệ tua-bin khí thiên nhiên hiện tại, đang được coi là không đáng để đầu tư vì giá khí thiên nhiên sẽ tiếp tục tăng trong tương lai theo nhiều nghiên cứu dự báo. Kịch bản này dẫn đến yêu cầu phải tăng tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện truyền thống, để quá trình chuyển đổi năng lượng theo xu hướng diễn ra suôn sẻ nhất có

thể mà không ảnh hưởng đến sự an toàn và vận hành hệ thống điện ở thời điểm hiện tại khi các phương án khác nói trên vẫn chưa hoàn thiện cả về công nghệ và kinh tế. Ngoài ra, quá trình chuyển đổi năng lượng cũng sẽ được hưởng lợi từ tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện xét về mặt lợi ích thị trường điện do giá nhà máy nhiệt điện linh hoạt thấp sẽ giúp trung hòa giá điện so với năng lượng tái tạo đắt đỏ ở thời điểm hiện tại, do đó tránh được những ý kiến tiêu cực và phản ứng thái quá từ công chúng trong giai đoạn chuyển đổi nhạy cảm này. Với giải pháp cải tạo nói trên, tính linh hoạt của toàn hệ thống điện sẽ được đảm bảo khi tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng lên và quán tính hệ thống cần thiết để vận hành an toàn vẫn được đáp ứng. Mặc dù việc tăng cường tính linh hoạt cho nhà máy nhiệt điện sẽ khó khăn và có thể gặp nhiều trở ngại, nhưng đây là một giải pháp đầy hứa hẹn đã được ứng dụng ở các quốc gia như Đan Mạch hay Trung Quốc.

## 2.2. Lợi ích của giải pháp tăng độ linh hoạt của nhà máy nhiệt điện

Tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện tăng lên có thể mang lại những lợi ích to lớn, đặc biệt là về tác động môi trường, lợi thế vận hành và tối ưu hóa kinh tế.

*Tăng tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện có thể dẫn đến lượng khí thải CO<sub>2</sub> thấp hơn trong nhiều trường hợp và giảm tiêu thụ than*

Những lợi ích nói trên đạt được chủ yếu nhờ giảm yêu cầu sản xuất điện hoặc nhiệt tách riêng sử dụng than, và giúp tránh cắt giảm công suất năng lượng tái tạo. Khi mức tiêu thụ than giảm, hiệu quả năng lượng tổng thể tăng lên vì các tổ máy đồng phát nhiệt điện (CHP) có thể tạo ra sản lượng nhiều hơn (hiệu suất cao hơn khi đồng sản xuất nhiệt), thay cho hiệu quả thấp hơn các tổ máy chỉ sản xuất điện hoặc nhiệt. Trong một hệ thống có tỷ trọng NLTT cao, khả năng vận hành linh hoạt các nhà máy điện than thường giúp giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub>, vì các nhà máy điện than nói chung sẽ sản xuất ít điện hơn trong năm, tránh cắt giảm NLTT một cách lãng phí. Sản lượng điện than linh hoạt không sạch, nhưng nếu các nhà máy điện than hiện hữu tăng được tính linh hoạt thì sẽ cho phép tích hợp nhiều điện gió và mặt trời hơn trong hệ thống, góp phần giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub>. Ngoài các lợi ích liên quan đến CO<sub>2</sub> nhờ giảm tiêu thụ than còn có thêm một số lợi ích môi trường địa phương [6].

Tuy nhiên, trong một số hệ thống điện, đặc biệt khi điện khí đang cạnh tranh với than, việc vận hành linh hoạt các nhà máy điện than có thể dẫn đến gia tăng phát thải CO<sub>2</sub>. Trong những hệ thống đó, cần có chính sách khí hậu hiệu quả để đạt được mức giảm phát thải CO<sub>2</sub> ròng. Để đo lường tác động giảm phát thải CO<sub>2</sub> một cách toàn diện, điều quan trọng là phải đánh giá lượng phát thải của nhà máy điện trong các điều kiện điều độ đặc trưng và trong toàn bộ chu kỳ vận hành của nhà máy điện. Rõ ràng là việc vận hành linh hoạt các nhà máy điện than có thể có tác động tiêu cực đến lượng khí thải CO<sub>2</sub> tại các điểm vận hành ở mức tải rất thấp và nếu áp dụng mức tải tối thiểu thấp hơn khiến nhà máy điện không được phép ngừng vận hành trong một số

khoảng thời gian. Theo [7], trong điều kiện vận hành phải phát (must-run) mà các nhà máy truyền thống phải duy trì vận hành vì liên quan đến dịch vụ hệ thống hoặc cung cấp nhiệt, các mức tải tối thiểu giảm sẽ dẫn đến lượng khí thải CO<sub>2</sub> thấp hơn đáng kể đối với tất cả các loại nhiên liệu như minh họa trong Hình Hình 5. Cũng theo tính toán, nếu không có điều kiện vận hành phải phát, mức phát thải tổng thể có thể giảm đáng kể do nhà máy điện ngừng sản xuất trong vài giờ. Tuy nhiên, lượng khí thải riêng (gCO<sub>2</sub>/kWh) của nhà máy điện lại tăng nhiều do các quá trình khởi động có lượng phát thải CO<sub>2</sub> cao. Trong một số trường hợp, việc nâng cao tính linh hoạt của nhà máy điện than có thể dẫn đến tổng lượng khí thải cao hơn. Điều này có thể xảy ra trong trường hợp do vận hành ở mức tải thấp khiến nhà máy không thể dừng vận hành trong thời gian không mang lại lợi nhuận mà không được bù đắp khi tránh được các quy trình khởi động có mức phát thải CO<sub>2</sub> cao. Mặc dù có tác động tiêu cực ở một số khu vực, nhưng nhìn chung lợi ích nhờ tính linh hoạt của các nhà máy điện là nhiều hơn so với nhược điểm về phát thải CO<sub>2</sub> tại các điểm vận hành thấp.



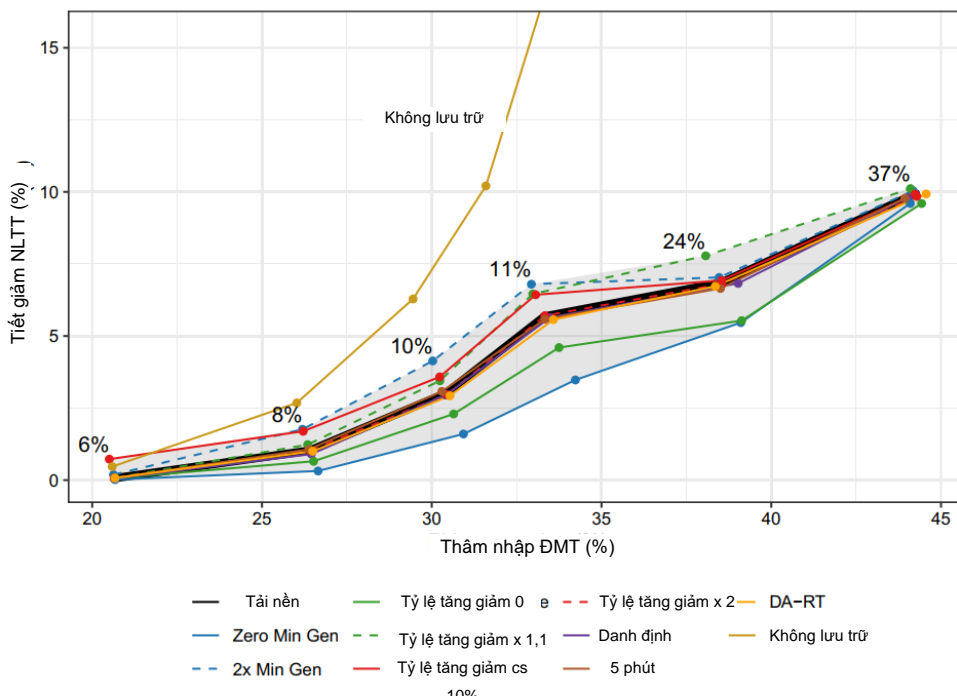
Hình 5 CO<sub>2</sub> từ nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp và nhà máy điện than cứng trong hai ngày điển hình với các điều kiện điều độ tương đương nhưng có mức độ linh hoạt khác nhau [7].

### Tăng tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện dẫn đến việc cắt giảm NLTT ít hơn

Sản lượng thủy điện bị hạn chế và mức độ tích hợp NLTT ngày càng tăng dẫn đến nhiều khó khăn trong vận hành hệ thống điện. Khi sản lượng vượt quá nhu cầu và/hoặc các điều kiện hệ thống có ràng buộc vận hành không cho phép sử dụng tất cả nguồn điện có sẵn, thì hiện tượng cắt giảm sẽ xảy ra. Năng lượng tái tạo bị cắt giảm do cung vượt cầu và thiếu tính linh hoạt của hệ thống, có thể bao gồm các lý do như tắc nghẽn truyền tải, mức phát tối thiểu của nhà máy điện nhiệt hoặc thủy điện, hoặc công suất ngược (back-feeding) trong hệ thống phân phối. Trong trường hợp sản lượng điện tái tạo lớn và dự phòng từ thủy điện không đủ để bù đắp cho sự mất cân đối giữa sản lượng phát và tiêu thụ, nhà máy nhiệt điện linh hoạt có thể giúp tránh cắt giảm công suất NLTT do lúc này nhiệt điện có thể hỗ trợ thủy điện điều tiết hệ thống.

Một nghiên cứu do NREL thực hiện [8] đã đánh giá tác động của tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện đối với việc cắt giảm NLTT và kết quả được trình bày trong Hình 6. Từ phân tích, nghiên cứu phát hiện ra rằng, ở mức thâm nhập điện mặt trời thấp nhất và cao nhất (tương ứng là 20% và 45%), mức độ và phạm vi cắt giảm đạt mức tối thiểu trong tất cả các phân tích độ nhạy. Trong trường hợp tỷ trọng thâm nhập ở mức thấp nhất, mức NLTT không đủ để những thay đổi về tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện có tác động đáng kể đối với hệ thống. Trong trường hợp tỷ trọng thâm nhập NLTT ở mức cao nhất, mức cắt giảm sẽ cao hơn, trong khi hệ thống không dựa nhiều vào nguồn nhiệt điện đồng nghĩa với việc những thay đổi về tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện không có nhiều khả năng ảnh hưởng đến mức cắt giảm.

Tuy nhiên, các tham số về tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện lại có ảnh hưởng lớn hơn nhiều đối với cắt giảm trong vùng nằm giữa hai điểm cao nhất và thấp nhất nói trên. Điều này được phản ánh trong Hình 6 thông qua dải phân bố các giá trị cắt giảm rộng hơn trong tất cả các kịch bản với tỷ trọng thâm nhập điện mặt trời từ 25%-40%. Các mức sản lượng phát tối thiểu của đơn vị phát nhiệt điện là yếu tố ảnh hưởng lớn nhất đối với mức cắt giảm, độ nhạy của tham số này mang lại những thay đổi lớn nhất. Những phát hiện này nhấn mạnh tầm quan trọng của tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện trong các hệ thống chuyển đổi từ cơ cấu nguồn phát chủ yếu là nhiệt điện sang cơ cấu nguồn có tỷ trọng NLTT chiếm ưu thế, từ đó cho thấy rằng để hỗ trợ quá trình chuyển đổi liên tục của hệ thống điện, đặc biệt là khi sự thâm nhập của điện mặt trời và lưu trữ tăng lên và nguồn nhiệt điện suy giảm, có thể cần phải có một cách tiếp cận theo từng giai đoạn.



Hình 6. So sánh tổng mức thâm nhập và cắt giảm điện mặt trời hàng năm đối với tất cả các ràng buộc vận hành và độ nhạy liên quan đến tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện theo nghiên cứu [8].

### *Tăng tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện dẫn đến giá điện cao hơn cả với điện tái tạo và điện than*

Các nhà máy nhiệt điện linh hoạt có thể đáp ứng/vận hành tốt hơn theo các mức giá điện khác nhau, có thể tăng sản lượng khi giá cao (tạo ra doanh thu lớn hơn) và giảm sản lượng khi có nhiều sản lượng NLTT, từ đó giúp tăng giá các tài sản có chi phí cận biên thấp, cơ chế này làm tăng giá điện đối với cả hai công nghệ phát điện. Giá điện tái tạo và điện than đều cao hơn, đây là động lực quan trọng để thúc đẩy năng lượng tái tạo. Giá điện cho NLTT trên thực tế cao hơn sẽ tạo động lực cho các nhà phát triển tiếp tục đầu tư vào NLTT, đồng thời làm cho NLTT trở nên cạnh tranh hơn với điện từ nhiên liệu hóa thạch. Đồng thời cũng làm giảm nhu cầu trợ giá, đây là điều kiện tiên quyết cho sự tăng trưởng liên tục của NLTT. Đối với các chủ sở hữu nhà máy điện than, giá điện than cao hơn trên thực tế sẽ khuyến khích họ đầu tư vào tính linh hoạt của nhà máy.

### *Tăng tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện giúp giảm chi phí hệ thống điện*

Chi phí liên quan đến vận hành hệ thống điện có thể được chia thành hai loại: chi phí đầu tư xây dựng cơ bản (hoặc CAPEX) và chi phí biến đổi (hoặc OPEX). Cụ thể, chi phí bao gồm chi phí đầu tư xây dựng cơ bản nguồn phát và truyền tải hàng năm, chi phí nhiên liệu, chi phí vận hành và bảo trì cố định và biến đổi cũng như chi phí khởi động. Có thể tiết kiệm chi phí đầu tư xây dựng cơ bản bằng ba cách: a) giảm nhu cầu bổ sung công suất cho hệ thống (giảm tải tối thiểu và tăng tải tối đa), b) kéo dài tuổi thọ của tài sản hiện có và c) đầu tư ít hơn vào các nguồn linh hoạt khác. Trong khi cả chi phí đầu tư xây dựng cơ bản, chi phí nhiên liệu và chi phí biến đổi đều giảm, chi phí vận hành và bảo trì cố định cao hơn trong các kịch bản chính, nhưng mức tăng như vậy được coi là không đáng kể so với lợi ích kinh tế tổng thể [9]. Tương tự, việc vận hành các nhà máy điện than theo cách linh hoạt hơn có thể giảm chi phí vận hành toàn hệ thống bằng cách cải thiện khả năng thâm nhập của điện mặt trời và gió, đồng thời thay thế các nguồn linh hoạt đắt tiền hơn như khí thiên nhiên và các tổ máy đốt dầu.

Hơn nữa, có ba yếu tố khác củng cố cơ sở của các kết luận về kinh tế. Thứ nhất, các nhà máy nhiệt điện linh hoạt hơn dẫn đến đầu tư ít hơn vào lò hơi đốt than có chi phí vốn tương đối thấp và lợi ích kinh tế ròng là tích cực ngay cả khi không bao gồm các khoản tiết kiệm chi phí này. Thứ hai, các khoản đầu tư vào tính linh hoạt so với lợi ích tổng thể là nhỏ, vì vậy ngay cả khi những chi phí đầu tư này được ước tính ở mức thấp (nghĩa là chúng có thể tăng gấp ba lần), thì kết quả vẫn sẽ khả quan. Cuối cùng, mặc dù thực tế là giá CO<sub>2</sub> trong tương lai vẫn không chắc chắn, nhưng đóng góp từ khía cạnh này là khá nhỏ, nghĩa là, ngay cả với giá CO<sub>2</sub> bằng 0, kết quả cũng chỉ thay đổi rất ít.

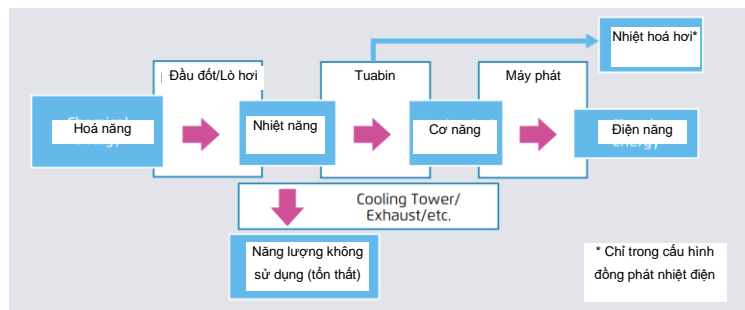
## 2.3. Đặc điểm kỹ thuật về tính linh hoạt của nhà máy

### 2.3.1. Công nghệ nhà máy nhiệt điện & cơ hội tăng cường tính linh hoạt về kỹ thuật

#### *Các thuật ngữ chính*

Nhà máy nhiệt điện được đặc trưng bởi quá trình chuyển đổi năng lượng, trong đó nhiệt năng (ví dụ được giải phóng trong quá trình đốt cháy nhiên liệu) được chuyển đổi thành điện năng.

Hình 7 minh họa quá trình chuyển hóa năng lượng lược giản của nhà máy nhiệt điện, có thể áp dụng cho cả hai loại nhà máy đốt than phổ biến: nhà máy đốt than bột và nhà máy lò hơi tầng sôi tuần hoàn.



Hình 7. Quá trình biến đổi năng lượng của nhà máy nhiệt điện chạy bằng nhiên liệu [7].

Nhìn chung quy trình có các thành phần sau:

**Lò đốt / Lò hơi :** Hoá năng trong nhiên liệu được chuyển hoá thành nhiệt năng thông qua quá trình đốt cháy.

**Tuabin:** Nhiệt năng (khí hoặc hơi nước ở nhiệt độ và áp suất cao) được chuyển thành cơ năng (mômen xoắn trên trục) thông qua quá trình giãn nở lưu chất.

**Máy phát điện:** Cơ năng được chuyển thành điện năng thông qua cảm ứng điện từ.

**Tháp giải nhiệt / Hệ thống xả:** Theo Định luật thứ hai về nhiệt động lực học, nhiệt năng không thể được chuyển đổi hoàn toàn thành cơ năng. Phần không chuyển đổi (năng lượng) phải thải ra môi trường thông qua tháp giải nhiệt hoặc qua hệ thống xả.

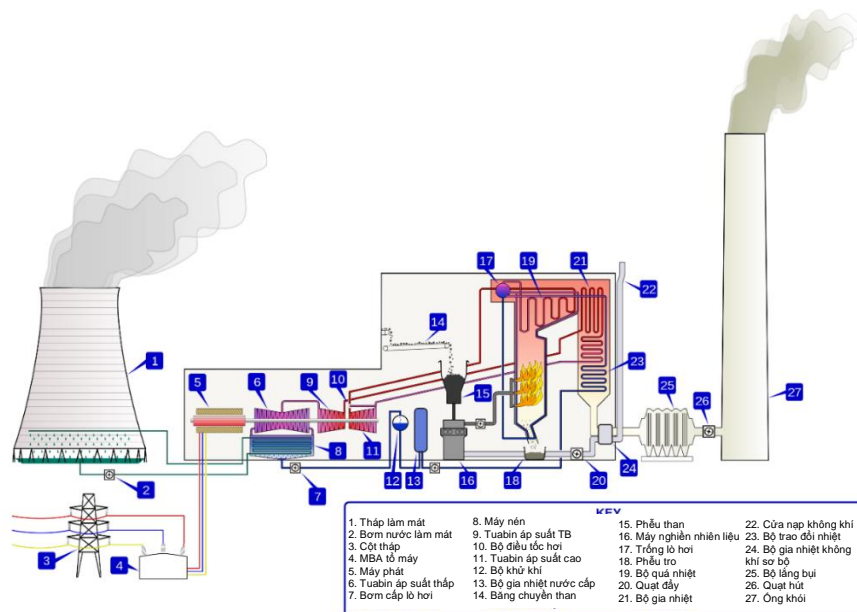
**Mô-đun đồng phát (nếu sử dụng):** Các công nghệ nhà máy điện khác nhau có phương pháp đồng phát nhiệt điện khác nhau. Ví dụ, nhiệt có thể được sử dụng trực tiếp cho một số quy trình công nghiệp hoặc có thể được đưa vào hệ thống sưởi của khu vực.

Lò hơi đốt than bột là lò hơi công nghiệp, quy mô lớn, tạo ra nhiệt năng bằng cách đốt than bột (còn được gọi là than phun hoặc than cám vì có độ mịn như phấn trang điểm trong mỹ phẩm)

được phun vào lò đốt. Ý tưởng cơ bản của hệ thống đốt sử dụng than bột là sử dụng toàn bộ thể tích của lò để đốt nhiên liệu rắn. Than được nghiền đến cỡ hạt mịn, trộn với không khí và được đốt cháy trong dòng khí. Sinh khối và các vật liệu khác cũng có thể được thêm vào hỗn hợp. Than chứa chất khoáng sẽ chuyển thành tro trong quá trình đốt cháy. Tro được loại bỏ là tro đáy và tro bay. Tro đáy được loại bỏ ở đáy lò.

### Nhà máy nhiệt điện than bột

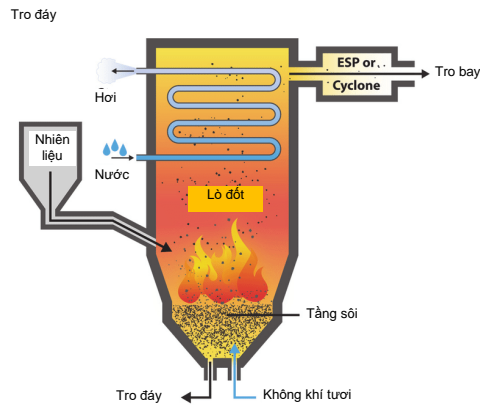
Ý tưởng đốt than bột bắt nguồn từ giả định rằng nếu than đủ mịn, nó sẽ cháy dễ dàng và hiệu quả như khí. Máy tính quản lý tốc độ nạp than bột, tốc độ này thay đổi tùy theo nhu cầu của lò hơi và lượng không khí có sẵn để sấy và vận chuyển nhiên liệu. Than được nghiền giữa hai đường ray hoặc bằng cách di chuyển quả bóng hoặc con lăn hình trụ. Than thô sau đó được đưa vào máy nghiền thành bột cùng với không khí được gia nhiệt từ lò hơi đến khoảng 650°F (340 °C). Trong quá trình con lăn nghiền than, không khí nóng sẽ sấy và phun ra than bột để sử dụng làm nhiên liệu. Than bột từ máy nghiền được phun thẳng vào vòi đốt lò hơi. Đầu đốt kết hợp than bột trong bầu hơi với không khí đốt được gia nhiệt sơ bộ và phun ra khỏi vòi, tương tự như cách nhiên liệu được phun bằng kim phun nhiên liệu của động cơ đốt trong. Ở điều kiện làm việc bình thường, vùng cháy đủ nhiệt để đốt cháy toàn bộ lượng cấp liệu.



Hình 8. Hình minh họa nhà máy nhiệt điện đốt than bột điển hình [10].

### Nhà máy nhiệt điện lò hơi tầng sôi tuần hoàn

Công nghệ phát điện sử dụng lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFBC) phát triển nhanh chóng trong 30 năm qua và đã được thương mại hóa hoàn toàn và có sẵn ở quy mô lên tới 600 MW. Tuy nhiên, công nghệ lò hơi than bột (PC) vẫn là công nghệ phát điện chính cho nhiên liệu và công nghệ CFBC được sử dụng chủ yếu để đốt nhiên liệu không phù hợp với than bột.



Hình 9. Kết cấu nhà máy lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFBC) [11].

Ở dưới cùng của lò hơi có một lớp vật liệu trơ, tai đó than hoặc nhiên liệu được phun vào. Nguồn cung cấp không khí từ dưới đáy với áp suất cao. Trong điều kiện này, vật liệu đáy và các hạt than được nâng lên ở trạng thái lơ lửng. Quá trình đốt cháy than diễn ra trong điều kiện lơ lửng này. Đây là tầng sôi. Thiết kế đặc biệt của các vòi phun khí ở dưới cùng của tầng sôi cho phép luồng không khí không bị tắc nghẽn. Quạt gió sơ cấp cung cấp khí tầng sôi đã được gia nhiệt sơ bộ. Quạt không khí thứ cấp cấp không khí đốt cháy đã được gia nhiệt sơ bộ. Vòi phun trên tường lò ở các vị trí khác nhau cùng phân bổ khí đốt trong lò [12].

Các hạt mịn của than, tro và vật liệu đáy được đốt cháy một phần cùng với khí thải đi đến các khu vực phía trên của lò và sau đó đi vào bộ lọc. Trong bộ lọc, các hạt nặng hơn tách khỏi khí và rơi xuống phễu lọc, được đưa trở lại lò để tuần hoàn. Do đó công nghệ này có tên là quá trình đốt cháy tầng sôi tuần hoàn. Khí nóng từ bộ lọc đi qua các bề mặt truyền nhiệt và đi ra khỏi lò hơi. Hình 9 mô tả công nghệ CFBC.

### 2.3.2. Các thông số chính về tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện

#### Tải tối thiểu:

Tải tối thiểu,  $P_{Min}$  là công suất ròng thấp nhất có thể mà một nhà máy điện có thể cung cấp trong điều kiện vận hành ổn định, được đo bằng tỷ lệ phần trăm của tải danh định,  $\%P_{Nom}$ .

- Tác động đến tính linh hoạt: Tải tối thiểu càng thấp thì phạm vi công suất phát điện càng lớn. Tải tối thiểu thấp có thể tránh được việc khởi động và tắt máy tốn kém.
- Nhược điểm: Ở mức tải tối thiểu, nhà máy điện vận hành với hiệu suất thấp hơn. Một vấn đề thường gặp khi tải thấp là tác động của nó đối với khí thải SOx và bụi.
- Hạn chế: Tải càng thấp càng khó đảm bảo quá trình cháy ổn định nếu không có thêm cấu phần đốt bổ sung.

#### Thời gian khởi động:

Thời gian khởi động được xác định là khoảng thời gian từ khi bắt đầu vận hành nhà máy cho đến khi đạt tải tối thiểu. Thời gian khởi động của các công nghệ phát điện rất khác nhau. Các yếu tố

khác ảnh hưởng đến thời gian khởi động là thời gian ngừng vận hành (thời gian nhà máy điện không hoạt động) và tốc độ làm mát.

Sau khi bắt đầu khởi động ( $t_0$ ), chưa có nguồn điện nào được đưa vào lưới điện cho đến  $t_1$ . Sau  $t_1$ , công suất ròng bắt đầu tăng dần. Như đã đề cập ở trên, thời gian khởi động được định nghĩa là khoảng thời gian từ khi bắt đầu vận hành nhà máy ( $t_0$ ) cho đến khi đạt tải tối thiểu ( $t_2$ ). Nói chung, độ dốc của đường cong tải càng lớn thì thời gian khởi động càng ngắn. Các loại khởi động sau đây được xác định cho các nhà máy điện:

- Khởi động nóng: Nhà máy điện ngừng vận hành dưới 8 giờ.
- Khởi động ấm: Nhà máy điện ngừng vận hành từ 8 đến 48 giờ.
- Khởi động nguội: Nhà máy điện ngừng vận hành hơn 48 giờ. Nói chung, khởi động nguội gây áp lực lớn hơn cho các bộ phận của nhà máy so với khởi động nóng do chênh lệch nhiệt độ lớn hơn xảy ra trong quá trình khởi động

Về quan hệ giữa thời gian khởi động và tính linh hoạt, có một số điểm như sau:

- Tác động đến tính linh hoạt: Thời gian khởi động càng ngắn, nhà máy điện càng nhanh đạt mức tải tối thiểu.
- Nhược điểm: Thời gian khởi động nhanh hơn gây áp lực nhiệt lớn hơn lên các bộ phận của nhà máy, do đó làm giảm tuổi thọ của chúng.
- Giới hạn: Mức chênh lệch nhiệt độ cho phép tính bằng Kelvin trên phút (K/min) đối với các bộ phận có thành dày sẽ giới hạn tốc độ thời gian khởi động. Sự gia tăng nhiệt độ dẫn đến giãn nở trong kim loại. Trong quá trình khởi động nguội, nhiệt độ thay đổi theo thời gian, từ nhiệt độ môi trường ban đầu cho đến khi đạt đến nhiệt độ vận hành danh nghĩa. Nhiệt độ thay đổi theo không gian khi độ dày thành của các bộ phận thay đổi. Các trạng thái giãn nở nhiệt khác nhau dẫn đến ứng suất nhiệt. Thông thường, mức chênh lệch nhiệt độ cho phép được tính bằng Kelvin trên phút, K/phút, được áp dụng để giữ ứng suất nhiệt dưới ngưỡng gây hại.

#### *Tỷ lệ tăng giảm công suất:*

Tỷ lệ tăng giảm công suất mô tả tốc độ một nhà máy điện có thể thay đổi công suất ròng trong quá trình vận hành.

- Tác động đến tính linh hoạt: Tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn cho phép bộ phận vận hành nhà máy điện điều chỉnh công suất ròng nhanh hơn để đáp ứng những thay đổi về nhu cầu điện năng.
- Nhược điểm: Nhiệt độ đốt thay đổi nhanh dẫn đến ứng suất nhiệt cho các bộ phận của nhà máy.
- Giới hạn: Ứng suất nhiệt cho phép đối với các bộ phận có thành dày và các biến dạng không đối xứng cho phép sẽ hạn chế tỷ lệ tăng giảm công suất. Đối với các nhà máy

hiệu điện thế, hoạt động tồn trữ của lò sinh hơi nước, chất lượng nhiên liệu được sử dụng để đốt (có ảnh hưởng trực tiếp đến sự thay đổi nhiệt độ) và khoảng thời gian giữa quá trình nghiền than và phản ứng của tuabin có thể đóng vai trò là các yếu tố hạn chế.

### 2.3.3. Tổng quan về các biện pháp cải thiện tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện

Để tăng tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện, có một số biện pháp để tăng tính linh hoạt trong nhà máy nhiệt điện tham khảo dưới đây. Tất cả các thông số này có thể được cải thiện ở một mức độ nào đó trong thực tế ở tất cả các nhà máy nhiệt điện hiện có. Một trong những cách tiếp cận hiệu quả nhất để đảm bảo tính linh hoạt của hệ thống điện ở mức thâm nhập NLTT từ thấp đến trung bình là vận hành linh hoạt các nhà máy điện truyền thống hiện hữu. Điều này là do chi phí vận hành tăng lên. Tính linh hoạt của các nhà máy điện tối đa hóa tiềm năng của cơ sở hạ tầng hiện có. Dựa trên các thông số chính đã thảo luận ở phần trước về tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện, chúng tôi giới thiệu các biện pháp tăng cường tính linh hoạt sau đây.

- **Tăng cường khả năng đáp ứng tăng giảm công suất của các tổ máy nhiệt điện:** Khả năng đáp ứng nhanh của các tổ máy nhiệt điện, hay còn gọi là khả năng tăng giảm tải, là khả năng tăng hoặc giảm công suất đầu ra hiệu dụng nhằm thu hẹp khoảng cách giữa sản xuất và nhu cầu. Trong một nhà máy nhiệt điện được thiết kế để cung cấp điện liên tục, khả năng tăng giảm công suất mặc định thường là 1% công suất đầu ra tối đa mỗi phút. Các đặc tính tăng giảm công suất được cải thiện cho phép nhà máy tăng hoặc giảm mức độ tham gia vào thị trường nhanh hơn và theo sát sự biến động của giá điện [13].
- **Giảm công suất tối thiểu của các tổ máy sản xuất nhiệt điện:** Giảm công suất tối thiểu hoặc tải tối thiểu của các tổ máy nhiệt điện là giải pháp hữu ích để các nhà máy nhiệt điện khớp hai mức giá cực đại với sản lượng điện năng thấp nhất, vì sản xuất với khoảng giá này sẽ dẫn đến lỗ. Mức tải tối thiểu thấp hơn cũng cho phép các nhà máy lớn đưa ra bản chào nhỏ hơn trên thị trường, tăng tính thanh khoản của thị trường và dẫn đến tín hiệu giá chính xác hơn. Hơn nữa, giảm tải tối thiểu là có lợi vì mang lại dải công suất phát lớn hơn. Điều này giúp bộ phận vận hành nhà máy duy trì vận hành khi nhu cầu điện năng thấp và tránh được quy trình khởi động và tắt máy tốn kém. Trên khía cạnh hệ thống, giảm tải tối thiểu của các nhà máy điện truyền thống cho phép sử dụng năng lượng tái tạo nhiều hơn, tránh khả năng cắt giảm. Một số phương án để giảm mức tải tối thiểu gồm đốt gián tiếp, chuyển từ vận hành một máy sang hai máy nghiền, nâng cấp hệ thống điều khiển, đốt nhiên liệu phụ với đầu đốt than nâu, lưu trữ nhiệt năng để gia nhiệt sơ bộ nước cấp, v.v.
- **Rút ngắn thời gian khởi động của tổ máy nhiệt điện:** Thời gian khởi động ngắn hơn của tổ máy nhiệt điện giúp tăng khả năng đáp ứng nhu cầu nhanh chóng của tổ máy. Có thể có cơ hội cho những đơn vị chào giá có danh mục tài sản ở cả thị trường trong ngày và ngày tới, và những đơn vị chào giá dựa trên tổ máy, với thông báo trước ít nhất 3 giờ trên thị trường trong ngày. Thời gian khởi động có thể được rút ngắn xuống dưới ba giờ.

Việc đánh giá và tổ chức lại các quy trình khởi động thường giúp giảm đáng kể thời gian khởi động ấm. Một số giải pháp tiềm năng bao gồm tái cấp điện (lắp đặt một tuabin khí ở upstream của mạch hơi-nước trong các nhà máy nhiệt điện than), nâng cấp hệ thống điều khiển (chẳng hạn như BoilerMax của ABB), thiết kế các bộ phận có thành mỏng, khởi động tuabin với hỗ trợ dòng lạnh (có khả năng giảm thời gian khởi động xuống 15 phút), v.v.

- ***Khả năng vận hành quá tải:*** Khả năng vận hành quá tải thường là một tính năng được đưa vào nhà máy điện ngay từ đầu. Tuy nhiên, trong một số trường hợp, có thể cải thiện về khả năng quá tải bằng giải pháp thay đổi nhà máy đơn giản. Theo định nghĩa, toàn bộ nhà máy có tỷ lệ hiệu suất tối đa ở mức tải 100% vì tất cả các bộ phận của nhà máy đều được điều chỉnh cho mức tải này. Nếu một nhà máy có khả năng vận hành quá tải, hiệu suất sẽ giảm khi tải lớn hơn 100% và sẽ giảm nhanh hơn sau mỗi điểm phần trăm quá tải. Ví dụ, một nhà máy nhiệt điện cực kỳ linh hoạt có thể vận hành trong dải tải từ 15% đến 115%. Khả năng quá tải cũng có thể đạt được thông qua các biện pháp đã nói ở trên.

Tất cả những giải pháp nâng cấp này có thể giúp các nhà máy nhiệt điện phản ứng nhanh hơn với sự mất cân đối trong phát điện-tiêu thụ và theo tín hiệu thị trường điện. Tuy nhiên, một số hạn chế của việc nâng cấp tính linh hoạt cần được xem xét là khả năng chống cháy, mạch hơi - nước và ứng suất cơ học và nhiệt. Vì vậy, để ứng dụng vào thực tế trong hệ thống điện Việt Nam, cần có phân tích kinh tế kỹ thuật và tính khả thi đối với công nghệ của từng nhà máy nhiệt điện.

#### 2.3.4. Yếu tố đánh đổi giữa tính linh hoạt và hiệu suất

Các biện pháp cải tạo không có tác động tiêu cực đến hiệu suất. Trong nhiều trường hợp, biện pháp cải tạo giúp tăng tính linh hoạt đồng thời cải thiện hiệu suất của nhà máy. Tuy nhiên, việc giảm chế độ tải tối thiểu có thể làm giảm hiệu suất của nhà máy điện ở chế độ tải rất thấp, làm tăng lượng phát thải CO<sub>2</sub> tại các điểm vận hành với chế độ tải thấp. Để đo lường tác động này một cách đầy đủ, lượng khí thải CO<sub>2</sub> phải được đánh giá trên toàn bộ hoạt động của nhà máy điện thay vì tập trung vào các điểm vận hành thấp nhất. Nói chung, tính linh hoạt mà các nhà máy nhiệt điện đạt được trong hầu hết các trường hợp vượt xa những nhược điểm do lượng khí thải CO<sub>2</sub> ở các điểm vận hành thấp và lợi thế này sẽ chỉ được phát triển khi tỷ lệ năng lượng tái tạo tăng lên.

### 2.4. Các yếu tố thúc đẩy tính linh hoạt của nhà máy

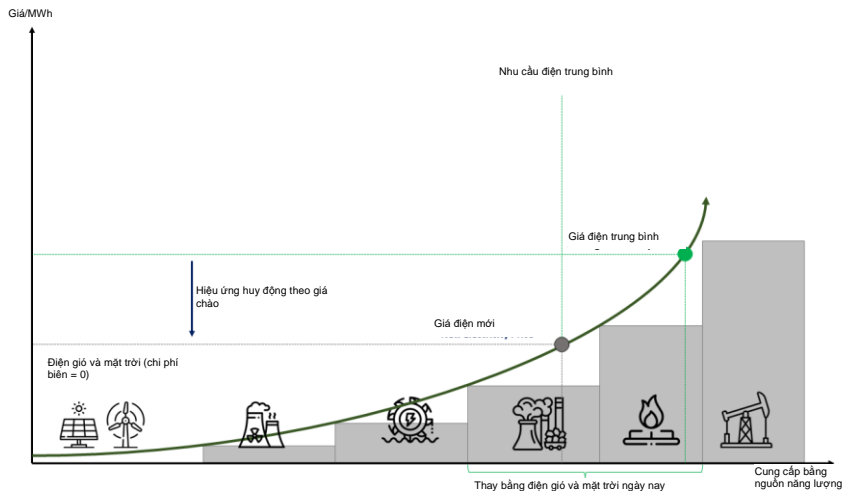
Mặc dù có nhiều biện pháp khả thi để tăng cường tính linh hoạt, nhưng những can thiệp như vậy chỉ có thể được thực hiện khi có cơ chế khuyến khích kinh tế phù hợp, là tiền đề thúc đẩy tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện. Cơ chế khuyến khích kinh tế khác nhau ở mỗi quốc gia, tuy nhiên, có bốn thuộc tính được coi là quan trọng để hỗ trợ tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện, dựa trên kinh nghiệm của các quốc gia tiên phong [6].

#### 2.4.1. Huy động theo giá chào (merit order)

Huy động theo giá chào là một cơ chế cực kỳ quan trọng có thể quyết định nhà máy điện có muốn đầu tư vào tính linh hoạt hay không, dựa trên mức độ ưu tiên huy động cho các nhà máy linh hoạt được hỗ trợ bởi đơn vị vận hành hệ thống. Huy động theo giá chào là tiêu chí truyền thống để vận hành hệ thống điện hiệu quả. Trong cơ chế này, các tổ máy được chọn huy động dựa trên vị trí trong thang giá chào, nghĩa là đơn vị có chi phí cận biên ngắn hạn thấp nhất (hoặc nói cách khác, rẻ nhất để vận hành dựa trên chi phí biến đổi), sẽ được chọn trước. Thứ tự huy động theo giá chào được xác định bởi chi phí cận biên thấp nhất. Đây là những chi phí phát sinh của một nhà máy điện để sản xuất một megawatt giờ trong các điều kiện gần đây. Huy động theo giá chào khác với chi phí cố định liên quan đến công nghệ phát điện. Theo cơ chế huy động theo giá chào, các nhà máy điện liên tục sản xuất điện với giá rất thấp là những nhà máy đầu tiên được huy động cung cấp điện. Các nhà máy điện có chi phí cận biên cao hơn sau đó sẽ được chọn bổ sung cho đến khi đáp ứng đủ nhu cầu. Hoạt động theo cách này cho phép giảm thiểu tổng chi phí vận hành hệ thống.

Cơ chế huy động theo giá chào có thể được thực hiện trong một khuôn khổ quy định hoặc dựa trên thị trường. Trong các hệ thống điện được điều tiết, cơ quan điều độ trung ương chịu trách nhiệm đảm bảo rằng các tổ máy được điều độ theo đúng cơ chế huy động theo giá chào. Cán bộ điều độ phải thu thập thông tin chi phí vận hành từ tất cả các đơn vị thuộc thẩm quyền trước khi lập lịch và điều độ cho từng tổ máy dựa trên dữ liệu này. Giả sử dữ liệu là chính xác, việc điều độ có thể được coi là hiệu quả về chi phí.

Một số hạn chế có thể ảnh hưởng đến hệ thống điện quy định nói chung. Nếu quyền sở hữu tất cả các tài sản phát (cũng như lưu trữ và đáp ứng nhu cầu) không được tập trung và trong trường hợp thị trường không có các ưu đãi về giá rõ ràng, chủ sở hữu tài sản có thể không sẵn sàng đầu tư vào tính linh hoạt hay tiết lộ các đặc tính linh hoạt thực sự mà họ sở hữu. Thứ hai, hệ thống điện được điều tiết phải đảm bảo rằng thông tin về đơn vị phát điện là chính xác và đầy đủ, điều này đặt ra một câu hỏi hóc búa về quy định. Đây là hai vấn đề lớn mà thị trường điện Việt Nam phải giải quyết để thực hiện các phương án về tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện.



Hình 10. Mô tả cơ chế huy động theo giá chào

Hơn nữa, chi phí sản xuất điện liên tục giảm, đặc biệt là năng lượng tái tạo, đã làm thay đổi trình tự huy động theo giá chào, vị trí trong danh sách huy động của các nhà máy điện truyền thống ngày càng bị đẩy xuống phía sau. Trong bối cảnh sản lượng tiêu thụ năng lượng tái tạo ngày càng tăng, tác động này là khá rõ ràng (chẳng hạn như điện mặt trời, gió hoặc sinh khối). Các nhà máy điện mặt trời và gió có chi phí cận biên gần như bằng không đang gia nhập thị trường và đẩy các nhà máy điện truyền thống xuống đáy danh sách huy động trong giai đoạn tải đỉnh. Ngành năng lượng gọi hiện tượng này là hiệu ứng huy động theo giá chào do năng lượng tái tạo (renewable energy merit order effect - MOE). Chỉ có phần phụ tải còn lại - nhu cầu điện còn lại mà năng lượng tái tạo không thể đáp ứng – mới được cung cấp bởi các nhà máy điện truyền thống. Vì vấn đề này, mô hình và cơ chế điều độ theo giá chào phải được nghiên cứu và đề xuất một cách thận trọng để đảm bảo không chỉ phù hợp với định hướng phát triển hiện tại của thị trường điện Việt Nam mà còn phải mang lại lợi ích và ưu tiên cho các nhà máy nhiệt điện linh hoạt để khuyến khích tăng cường tính linh hoạt. Nếu không có cơ chế điều độ thuận lợi và lợi ích rõ ràng của việc vận hành linh hoạt thì khó có thể tăng cường tính linh hoạt trong điều kiện hiện tại của hệ thống điện Việt Nam.

#### 2.4.2. Định giá chi phí cận biên

Định giá biên là phương pháp trong đó giá điện được xác định bởi chi phí biến đổi của nhà máy cận biên, là nhà máy ít tốn kém nhất để đáp ứng nhu cầu. Trên các thị trường bán buôn ngắn hạn, chẳng hạn như thị trường ngày tới, giá điện được thiết lập theo cách này.

Giá điện được xác định bởi chi phí cung cấp điện cận biên, nghĩa là, trong đó chi phí cung cấp cận biên đáp ứng mức sẵn sàng chi trả cận biên cho lượng điện tiêu thụ, đảm bảo rằng tất cả các đơn vị phát điện tại thời điểm bất kỳ đều được bù đắp ở mức tối thiểu cho chi phí sản xuất cận biên của họ và tất cả khách hàng sử dụng điện không trả nhiều hơn mức họ sẵn sàng chi trả. Phương pháp định giá này đảm bảo rằng việc lập lịch sản xuất tuân theo merit order và do đó hiệu quả về mặt sử dụng tài nguyên trên toàn hệ thống. Giá thanh toán bù trừ có thể thay đổi

bất cứ lúc nào, ví dụ như mỗi giờ, tùy thuộc vào mức độ nhu cầu và sự sẵn có của các nguồn phát.

Trong thị trường định giá biên, đơn vị phát điện thanh toán bù trừ xác định giá biên (MP) cho toàn bộ sản lượng điện tại thời điểm bất kỳ. Chênh lệch giữa giá biên và chi phí cận biên (MC) (chủ yếu là OPEX) của các đơn vị phát điện không thanh toán bù trừ, khi được tổng hợp trong suốt vòng đời của các nhà máy, phải cho phép thu hồi đủ chi phí đầu tư xây dựng cơ bản và tạo ra lợi nhuận. Khả năng sinh lời là yếu tố thúc đẩy đầu tư vào các nhà máy này. Đây cũng là yếu tố tạo ra cơ chế khuyến khích kinh tế để giảm chi phí, tăng hiệu quả, áp dụng tiến bộ kỹ thuật và đổi mới sáng tạo. Do đó, cần phải có sự ổn định và khả năng dự đoán của các mức giá biên để đảm bảo thu hồi đầy đủ đầu tư và tính đầy đủ của hệ thống điện. Với mức độ không chắc chắn cao hơn, nhà đầu tư sẽ cần có lợi nhuận cao hơn, vì vậy, họ cần áp dụng mức giá cao hơn để có được mức lợi nhuận nói trên. Tuy nhiên, do cơ chế định giá biên tạo ra các mức giá này lại tiềm ẩn yếu tố không chắc chắn nên có thể dự đoán rằng sẽ có rào cản đáng kể trong bối cảnh chuyển đổi năng lượng, ảnh hưởng đến tốc độ triển khai.

Theo [14], Hình 11 mô tả cơ chế định giá biên trong hệ thống điện có tỷ trọng NLTT khiêm tốn. Có hai kịch bản vận hành được trình bày:

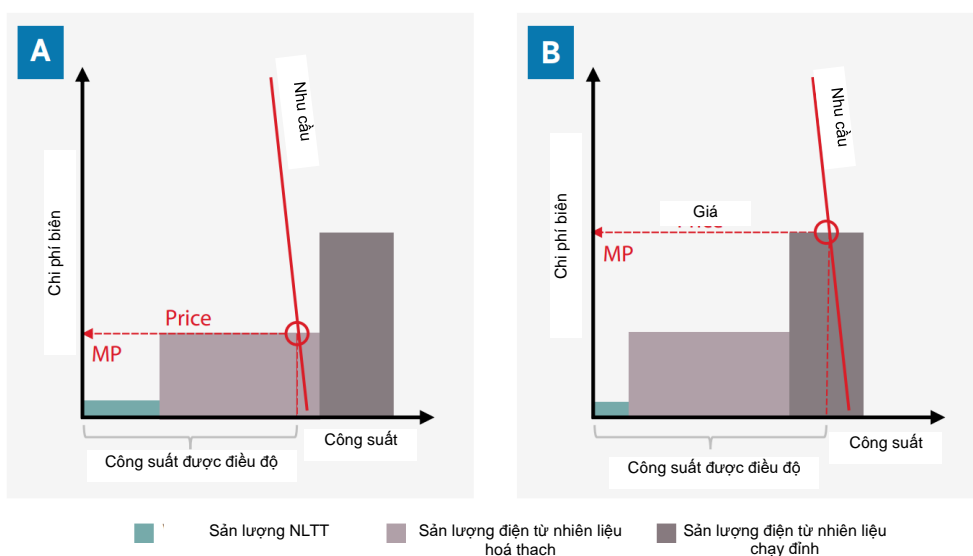
***Trong điều kiện bình thường:***

- Sản lượng phát từ nhiên liệu hóa thạch cơ bản hiệu quả (chẳng hạn như tuabin khí chu trình hỗn hợp) là công nghệ thanh toán bù trừ (clearing). Như vậy, nó xác định giá biên. Vì giá biên này bằng với chi phí cận biên của đơn vị phát điện (OPEX), nên đơn vị phát điện không thể thu hồi CAPEX đã bỏ ra.
- Các nhà máy nhiên liệu hóa thạch kém hiệu quả hơn (các nhà máy chạy đỉnh bao gồm tuabin khí chu trình hở) không nhận được các khoản thanh toán từ thị trường bán buôn vì chúng không cần được huy động để đáp ứng nhu cầu.
- NLTT là nguồn cung để đáp ứng nhu cầu lại có chi phí cận biên rất thấp. Do đó, nếu NLTT tham gia thị trường, sẽ có sự chênh lệch đáng kể giữa giá biên và chi phí cận biên của NLTT. Nếu NLTT không nhận được bất kỳ khoản thanh toán bổ sung nào theo quy định (vì đây là nhà máy thương mại), mức chênh lệch giữa giá biên và chi phí cận biên sẽ cho phép đơn vị phát điện thu hồi CAPEX.

***Trong các trường hợp bất thường (trường hợp xảy ra sự kiện khan hiếm, chẳng hạn như mất cân đối đáng kể giữa sản lượng và nhu cầu):***

- Sản lượng điện tái tạo và điện nhiên liệu hóa thạch chạy nền không thể đáp ứng đủ nhu cầu, vì vậy các nhà máy nhiên liệu hóa thạch chạy đỉnh được huy động.

- Các nhà máy chạy đỉnh chào giá cao hơn trên thị trường bán buôn vì OPEX của họ cao hơn các nhà máy chạy nền và họ chỉ vận hành trong một giai đoạn ngắn trong năm, trong giai đoạn này họ phải thu hồi được CAPEX.
- Trong những sự kiện khan hiếm này, mức chênh lệch giữa giá biên và chi phí cận biên cho phép các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch chạy nền thu hồi CAPEX và thu được lợi nhuận.
- Sản lượng điện tái tạo nhận được mức chênh lệch cao hơn giữa giá biên và chi phí cận biên, điều này giúp thu hồi CAPEX và tạo ra lợi nhuận.



Hình 11. Thị trường điện với giá biên trong kỷ nguyên nhiên liệu hóa thạch và giai đoạn đầu của quá trình chuyển đổi năng lượng (tỷ trọng NLTT thấp) [14].

Tuy nhiên, với tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày càng tăng, giá chào thấp hơn được khớp (clear) trên thị trường sẽ làm giảm giá biên. Điều này có nghĩa là mức chênh lệch giữa chi phí cận biên của NLTT (OPEX) và giá biên rõ ràng giảm xuống, tương tự như vậy đối với khả năng thu hồi CAPEX và tạo ra lợi nhuận của đơn vị phát NLTT. Tăng cường thâm nhập NLTT trong hệ thống điện giúp giảm sản lượng điện do các nhà máy nhiên liệu hóa thạch cung cấp. Điều này, kết hợp với vấn đề giá biên đã đề cập ở đoạn trên sẽ làm giảm doanh thu hàng năm của các nhà máy chạy bằng nhiên liệu hóa thạch, khiến họ có thể không đạt được mức LCOE thấp ban đầu vì sản lượng NLTT nhiều hơn đồng nghĩa với giảm huy động các nhà máy chạy bằng nhiên liệu hóa thạch truyền thống, dẫn đến sản lượng điện hàng năm của các nhà máy này giảm và khiến LCOE của họ cao hơn, đây là điều kiện không lý tưởng cho bất kỳ dự án năng lượng nào. Điều này dẫn đến các yêu cầu thanh toán khác phải được bổ sung (chẳng hạn như cơ chế trả theo công suất), cản trở các đơn vị phát điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch tham gia vào hệ thống điện, làm chậm quá trình triển khai các phương pháp tăng cường tính linh hoạt sử dụng nhiên liệu phi hóa thạch như công nghệ biến tần tạo lưới (grid forming inverter), hệ thống pin lưu trữ năng lượng, pin nhiên liệu hydro, vv... Do đó, để bảo vệ lợi ích của các nhà máy nhiệt điện và khuyến khích tính

linh hoạt của nhà máy nhiệt điện, cần bổ sung các cơ chế khuyến khích mới cho hệ thống giá biên hiện tại, đây là một khuyến nghị có thể áp dụng cho thị trường điện Việt Nam.

### 2.4.3. Định giá chi phí cơ hội

Khái niệm chi phí cơ hội là trọng tâm của kinh tế học vì nó thể hiện mối quan hệ cơ bản giữa sự khan hiếm và sự lựa chọn. Trong một thế giới khan hiếm nguồn lực, người ta cần đưa ra các lựa chọn: Chi phí cơ hội là lợi nhuận tiềm năng bị mất đi do bỏ lỡ một cơ hội – kết quả của việc chọn một phương án và từ bỏ một phương án khác. Câu hỏi các yếu tố nào cấu thành nên chi phí cơ hội của một đơn vị phát điện cụ thể trong bối cảnh ngành điện nói chung chỉ có thể được trả lời khi đặt trong bối cảnh vận hành cụ thể của đơn vị phát điện đó. Đối với một nhà máy nhiệt điện, chi phí cơ hội khi bắt đầu phát điện có thể bao gồm chi phí khởi động, chi phí nhiên liệu trực tiếp và chi phí bảo trì nếu có hoặc các chi phí khác mà nhà máy có thể phải chi trả do quyết định phát điện [15].

Định giá chi phí cơ hội là một yếu tố chính để đảm bảo hoạt động hiệu quả so với các cơ hội tiềm năng khác, ví dụ: để sử dụng các nguồn lực sản xuất hoặc định giá theo giá trị của các sản phẩm đồng sản xuất, chẳng hạn như đồng phát, có mức độ thâm nhập cao trong tổng cơ cấu nhà máy nhiệt điện của Trung Quốc.

### 2.4.4. Xác định giá dựa trên cung cầu

Xác định giá dựa trên cung cầu là một quá trình thiết lập giá trị của sản phẩm thông qua các tương tác cạnh tranh giữa người mua và người bán. Đây là một yếu tố quan trọng trong tiến trình đạt được sự minh bạch cần thiết để đảm bảo ưu tiên hiệu quả các nguồn lực. Tiến trình này bao gồm việc thiết lập giá và giá trị của việc cung cấp dịch vụ đảm bảo sự linh hoạt cho hệ thống điện, để có thể thực hiện các khoản đầu tư hiệu quả về chi phí.

Các điều kiện như thiếu khả năng lưu trữ, sự cố ngừng hoạt động và thời tiết cực đoan có thể dẫn đến giá điện không ổn định, đây là điều các bên quan tâm thường xuyên trên thị trường điện. Cơ chế xác định giá hiệu quả có ý nghĩa rất quan trọng để quản lý rủi ro trong quá trình phát triển năng lượng tái tạo và có thể giảm rủi ro đầu tư và vận hành cho nhà máy nhiệt điện linh hoạt, bảo vệ lợi ích kinh tế của các nhà máy nói trên trong giai đoạn hiện tại của quá trình chuyển đổi năng lượng thông qua giá giao dịch minh bạch được thỏa thuận giữa đơn vị vận hành hệ thống và nhà máy, khi cần huy động công suất để đảm bảo sự linh hoạt.

Lý tưởng nhất là nên có hai tập hợp điều kiện thị trường để quản lý rủi ro liên quan đến biến động giá. Tất cả những bên tham gia thị trường phải có quyền truy cập thông tin thời tiết (dự báo và thực tế), mực nước (đối với thủy điện), dự báo nhu cầu (phụ tải), công suất phát điện và sự cố ngừng hoạt động cũng như các ràng buộc truyền tải. Hơn nữa, cấu trúc định giá thị trường phải cho phép xác định giá hiệu quả sao cho [16]:

- Các bên tham gia giao dịch chấp nhận và sử dụng các chỉ số hoặc tiêu chuẩn chung để định giá các giao dịch thực tế.
- Thị trường kỳ hạn và thị trường phi tập trung (OTC) có tính thanh khoản, để bảo đảm khả năng các bên tham gia có thể tiếp cận trước biến động giá.
- Các sản phẩm giao dịch hợp đồng tương lai và quyền chọn mang lại niềm tin - thông qua cơ chế thanh toán bù trừ - và một đường cong kỳ hạn dài hạn, để những bên tham gia đầu tư tài chính có thể quản lý danh mục rủi ro khi họ cung cấp bảo hiểm cho thị trường vật lý.

Nhìn chung, một thị trường điện minh bạch, đa chiều và có tính tương tác chắc chắn sẽ mang lại lợi ích cho tất cả các bên tham gia.

## 2.5. Kinh nghiệm từ Đan Mạch

### 2.5.1. Các trụ cột phát triển ở Đan Mạch

Tính linh hoạt của hệ thống điện Đan Mạch và khả năng tích hợp năng lượng tái tạo được dựa trên nhiều trụ cột [6], bao gồm một số trụ cột cơ bản nhất sau đây:

- Cơ chế điều độ dựa trên thị trường đảm bảo phân bổ tài sản hiệu quả về chi phí trên cơ sở giờ và phút. Điều này cung cấp một tín hiệu giá công khai và rõ ràng cho các tác nhân thị trường.
- Tích hợp thị trường mạnh mẽ với các hệ thống của các nước láng giềng tạo điều kiện cho một khu vực cân bằng vật lý rộng lớn hơn.
- TSO có hệ thống dự báo sản lượng NLTT được tinh chỉnh cao, giúp giảm nhu cầu về các dịch vụ về tính linh hoạt khác của hệ thống.
- Các nhà máy nhiệt điện đã trở thành một trong những nhà máy có tính linh hoạt cao nhất trên thế giới.

### 2.5.2. Lịch sử thị trường điện Đan Mạch

#### 1999/2000 – Tham gia Sàn giao dịch điện Bắc Âu

Đan Mạch đã cùng với các quốc gia Bắc Âu khác tham gia thị trường giao dịch điện chung - Nordpool - như một phần của quá trình tự do hóa thị trường điện.

Các nhà máy nhiệt điện của Đan Mạch hiện phải đối mặt với sự cạnh tranh từ nguồn điện có chi phí cận biên thấp hơn gồm thủy điện và năng lượng hạt nhân từ các nước Bắc Âu khác, và nguồn điện gió trong nước đang ngày càng tăng.

Thị trường hiện cung cấp một mức giá điện thống nhất và minh bạch cho mỗi giờ trong ngày tới, thông tin này là chỉ báo rõ ràng cho các nhà sản xuất khi sản xuất có lãi. Không có cơ chế khuyến khích về kinh tế để nhà máy vận hành linh hoạt theo sự thay đổi của giá thị trường.

2000 – 2001: Điện gió chiếm từ 10% đến 20%

Các chủ sở hữu nhà máy nhiệt điện bắt đầu cải thiện mức tải tối thiểu, nâng cao tốc độ tăng giảm công suất và tiếp tục mở rộng khu vực sản xuất để sản xuất nhiệt và điện.

Nhiều kết quả tăng cường tính linh hoạt này có được nhờ thực hiện một số biện pháp, đầu tư vào phần cứng mới một cách hạn chế nhưng đủ để cho phép các nhà máy nhiệt điện giảm hoặc tránh sản xuất trong thời điểm giá điện thấp, cũng như khai thác các thị trường có giá trị cao hơn cho các dịch vụ phụ trợ.

2010 – Hiện tại: Tăng gấp đôi thị phần điện gió lên 50%

Trong giai đoạn này, tình hình thị trường được đặc trưng bởi các giai đoạn có giá điện thấp diễn ra thường xuyên hơn và dài hơn, và tỷ lệ công suất hiệu dụng của các nhà máy nhiệt điện giảm.

Giảm thời gian khởi động/dừng máy và giảm các chi phí liên quan là yêu cầu ngày càng trở nên cấp thiết, vì khởi động tổ máy thường kinh tế hơn so với chạy ở mức tải tối thiểu trong thời gian dài có giá điện thấp. Giải pháp tăng cường đầu tư vào lò hơi điện, chuyển đổi năng lượng thành nhiệt cho phép đơn vị vận hành khai thác thị trường cân bằng điện năng và tận dụng lợi thế từ số giờ có giá điện thấp tăng.

**2.5.3. Nâng cấp công nghệ cho tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện ở Đan Mạch**  
*Nâng cấp tải tối thiểu ở Đan Mạch*

Trong hệ thống điện của Đan Mạch, các khoản đầu tư thường bao gồm lắp đặt hệ thống tuần hoàn lò hơi nước, điều chỉnh hệ thống đốt, giảm số lượng máy nghiền đang vận hành, nâng cấp hệ thống điều khiển và đào tạo nhân viên nhà máy. Việc giảm tải xuống mức thấp có thể tạo ra những thách thức, đặc biệt là về xử lý phun nhiên liệu đúng cách, đảm bảo sự ổn định của quá trình đốt trong lò hơi, cũng như tránh tình trạng than cháy không hết. Cuối cùng, nhiệt độ lò hơi thấp hơn và dễ bay hơi hơn có thể là một thách thức và việc kiểm soát khí thải NO<sub>x</sub> và SO<sub>2</sub> phải được xử lý, vì việc làm sạch khí thải đặt ra những thách thức mới ở nhiệt độ thấp.

Khi tải giảm, hiệu suất cũng giảm, dẫn đến chi phí và lượng khí thải trên một đơn vị sản lượng cao hơn. Điều này không hấp dẫn từ cả góc độ kinh tế cũng như môi trường. Tuy nhiên, nếu việc giảm tải cho phép tích hợp nhiều NLTT hơn trong một tình huống vận hành nhất định hoặc góp phần đảm bảo tính linh hoạt của toàn hệ thống, từ đó cho phép tiếp tục tăng trưởng NLTT, thì khả năng giảm tải tối thiểu có thể mang lại lợi ích ròng trên toàn hệ thống cả về mặt kinh tế và môi trường.

*Bảng 1. Tổng quan về các biện pháp cải thiện tính linh hoạt chính*

Cải thiện tính linh hoạt vận hành nói chung	Tổ máy đồng phát	Tổ máy nén dàn ngưng
---	------------------	----------------------

Mở rộng ranh giới vận hành (mở rộng khu vực sản lượng đầu ra)	Tải tối thiểu thấp hơn	
	Khả năng vận hành quá tải	
Tách rời sản xuất nhiệt và sản xuất điện và/hoặc khí nhiệt được xuất và khí được huy động	Tuabin phân luồng	
	Lưu trữ nhiệt	
	Lò hơi điện và bơm nhiệt	
Chế độ vận hành linh hoạt hơn tại khu vực sản lượng đầu ra	Cải thiện tốc độ tăng giảm công suất và điều chỉnh sản lượng nhanh chóng	
	Khởi động/dừng nhà máy nhanh/rẻ hơn	

Việc giảm tải là giải pháp giá trị khi cung cấp điện ra thị trường là không hấp dẫn về mặt kinh tế. Tuy nhiên, nếu thời kỳ giá thấp đủ dài và/hoặc giá đủ thấp, thì việc dừng vận hành trong một thời gian có thể sẽ kinh tế hơn, kể cả có các chi phí trực tiếp và chi phí bảo trì liên quan đến việc khởi động/dừng máy. Để khởi động chu kỳ, nhà máy đồng phát phải có khả năng phục vụ nhu cầu nhiệt từ các nguồn khác (ví dụ: lưu trữ nhiệt hoặc lò hơi dự phòng/chạy đỉnh, v.v.).

#### *Nâng cao khả năng vận hành quá tải ở Đan Mạch*

Các nhà máy điện của Đan Mạch thường có khả năng vận hành ở chế độ quá tải, có thể sản xuất điện năng nhiều hơn 5-10% so với vận hành đầy tải thông thường. Điều này cho phép các nhà máy được lựa chọn tăng sản lượng khi có lợi. Nếu giá đủ cao, điều này có thể mang lại thêm giá trị trong lập kế hoạch cho ngày tới hoặc cho phép nhà máy tăng cường điều chỉnh sát giờ vận hành. Từ góc độ hệ thống, tính linh hoạt của các nhà máy trong việc cung cấp sản lượng bổ sung làm giảm yêu cầu phải khởi động các nhà máy mới hoặc công suất dự phòng đắt tiền hơn khi cần bổ sung sản lượng. Nếu nhà máy chưa có cấu hình kỹ thuật cần thiết để áp dụng giải pháp này thì chi phí đầu tư nâng cấp thường vào khoảng 1.000 EUR cho mỗi MW công suất danh định (ước tính chi phí của châu Âu), tương đương 0,3 triệu EUR cho một nhà máy 300 MW.

#### *Nâng cấp tốc độ tăng giảm công suất ở Đan Mạch*

Tốc độ tăng giảm công suất của các nhà máy nhiệt điện than của Đan Mạch thường vào khoảng 4% tải danh nghĩa mỗi phút đối với nhiên liệu chính và lên đến 8% khi có các nhiên liệu bổ sung, chẳng hạn như dầu hoặc khí, được sử dụng để cải thiện tốc độ tăng giảm công suất. Tăng giảm công suất nhanh gây ra sự thay đổi nhanh chóng về nhiệt độ vật liệu, đòi hỏi các bộ phận của nhà máy phải có chất lượng cao và do đó cần quản lý quy trình tối ưu hơn. Số tiền đầu tư cần thiết để nâng cao tốc độ tăng giảm công suất phụ thuộc rất nhiều vào mức độ cải tạo cần thiết. Trong một số trường hợp, có thể chỉ cần đầu tư phần mềm mới và/hoặc lập trình lại hệ thống điều khiển, nhưng nếu cần trang bị thêm kỹ thuật thì chi phí sẽ lớn hơn.

#### *Hệ tuabin phân luồng một phần/toàn phần*

Hệ tuabin phân luồng một phần hoặc toàn phần là giải pháp công nghệ cho các nhà máy đồng phát mở rộng ranh giới vận hành. Ở chế độ phân luồng toàn phần, nhà máy vận hành như một

lò hơi chỉ sử dụng nhiệt, cho phép từ bỏ hoàn toàn sản lượng điện. Vận hành theo chế độ phân luồng cho phép đơn vị vận hành nhà máy tránh tổn thất trong sản xuất điện trong khi vẫn đáp ứng nhu cầu nhiệt trong thời kỳ chi phí điện năng thấp.

Mặc dù hệ thống lưu trữ nhiệt thường chỉ cho phép phân tách sản xuất nhiệt-điện trong một khoảng thời gian nhất định, nhưng chế độ phân luồng một phần hoặc toàn phần cho phép nhà máy không tham gia thị trường điện trong thời gian dài hơn nếu cần thiết và trong trường hợp phân luồng toàn phần, nhà máy có thể từ bỏ hoàn toàn việc phát điện. Nếu điều kiện thị trường có giá điện thấp trong thời gian dài và/hoặc tần suất giá rất thấp cao, thì việc lắp đặt hệ thống phân luồng hoặc khuyến khích các nhà máy trong tương lai được xây dựng với hệ thống phân luồng một phần hoặc thậm chí toàn phần có thể mang lại lợi nhuận.

Các bể chứa nhiệt có thể được sử dụng để cung cấp cho hệ thống sưởi khu vực, nhưng các nhà máy đồng phát cung cấp hơi cho quy trình công nghiệp thường không thể tận dụng khả năng lưu trữ nhiệt do nhiệt độ hơi quá trình cao hơn nhiều. Do đó, hệ thống phân luồng cũng mang lại lợi thế liên quan đến nhu cầu nhiệt cho ngành công nghiệp mà các bể chứa nhiệt không có. Hệ thống phân luồng như một biện pháp linh hoạt cho phép các nhà máy đồng phát tiếp tục cung cấp nhiệt cho quá trình đồng thời cho phép sự linh hoạt trong sản xuất điện. Hơn nữa, nếu cơ sở hạ tầng của nhà máy (bao gồm mạng lưới sưởi của khu vực) cho phép, thì hệ thống phân luồng một phần hoặc toàn phần cũng giúp tăng sản lượng nhiệt tối đa từ nhà máy. Điều này cho phép nhà máy giảm việc sử dụng công suất sưởi cao điểm thường tốn kém hơn, hoặc chỉ đơn giản là phục vụ nhu cầu sưởi lớn hơn.

#### *Các giải pháp nâng cấp khác*

Do vị trí địa lý đặc biệt, cũng có một số khoản đầu tư đặc thù được thực hiện ở Đan Mạch để tăng tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện như bể chứa nhiệt gốc nước hoặc lò hơi điện để tối đa hóa lợi ích kết hợp.

#### **2.5.4. Những thách thức đối với quá trình chuyển đổi tính linh hoạt ở Đan Mạch**

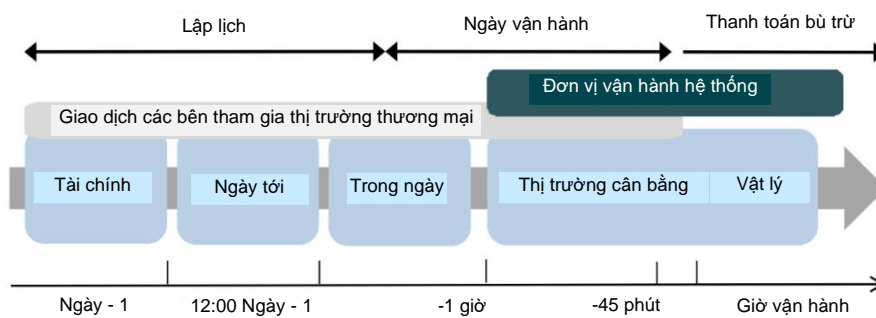
Có một số thách thức liên quan đến quá trình chuyển đổi tính linh hoạt của Đan Mạch. Thứ nhất, việc tăng cường linh hoạt nhà máy nhiệt điện có thể làm tăng chi phí vận hành và bảo trì, dẫn đến hao mòn thiết bị nhiều hơn và giảm tuổi thọ của các bộ phận. Thứ hai, hoạt động ở mức tải thấp có thể làm giảm hiệu quả sử dụng nhiên liệu, điều này có tác động tiêu cực đến lượng khí thải trên một đơn vị đầu ra. Thứ ba, việc duy trì mức phát thải  $\text{NO}_x$  và  $\text{SO}_2$  ở mức thấp là một thách thức, tuy nhiên, với những điều chỉnh cần thiết về thiết bị và thông lệ vận hành, kinh nghiệm của Đan Mạch cho thấy có thể đáp ứng tiêu chuẩn phát thải. Cuối cùng, việc điều chỉnh chế độ vận hành bình thường và ranh giới sản xuất thường đòi hỏi phải nâng cao khả năng và trình độ của nhân viên nhà máy để đảm nhiệm các hoạt động vận hành mới. Việc vận hành nhà máy vượt quá các giá trị thiết kế ban đầu có thể dẫn đến việc mất hiệu lực bảo hành của nhà sản xuất.

### 2.5.5. Những điểm chính về cơ chế khuyến khích kinh tế cho tính linh hoạt ở Đan Mạch

Hình 12 cho thấy hệ thống thị trường đã khuyến khích các nguồn phát điện cận biên rẻ nhất được ưu tiên điều độ – và triển khai các nguồn linh hoạt rẻ nhất (chi phí cơ hội thấp nhất) được cung cấp cho thị trường mà không phụ thuộc vào công nghệ sản xuất.

Động lực chính để vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện là giảm sản lượng khi giá điện (ví dụ, ở thị trường Ngày tới) thấp hơn chi phí sản xuất cận biên. Động lực thứ hai là tận dụng thời kỳ giá cao trong các tình huống khan hiếm.

Thị trường trong ngày và thị trường dịch vụ cân bằng hệ thống mang đến cơ hội kiếm tiền cho các nhà cung cấp dịch vụ đảm bảo sự linh hoạt của hệ thống. Vì Bắc Âu là khu vực thủy điện chiếm ưu thế nên phần lớn tính linh hoạt được cung cấp trong thị trường trong ngày và thị trường cân bằng dựa trên các nhà máy thủy điện có hồ chứa. Tuy nhiên, các nhà máy nhiệt điện cũng đang hoạt động tích cực trong các thị trường ngắn hạn này.



Hình 12. Cấu trúc thị trường của Nordpool

Tính linh hoạt vận hành được nâng cao của các nhà máy nhiệt điện của Đan Mạch đã hỗ trợ tích hợp một lượng lớn NLTT. Quá trình chuyển sang hệ thống điện dựa trên thị trường gần 20 năm trước là công cụ khuyến khích cải thiện tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện trong giai đoạn này. Tính linh hoạt tăng lên là nhờ nhiều biện pháp được thực hiện theo thời gian và điều này minh họa cho khả năng sử dụng tiềm năng về tính linh hoạt từ cơ sở hạ tầng hiện có.

Các tín hiệu giá rõ ràng trong các thị trường ngắn hạn cho phép các bên tham gia thị trường có được cái nhìn sâu sắc nhất có thể về giá trị của việc cung cấp tính linh hoạt cho hệ thống và thực hiện các hành động thích hợp để cung cấp cả trong hoạt động hàng ngày và trong việc quyết định các khoản đầu tư tăng cường tính linh hoạt.

Do đó, các yêu cầu về tính linh hoạt tối thiểu trong những quy định về lưới điện của Đan Mạch không phải là động lực để tăng tính linh hoạt, mà động lực chính là do mong muốn của các chủ sở hữu nhà máy điện tối ưu hóa hiệu quả kinh tế thông qua vận hành thị trường. Do điện gió hiện đã chiếm 40% tổng lượng tiêu thụ của Đan Mạch, nên vai trò của các nhà máy nhiệt điện đã chuyển từ vai trò xương sống của hệ thống sản xuất sang vai trò đảm bảo sự linh hoạt.

## 3. Tiềm năng về tính linh hoạt tại Việt Nam

### 3.1. Hiện trạng của Việt Nam

#### 3.1.1. Tổng quan về thị trường điện Việt Nam và cơ chế tham gia của nhà máy điện

##### 3.1.1.1 Hiện trạng thị trường điện Việt Nam

Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM) chính thức đi vào vận hành thương mại vào ngày 1 tháng 7 năm 2012. Mục đích của VCGM là thiết kế các quy tắc và quy trình cho thị trường điện dựa trên chi phí với người mua duy nhất, mục tiêu chính là thúc đẩy cạnh tranh phát điện đồng thời vẫn duy trì phần lớn các thỏa thuận hiện có cho PC và khách hàng. Công ty Mua bán Điện (EPTC) mua toàn bộ điện năng từ các đơn vị phát điện và cung cấp cho PC theo Biểu giá bán buôn, PC bán điện cho khách hàng sử dụng điện theo biểu giá bán lẻ tiêu chuẩn.

Các đơn vị phát điện tham gia thị trường này có thể là Đơn vị phát điện giao dịch trực tiếp (DTG) hoặc Đơn vị phát điện giao dịch gián tiếp (ITG). Các DTG giao dịch với EPTC thông qua hợp đồng CfD - một thỏa thuận giao dịch phái sinh tài chính trong đó khoản chênh lệch giữa giá giao dịch mở và đóng được tất toán bằng tiền mặt - và có thể tham gia Thị trường giao ngay và nhận Giá giao ngay. Các BOT, nhà máy năng lượng tái tạo và Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu được phân loại là ITG và được quản lý bởi NLDC, có chức năng Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (SMO). Khoảng 50% sản lượng điện trong hệ thống được giao dịch trên thị trường, trong khi các nhà máy BOT (Xây dựng-Vận hành-Chuyển giao) tương tác với VCGM thông qua Hợp đồng mua bán điện (PPA) và không phụ thuộc vào giá thị trường giao ngay, tạo ra doanh thu ổn định trong suốt vòng đời dự án trước khi chuyển giao cho chính phủ.

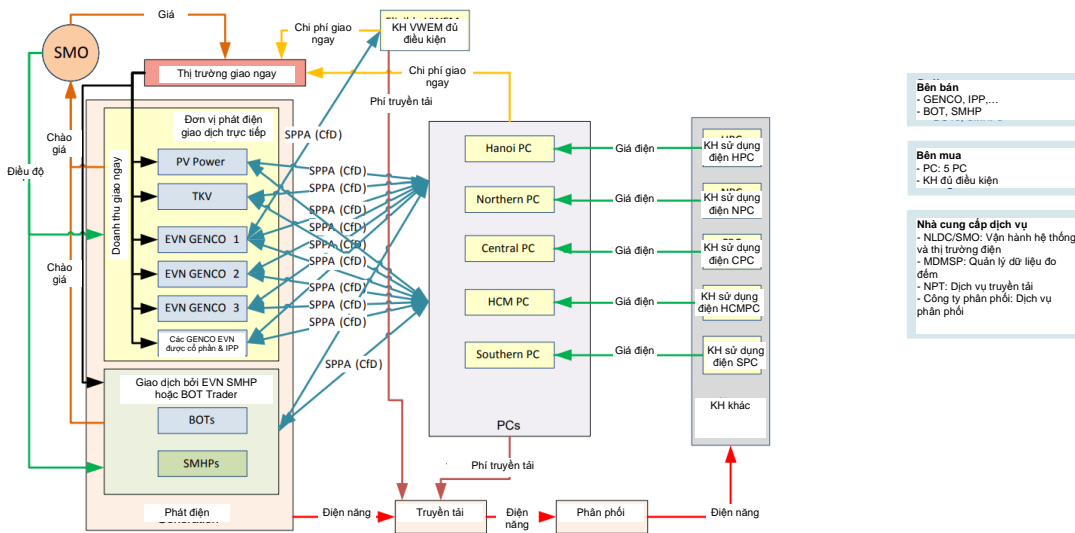
Mặc dù VCGM đã tạo ra khả năng cạnh tranh trên thị trường phát điện, nhưng nó không mang lại sự tự do cho các công ty phân phối và khách hàng sử dụng điện, vì cả hai đều không có cơ hội lựa chọn người mua. Hơn nữa, VCGM không cung cấp các cơ chế khuyến khích hoặc lợi ích kinh tế cho các ITG chịu trách nhiệm cung cấp dịch vụ điều chỉnh điện áp và điều tần. Với mục tiêu tự do hóa thị trường điện và mang lại thêm lợi ích cho các đơn vị phát điện tham gia cung cấp dịch vụ phụ trợ, cần có một cơ chế thị trường mới.

Trên cơ sở VCGM, Thị trường bán buôn điện Việt Nam (VWEM) đã được đề xuất vào năm 2015 theo Quyết định số 8266/QĐ-BCT ngày 10/08/2015 và được Bộ Công Thương (MOIT) phê duyệt. Các thỏa thuận giao dịch VWEM được đề xuất nhằm mục đích để các PC ký hợp đồng trực tiếp với đơn vị phát điện, thay đổi vai trò của Người mua duy nhất (EPTC) trên thị trường. VWEM cũng cho phép các đơn vị bán buôn tham gia thị trường và ký hợp đồng với các đơn vị phát điện trước khi bán cho PC (nghĩa là ký hợp đồng với PC). Thiết kế VWEM đã được Bộ Công Thương phê duyệt cho phép khách hàng sử dụng điện đủ điều kiện, không phụ thuộc là khách hàng hiện

tại hoặc khách hàng mới đã đấu nối (hoặc dự kiến đấu nối) với mạng lưới truyền tải, được ký hợp đồng trực tiếp với đơn vị phát điện hoặc PC khác ngoài PC hiện đang cung cấp điện cho họ.

Thị trường giao ngay VWEM hiện nay hoạt động theo cơ chế chào giá theo chi phí (Cost-based Pool), trong đó mức trần giá chào của các nhà máy nhiệt điện dựa trên một số thông số như suất tiêu hao, giá nhiên liệu, hệ số phân loại tổ máy<sup>1</sup>, trong khi giá chào của nhà máy thủy điện dựa trên các thông số thủy văn. Các đơn vị phát điện phải lập báo giá cho 48 chu kỳ giao dịch 30 phút cho ngày D và nộp cho A0 trong ngày D-1. Cơ chế dựa trên chi phí được thiết kế để đảm bảo rằng nếu sản lượng phát điện thực tế lớn hơn kế hoạch ban đầu của nhà máy điện, thì nhà máy sẽ thu được thêm lợi nhuận nhờ giá công suất thị trường (CAN). Tuy nhiên, cần tính đến một số hạn chế bao gồm khó khăn trong việc giám sát giá điện, các công ty phát điện có thể lập hóa đơn chi phí cao hơn so với thực tế và mức độ kiểm soát lỏng lẻo trong cơ chế tài trợ khi phê duyệt kế hoạch đầu tư xây dựng và mua sắm của các đơn vị phát điện. Khi thị trường đạt đến mức độ chín muồi cao hơn, cơ chế này có thể chuyển sang cơ chế chào giá tự do (Price-based Pool), trong đó các nhà máy điện tham gia thị trường có thể đưa chi phí cơ hội, chi phí tiền lương và chi phí bảo trì vào báo giá, tạo ra một thị trường điện tự do. Điều này có thể mang lại lợi ích cho cả đơn vị phát điện và khách hàng sử dụng điện, nhưng nếu sử dụng mô hình này mà không có hệ thống điện hoàn thiện có thể dẫn đến chi phí hệ thống điện cao và các đối thủ lớn hơn sẽ chiếm lĩnh thị trường.

Các BOT và trang trại năng lượng tái tạo có các hợp đồng PPA quy định mục tiêu sản lượng phát hàng năm và biểu giá FIT để tăng doanh thu và cả hai đều được ưu tiên hơn so với điều độ thị trường, nghĩa là chỉ giảm hoặc cắt giảm công suất trong trường hợp quá tải lưới truyền tải.



Hình 13. Sơ đồ mô tả các thỏa thuận giao dịch VWEM

<sup>1</sup> Các nhà máy điện ở Việt Nam được phân thành 3 loại: tổ máy có hệ số tải trung bình năm lớn hơn 60%, tổ máy có hệ số tải trung bình năm lớn hơn 25% và nhỏ hơn 60%, tổ máy có hệ số tải trung bình nhỏ hơn 25%.

Về các dịch vụ phụ trợ, hiện tại chỉ có dịch vụ điều tần được kích hoạt trên thị trường giao ngay thông qua cơ chế đồng tối ưu hóa, nhưng hiện chỉ áp dụng cho các Nhà máy thủy điện đa mục tiêu. Một số dịch vụ phụ trợ khác được cung cấp thông qua hợp đồng duy nhất bao gồm điều chỉnh điện áp, khởi động nhanh, khởi động đen và dự phòng. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng các cơ chế dịch vụ phụ trợ trên thị trường điện Việt Nam hiện nay chưa phát triển, đặc biệt là đối với các đơn vị phát điện ngoài EVN, dẫn đến nhiều khó khăn trong vận hành. Mặc dù tất cả các nhà máy thủy điện đều có thể vận hành linh hoạt, nhưng chỉ các Nhà máy thủy điện đa mục tiêu được huy động để điều tần vì các nhà máy điện tư nhân có xu hướng từ chối tham gia dịch vụ điều tần nếu họ xác định rằng các hoạt động đó không mang lại lợi ích kinh tế.

Các nhà máy điện chào giá và bán điện thông qua cơ chế hợp đồng. Mục tiêu là bình ổn giá điện, giảm thiểu rủi ro, chống lũng đoạn thị trường và hỗ trợ phát triển các nguồn phát điện mới. Trong VWEM hiện có các loại hợp đồng sau:

- Hợp đồng CfD – dành cho các nhà máy điện mới, lần đầu tiên tham gia thị trường VWEM;
- Hợp đồng vesting – dành cho các DTG hiện hữu đã tham gia thị trường trong giai đoạn VCGM, cũng như các BOT và nhà máy thủy điện nhỏ. Ý tưởng là phân bổ lại một cách tối ưu các hợp đồng CfD đã ký giữa các nhà máy hiện hữu và EPTC thành các hợp đồng CfD mới với nhóm đơn vị mua buôn mới;
- Cơ chế giao dịch hợp đồng kỳ hạn tập trung – được thiết kế đặc biệt cho các nhà máy điện mới, đã được đánh giá thử nghiệm và hiện đang được ERAV nghiên cứu để áp dụng trong tương lai.

Việc thanh toán trên thị trường giao ngay được xử lý bởi Phòng Thị trường điện của NLDC, theo cơ chế Pay-as-Clear (thanh toán bù trừ). Giao dịch trên thị trường giao ngay sẽ được tính toán tự động bằng một công cụ chuyên dụng nội bộ do Phòng Thị trường điện của NLDC phát triển. Việc thanh toán cho các đơn vị phát điện được xử lý dựa trên thông tin giao dịch đã được tính toán và được thanh toán bởi EVN hoặc các PC liên quan thông qua hệ thống ngân hàng. Điều quan trọng cần lưu ý là số tiền mà một đơn vị phát điện có thể thu được tùy thuộc vào công suất phát điện của đơn vị đó trên thị trường, tuy nhiên, họ phải tuân theo kế hoạch phát của NLDC. Các khoản thanh toán khác, chẳng hạn như hợp đồng, được thực hiện trực tiếp giữa người mua và người bán.

Thiết kế thị trường điện mới này cho phép các BOT và ITG tham gia vào thị trường giao ngay, giải quyết các vấn đề đã nêu trong các tiểu mục trước và mang lại sự cân bằng cho thị trường điện. Thị trường bán buôn đã được tự do hóa, mỗi PC và khách hàng đủ điều kiện của VWEM có thể mua điện trực tiếp từ các nguồn thông qua hợp đồng CfD. Tuy nhiên, như đã đề cập ở trên, thị trường VWEM hiện tại vẫn chưa được hoàn thiện, đặc biệt là về các dịch vụ phụ trợ, thanh toán và cơ chế giá. Một số thiết kế của VWEM chưa được hoàn thành, đặc biệt là khi EPTC vẫn tồn tại trên thị trường bán buôn hiện tại, mặc dù đã bị giải thể trong thiết kế ban đầu.

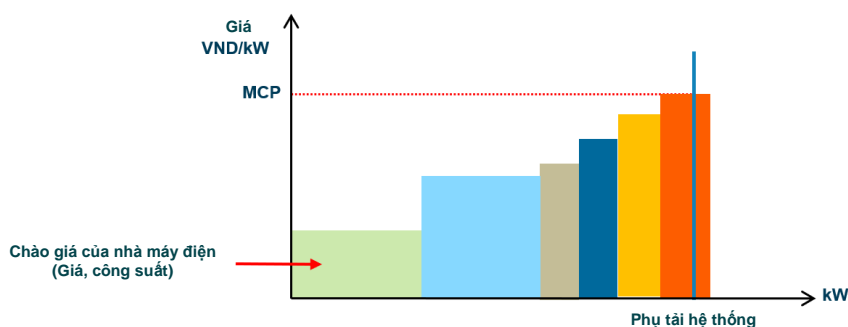
### 3.1.1.2 Cơ chế chào giá và thanh toán của các nhà máy điện.

Đối với các nhà máy điện tại Việt Nam, việc tham gia VWEM có thể dưới hình thức trực tiếp hoặc gián tiếp, tùy thuộc vào vai trò của các bên tham gia (bên bán hoặc bên mua), cũng như năng lực và mục đích của bên tham gia (bên bán/đơn vị phát điện). Đơn vị tham gia trực tiếp có thể tham gia thị trường giao ngay mà không cần đơn vị đại diện trung gian, do đó, chỉ những đơn vị tham gia trực tiếp mới có thể nhận được lợi ích từ mức giá khác nhau của thị trường giao ngay theo thời gian thực. Đây là điểm mấu chốt quan trọng cần được xem xét trong bối cảnh xem xét cơ hội về tính linh hoạt cho nhà máy nhiệt điện.

- Các đơn vị phát điện trực tiếp tham gia thị trường điện  
*GENCO1, GENCO2, GENCO3 và PVPOWER là một trong những đơn vị tham gia trực tiếp lớn nhất trong VWEM*
  - Tất cả các nhà máy có công suất lắp máy lớn hơn 30MW đấu nối vào lưới điện quốc gia, trừ các nhà máy đặc thù được chỉ định tham gia gián tiếp,
  - Các nhà máy điện có công suất đặt nhỏ hơn 30MW đấu nối vào hệ thống điện 110kV+ và có đầy đủ cơ sở hạ tầng được lựa chọn tham gia thị trường điện trực tiếp,
  - Các nhà máy năng lượng tái tạo ngoài thủy điện lớn hơn 30MW cũng có thể lựa chọn tham gia trực tiếp
- Các đơn vị phát điện tham gia gián tiếp thị trường điện:
  - BOT và nhà máy thủy điện nhỏ
  - Các nhà máy công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng điện năng lên lưới
  - Năng lượng tái tạo nhỏ ngoài thủy điện
  - Tua-bin khí ràng buộc (các nhà máy tua-bin khí tại Việt Nam phải tiêu thụ khí thiên nhiên theo một cách nhất định với trọng tâm là ưu tiên lợi ích kinh tế vĩ mô quốc gia hơn nhiệm vụ cung cấp năng lượng.)
  - Điện nhập khẩu từ các nguồn nước ngoài.

Cần lưu ý rằng chỉ các nhà máy điện tham gia trực tiếp mới được chào giá trên thị trường điện, các nhà máy điện tham gia gián tiếp chỉ được thanh toán thông qua hợp đồng PPA và không nhận được lợi ích từ thị trường giao ngay. Lịch chào giá cụ thể như sau: trước 11h hàng ngày, tất cả các nhà máy điện tham gia thị trường giao ngay gửi bản chào giá cho NLDC qua website nội bộ hoặc email, NLDC sẽ sử dụng dữ liệu thu thập được để tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện ngày tới chậm nhất là 16h. Giá chào của nhà máy phải thấp hơn giá trần. Giá chào trong bản chào do các nhà máy điện và các đơn vị phát điện xác định tùy thuộc vào chi phí nhiên liệu, chi phí vật liệu phụ, chi phí khởi động (Chào giá dựa trên chi phí). Giá trần đối với nhà máy nhiệt điện được tính dựa trên hệ số phân loại tổ máy, suất tiêu hao nhiệt và giá nhiên liệu của từng nhà máy, trong khi giá trần đối với nhà máy thủy điện tính theo mực nước và loại hồ chứa. Giá trần chung của thị trường điện do ERAV tính toán và công bố hàng năm, không được cao hơn 115% giá trần cao nhất của tất cả các nhà máy nhiệt điện trực tiếp tham gia thị trường. Công

thức tính giá trần chi tiết xem tại Thông tư 45/2018/TT-BCT. Từ dữ liệu bản chào giá, NLDC có thể xác định giá thanh toán bù trừ thị trường (MCP) không bao gồm các ràng buộc về lưới điện và nhiên liệu, như có thể thấy trong Hình 14. Trong hệ thống điện Việt Nam, MCP sử dụng giá biên hệ thống (SMP), được định nghĩa là giá của tổ máy đắt nhất trong hệ thống được huy động để đáp ứng nhu cầu, được tính bằng cách sử dụng một số đầu vào như chi phí cận biên phát điện, chi phí tắc nghẽn truyền tải và chi phí tổn thất biên.



Hình 14. Giá bù trừ thị trường trong hệ thống điện Việt Nam

Tuy nhiên, MCP không phải là yếu tố duy nhất quyết định giá thanh toán của các nhà máy, mà còn có các yếu tố khác như hợp đồng CfD đã đề cập và Giá công suất thị trường (CAN). CAN là phí bồi thường tổn thất công suất của nhà máy điện mới đi vào vận hành, cơ chế này được thiết kế để bảo vệ lợi ích của những đơn vị tham gia thị trường mới và khuyến khích xây dựng thêm các nhà máy điện mới. Theo Thông tư 45/2018/TT-BCT, CAN được tính theo công thức dưới đây.

$$CAN_i = MS^M \times \frac{D_i^M}{P_{BNE}^{kdtb} \times \sum_{i=1}^I D_i^M \times \frac{\Delta T}{60}}$$

Trong đó:

- $CAN_i$ : Giá công suất thị trường của chu kỳ giao dịch  $i$
- $MS^M$ : Chi phí thiếu hụt tháng  $M$  của nhà máy điện mới tốt nhất (đồng)
- $D_i^M$ : Phụ tải hệ thống dự báo của chu kỳ giao dịch  $i$  theo biểu đồ phụ tải điển hình ngày dự báo của tháng  $M$  (MW)
- $P_{BNE}^{kdtb}$ : Công suất khả dụng trung bình hàng năm của Nhà máy điện mới tốt nhất

Về thanh toán cho nhà máy điện, cả MCP (Định giá theo chi phí cận biên) và CAN đều tính đến giá thị trường giao ngay. Cùng với hợp đồng CfD, công thức thanh toán của các đơn vị phát điện tham gia trực tiếp thị trường điện như sau.

$$R_{spot} = Q_m * P_m = Q_m * (MCP + CAN)$$

$$R_{CfD} = Q_c (P_c - P_m)$$

$$R_{TTD} = R_{spot} + R_{CfD} = Q_m * P_m + Q_c * (P_c - P_m)$$

Trong đó:

- $R_{TTD}$ : Giá thanh toán cuối cùng trên thị trường điện (đồng)
- $Q_m$ : Sản lượng thực tế trên thị trường (kWh)
- $P_m$ : Tổng giá điện thị trường (đồng/kWh)
- $Q_c$ : Sản lượng quy định trong hợp đồng CfD (VNĐ)
- $P_c$ : Giá hợp đồng CfD (đ/kWh)

Trong các công thức này,  $R_{TTD}$  là giá chính thức sẽ trả cho các nhà máy điện tham gia thị trường điện. Đối với các đơn vị bán buôn, có thể tham chiếu CMCP (Giá chi phí cận biên) và CCAN (Giá công suất thị trường) trong Thông tư 45/2018/TT-BCT. Định giá thị trường giao ngay là phương pháp phổ biến trên toàn lãnh thổ Việt Nam, nghĩa là chỉ có một vùng định giá. Tất cả các nhà máy điện đều phải tuân theo các cơ chế này và không loại trừ bất kỳ loại hình nào. Nhìn chung, không có cơ chế khuyến khích cho tính linh hoạt được tích hợp trong cơ chế định giá thị trường điện, điều đó có nghĩa là các dịch vụ phụ trợ ở Việt Nam không được hỗ trợ trên thị trường điện mà thông qua hợp đồng song phương được giải thích chi tiết trong các phần sắp tới. Các nhà máy năng lượng tái tạo và BOT chiếm tỷ trọng lớn trong các nguồn phát điện tiên tiến mới xây dựng hiện nay không tham gia vào thị trường giao ngay sẽ là trở ngại tiềm ẩn cho nỗ lực tăng cường tính linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam.

### 3.1.2. Giá trị gia tăng của các nhà máy điện linh hoạt

Hiện trạng tham gia dịch vụ phụ trợ của các nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam còn rất hạn chế. Về khởi động đen, chỉ có các nhà máy thủy điện đa mục tiêu chiến lược như Hòa Bình, Sơn La, Lai Châu, Bản Chát, Thác Bà, Ialy, Buôn Kuốp, Srêpôk 3, Đồng Nai 4, Trị An mới có khả năng cung cấp dịch vụ này [17]. Ngược lại, với dịch vụ điều tần thì cả nhà máy thủy điện và tuabin khí đều có thể đảm nhận nhưng hiện tại chỉ có các nhà máy thủy điện được EVN ủy quyền mới được huy động thực hiện công việc này, tổ máy tuabin khí tư nhân từ chối tham gia dịch vụ phụ trợ do thiếu cơ chế khuyến khích phù hợp tại Thông tư 45/2018/TT-BCT hiện đang điều chỉnh thị trường điện. Hơn nữa, về lý thuyết, dịch vụ điều chỉnh điện áp cũng có thể được thực hiện bởi tất cả các nhà máy nhiệt điện do tiêu chí thiết kế cho các nhà máy điện ở Việt Nam là phải có khả năng phát/hấp thụ công suất phản kháng theo quy định trong Quy chuẩn lưới điện. Tuy nhiên, trong thực tế vận hành, NLDC có xu hướng huy động các nhà máy thủy điện đa mục tiêu cho dịch vụ điều chỉnh điện áp để vận hành tin cậy hơn. Các dịch vụ phụ trợ khác hiện có trên thị trường điện Việt Nam, cụ thể là Khởi động nhanh và Vận hành phải phát, có danh sách các nhà máy nhiệt điện trong Bảng 2 dưới đây. Các dịch vụ nêu trên là danh sách các dịch vụ phụ trợ khả thi trong hệ thống điện Việt Nam, cho đến nay chưa có thêm dịch vụ nào được đề xuất chính thức.

Điều quan trọng cần lưu ý, liên quan đến giá trị gia tăng của các nhà máy cung cấp dịch vụ linh hoạt, các nhà máy thủy điện hiện có khả năng bù đắp cho sự không chắc chắn của năng lượng tái tạo và hỗ trợ điều tần và điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện. Trong trường hợp đột xuất, có thể huy động các nhà máy tuabin khí, nhưng cần tăng cường các cơ chế khuyến khích để các nhà máy tuabin khí tham gia nhiều hơn vào dịch vụ phụ trợ. Các nhà máy nhiệt điện đóng góp rất ít vào thời điểm hiện tại và cũng được coi là không cần thiết do nguồn dự trữ từ thủy điện và tuabin khí đã là đủ với mức độ thâm nhập của năng lượng tái tạo hiện nay. Tuy nhiên, trong xu hướng phát triển năng lượng tái tạo và phụ tải cao hơn trong tương lai, việc tham gia vào tính linh hoạt lưới điện của các nhà máy nhiệt điện là một trong những cách tiếp cận hiệu quả vì cả nhà máy thủy điện và tuabin khí đều phải đối mặt với nhiều thách thức khác nhau như được đề cập trong phần tiếp theo.

Bảng 2. Danh sách các nhà máy nhiệt điện tham gia Khởi động nhanh và Vận hành phải phát.

STT	Nhà máy điện	Tổ máy	Dịch vụ phụ trợ	
			Khởi động nhanh	Vận hành phải phát
1	Thủ Đức	GT4, GT5	X	
		S1, S2, S3		X
2	Ninh Bình	S1, S2, S3, S4		X
3	Cần Thơ	GT1, GT2, GT3, GT4	X	
		S4		X
4	Ô Môn I	S1, S2		X
5	Bà Rịa	GT1, GT2, GT3, GT4, GT5, GT6, GT7, GT8	X	
		, GT3, GT4, GT5, GT6, GT7, GT8, GT9, GT10		X

### 3.1.3. Những thách thức trong việc tăng cường tính linh hoạt ở Việt Nam

#### *Thách thức từ quan điểm lựa chọn công nghệ*

Vấn đề đầu tiên để tăng cường tính linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam là cần có thêm sự lựa chọn. Các nhà máy thủy điện hiện là nguồn chính để đảm bảo tính linh hoạt<sup>2</sup> và không thể nâng cao tính linh hoạt của các nhà máy thủy điện hiện hữu do chi phí đầu tư quá cao. Tuy nhiên, như đã thảo luận ở các phần trước, tiềm năng thủy điện ở Việt Nam cũng đang dần cạn kiệt. Do đó, xây dựng các nhà máy thủy điện mới không phải là một lựa chọn bền vững trong bối cảnh có những kế hoạch phát triển mạnh lĩnh vực năng lượng tái tạo. Các nhà máy tuabin khí, một nguồn cung cấp tính linh hoạt khác, cũng gặp vấn đề tương tự: theo nhiều nghiên cứu quốc tế, các mỏ khí Côn Sơn và Cửu Long dưới nước đang dần cạn kiệt trữ lượng khí, trong khi giá LNG được dự báo sẽ không ngừng tăng. Những vấn đề này ảnh hưởng đến khả năng tuabin khí trở thành

<sup>2</sup> Ví dụ, Hòa Bình, nhà máy thủy điện lớn nhất, có tốc độ tăng giảm công suất xấp xỉ 6,5 MW/giây cho tất cả 8 tuabin (công suất 240MW mỗi tuabin).

một lựa chọn tiềm năng để cung cấp tính linh hoạt. Cần lưu ý rằng thị trường điện Việt Nam đang hướng tới phát triển thị trường bán lẻ cạnh tranh tự do và giảm giá điện cho khách hàng vẫn sẽ là mục tiêu cuối cùng của thị trường điện và tối ưu hóa huy động nguồn. Điều này dẫn đến thực tế là các nhà máy và tuabin khí vốn là các nguồn tốn kém chỉ có thể đủ khả năng tham gia thị trường theo khía cạnh bền vững và các dịch vụ phụ trợ khi có các cơ chế khuyến khích mạnh mẽ.

Theo các mục tiêu chuyển đổi năng lượng trong tương lai, các nguồn cung cấp tính linh hoạt khác là cần thiết và nên được xem xét. Một số công nghệ đáng chú ý chẳng hạn như biến tần tạo lưới, hệ thống pin lưu trữ (BESS), xe điện nối lưới (V2G) và pin nhiên liệu hydro. Tuy nhiên, những công nghệ này tương đối mới và không ổn định và đề ứng dụng thực tế phải đánh giá tính khả thi một cách đầy đủ để đảm bảo vận hành ổn định trong hệ thống điện thực tế. Hơn nữa, vì chi phí hiện nay của các công nghệ này vẫn còn cao, cần giảm xuống mức thấp hơn để khả thi về mặt kinh tế, cung cấp các dịch vụ phụ trợ một cách cạnh tranh và có lợi.

Mặt khác, tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện có thể là một lựa chọn khả thi. Mặc dù tại COP26, chính phủ Việt Nam đã cam kết [18] giảm tỷ trọng của các nhà máy nhiệt điện đến năm 2050 nhưng các nhà máy điện vẫn đang được sử dụng và có thể là giải pháp tăng tính linh hoạt của hệ thống để có thể tiếp nhận nhiều nguồn năng lượng hơn mà không gây gánh nặng cho lưới điện trong quá trình chuyển đổi năng lượng và vai trò này sẽ rất quan trọng.

Tóm lại, tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện không phải là giải pháp duy nhất, nhưng không có lựa chọn nào khác khả thi trong ngắn hạn, do đó, có thể cân nhắc nâng cấp và cải tạo các nhà máy nhiệt điện để tăng cường tính linh hoạt, cũng như xây dựng cơ chế khuyến khích, quy định và chính sách hỗ trợ của chính phủ để thu hút các nhà máy điện tham gia tích cực vào quá trình chuyển đổi năng lượng.

#### *Thách thức từ góc độ thị trường điện*

- Một số yếu tố thúc đẩy nói trên, bao gồm cơ chế định giá theo chi phí cơ hội và xác định giá dựa trên cung cầu, hiện chưa có tại thị trường điện Việt Nam. Cơ chế điều độ theo giá chào hiện tại và cơ chế định giá chi phí cận biên vẫn ở trạng thái cơ bản, chưa có thêm cơ chế khuyến khích;
- Vì VWEM chưa hoàn thiện nên giá điện trên thị trường điện hiện nay chưa phản ánh chính xác chi phí cận biên của hệ thống. Do đó, việc xây dựng cơ chế định giá theo chi phí cận biên sẽ mang lại lợi thế cho các nhà máy nhiệt điện linh hoạt, nhưng không phải là ngay trước mắt;
- Các nhà máy BOT, bao gồm một số nhà máy nhiệt điện tiên tiến nhất được xây dựng gần đây trên lãnh thổ Việt Nam, hiện không tham gia trực tiếp vào thị trường giao ngay, dẫn đến thực tế là những nhà máy được cải tạo và cung cấp tính linh hoạt sẽ không nhận được lợi ích từ việc định giá theo thời gian thực, thị trường giao ngay hoặc điều độ theo

giá chào. VWEM cần được hoàn thiện càng sớm càng tốt, không chỉ vì tính linh hoạt của hệ thống điện mà còn vì sự phát triển của Thị trường bán lẻ điện Việt Nam (VREM);

- Cơ sở hạ tầng và công nghệ vận hành thị trường điện thời gian thực tại NLDC hiện nay vẫn chưa hoàn thiện nên việc vận hành linh hoạt và tối ưu hóa hệ thống gặp nhiều khó khăn. Nếu không có sự đánh giá tính khả thi phù hợp từ NLDC và các công ty tư vấn, khó có thể áp dụng các cơ chế khuyến khích trên thực tế.

## 3.2. Phân tích nhận thức của nhà máy điện

### 3.2.1. Kiến thức kỹ thuật về tính linh hoạt của nhà máy

Để đánh giá hiện trạng của các nhà máy nhiệt điện Việt Nam, chúng tôi đã thực hiện nhiều cuộc khảo sát và phỏng vấn riêng với đại diện của 3 nhà máy nhiệt điện là Nhiệt điện Hải Phòng, Nhiệt điện Quảng Ninh và Nhiệt điện Thăng Long cùng 4 tổng công ty phát điện lớn (GENCO1, GENCO2, GENCO3, PVPOWER). Một số vấn đề kỹ thuật chính được trình bày dưới đây:

#### *Tổng quan về hiện trạng công nghệ của các nhà máy nhiệt điện của Việt Nam*

- Tại Việt Nam, phần lớn các nhà máy nhiệt điện tiên tiến sử dụng công nghệ Lò hơi tầng sôi tuần hoàn, có thể nâng hiệu suất lên 80% và vận hành với các mức chất lượng than khác nhau. Tuy nhiên, độ trễ cao là một trong những nhược điểm của công nghệ này so với than bột truyền thống;
- Ở nhà máy nhiệt điện Thăng Long, mức tải tối thiểu theo thiết kế được duyệt là 25%, nhưng thực tế là 50%, nếu thấp hơn, chỉ vài tiếng sau hệ thống sẽ ngừng máy. Thời gian khởi động của nhà máy nhiệt điện này là 8 giờ. Các chỉ số này tương tự như các nhà máy nhiệt điện mới khác trong hệ thống điện Việt Nam;
- Trước đây đã xảy ra tình trạng nhiều nhà máy điện ngắt đầu nối với hệ thống và không kịp đầu nối lại, đây là yếu tố cần lưu ý để nâng cấp tính linh hoạt trong tương lai;
- Nhiệt điện Thăng Long, Quảng Ninh khó vận hành trong tình trạng quá tải, nhưng với Hải Phòng thì không. Công suất phát điện của Hải Phòng vào khoảng 1200MW, công suất phát điện này áp dụng chung cho cả 2 nhà máy điện nhưng chỉ áp dụng với than chất lượng cao. Khi chất lượng than thấp hơn, sản lượng mỗi tuabin chỉ đạt 275MW. Công suất đầu ra có thể tăng lên 315MW khi hoạt động quá tải.

Nhiên liệu mà các nhà máy nhiệt điện ở Việt Nam sử dụng có chất lượng kém so với thiết kế ban đầu. Do đó, rất khó đạt được công suất cao. Nhà máy không chủ động được nguồn nhiên liệu mà phụ thuộc vào Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam. Chất lượng than thấp tùy thuộc vào quyết định của chính phủ.

#### *Góc nhìn của đại diện nhà máy nhiệt điện về tính linh hoạt*

Về mặt kỹ thuật, các nhà máy mà chúng tôi đã phỏng vấn sẵn sàng tham gia cung cấp tính linh hoạt, nhưng cần sự đảm bảo từ chính phủ về giá cả và xu hướng trong tương lai, để đầu tư theo hướng đó. Các nhà máy điện quốc gia và các tổng công ty điện lực thuộc EVN (GENCO1,

GENCO2, GENCO3) cũng cần có sự chấp thuận thống nhất của cơ quan quản lý cấp trên. Đối với trường hợp của PVPOWER, PVPOWER sẵn sàng đầu tư để nâng cao tính linh hoạt của tổ máy. Tuy nhiên, kinh phí đầu tư cho việc này rất lớn nên ngoài nhu cầu hỗ trợ về vốn cần phải đảm bảo các cơ chế, chính sách nêu trên.

- Đối với các nhà máy cũ, theo quan điểm của các nhà máy điện, việc nâng cấp là không khả thi vì có thể phải xây dựng một nhà máy mới hoàn toàn. Hơn nữa, cơ chế khuyến khích rất quan trọng đối với các giải pháp về tính linh hoạt;
- Cần có sự tính toán và thông tin cụ thể về thời gian hoàn vốn để tăng tính linh hoạt trong việc xem xét các quyết định đầu tư. Việc đưa vào sử dụng năng lượng tái tạo gần đây đã làm ảnh hưởng đến giá phát điện, thời gian phát điện và khả năng dự đoán xu hướng giá điện, gây khó khăn cho việc lập kế hoạch vận hành thiết bị và chào giá ngày hôm sau;
- Việc vận hành linh hoạt với các nhà máy nhiệt điện là khó khăn do quy trình phát điện gồm nhiều giai đoạn có tính chất ràng buộc, chỉ có thể khởi động sau khi giai đoạn trước đó đã ổn định. Ví dụ, sự thay đổi nhiệt độ của nước sông làm mát cũng ảnh hưởng đến chu kỳ vận hành;
- Cơ chế vận hành ở Đan Mạch rất linh hoạt trong dải từ 10-100%, chỉ đốt than hoặc kết hợp than và dầu. Chẳng hạn ở nhà máy nhiệt điện Hải Phòng, nếu chỉ đốt than thì công suất duy trì tối thiểu là 75%. Tốc độ 3-4%/phút là không thể đạt được, nếu có cũng chỉ duy trì trong thời gian ngắn và có nguy cơ sự cố. Cần có thêm các tính toán để đảm bảo an toàn cho nhà máy điện trong quá trình cung cấp dịch vụ đảm bảo tính linh hoạt.

#### *Yêu cầu về tính linh hoạt*

Liên quan đến các yêu cầu cần đáp ứng để giảm mức tải tối thiểu của các nhà máy điện thuộc quyền của đơn vị được khảo sát, các Tổng công ty phát điện được khảo sát có một số điểm chính như sau.

- GENCO1: Để giảm công suất phát tối thiểu của các nhà máy nhiệt điện than cần có các điều kiện sau:
  - Nguồn cung cấp than ổn định về số lượng và chất lượng;
  - Lực lượng lao động kỹ thuật phải có chuyên môn cao, có đủ trang thiết bị để thực hiện các công việc kiểm định, đo lường, hiệu chỉnh lò hơi nhằm nhanh chóng đảm bảo lò hơi vận hành phù hợp với sự thay đổi của chất lượng than;
  - Bảo đảm đủ kinh phí để thực hiện công tác sửa chữa, bảo dưỡng, đại tu tổ máy, khắc phục các khiếm khuyết nhằm nâng cao hiệu quả vận hành của tổ máy.
- GENCO2: Các điều kiện cần đảm bảo để có thể giảm công suất phát tối thiểu của nhà máy chủ yếu là hệ thống công nghệ, thiết bị hiện tại. Ngoài ra, cần có các quy định/chính sách, cơ chế khuyến khích, đào tạo kỹ thuật... hỗ trợ các Nhà máy điện tham gia.
- GENCO3:

- Công suất phát tối thiểu của nhà máy điện liên quan đến thiết kế và cần đảm bảo vận hành an toàn nên việc giảm công suất phát tối thiểu cần có ý kiến của nhà sản xuất;
  - Việc nâng cấp phải được kiểm tra độ ổn định và độ tin cậy;
  - Nguồn nhiên liệu sơ cấp (than) đầu vào phải đảm bảo ổn định, đồng đều theo thiết kế (độ bay hơi, nhiệt trị...);
  - Các hành động phải được quy định trong PPA hoặc thỏa thuận bằng văn bản giữa Người bán và Người mua;
  - Trong thời gian tới, các đơn vị của GENCO3 sẽ tiếp tục nghiên cứu, xem xét và đề xuất.
- PVPOWER: Để giảm công suất phát tối thiểu thấp hơn công suất hiện tại (370MW), PVPOWER khuyến nghị một số điểm sau.
    - Hỗ trợ về chi phí và cơ chế để thử nghiệm ở mức tải thấp hơn như chi phí nhiên liệu, giá điện khi thực hiện thử nghiệm;
    - Hỗ trợ các giải pháp hợp lý trong trường hợp xảy ra sự cố trong quá trình thử nghiệm.

#### *Nhận thức về lợi ích của tính linh hoạt*

Liên quan đến câu hỏi việc vận hành nguồn điện linh hoạt hơn sẽ ảnh hưởng như thế nào đến doanh thu/lợi nhuận, đại diện các tổng công ty điện lực có quan điểm như sau.

- GENCO1: Khi các nhà máy điện tham gia thị trường điện, dải công suất  $P_{min}$ - $P_{max}$  rộng, tốc độ tăng giảm tải nhanh sẽ có lợi thế rất lớn. Một ngày có 48 chu kỳ 30 phút và các mức giá thị trường điện khác nhau nên khả năng các nhà máy điện nhanh chóng giảm về công suất phát tối thiểu khi giá điện quá thấp không bù đắp đủ chi phí và tăng nhanh sản lượng điện lên công suất định mức khi giá điện đủ cao sẽ giúp tăng lợi nhuận tổng thể.
- GENCO2: Việc vận hành nguồn điện càng linh hoạt (giảm  $P_{min}$ , tăng tốc độ tăng giảm công suất, cho phép quá tải trong thời gian ngắn) sẽ ảnh hưởng tiêu cực đến tuổi thọ của thiết bị, tiềm ẩn nhiều nguy cơ sự cố, ảnh hưởng đến hiệu quả sản xuất lâu dài cũng như doanh thu/lợi nhuận của nhà máy.
- GENCO3: Về mặt kỹ thuật, vận hành điện linh hoạt ở  $P_{min}$  thấp hơn giá trị hiện tại trước tiên sẽ dẫn đến nguy cơ mất an toàn của tổ máy do thiết kế không phù hợp. Ngoài ra, khi chạy ở công suất thấp, tỷ lệ tổn thất sẽ cao hơn nhiều so với hiện nay, đồng nghĩa nhiên liệu tiêu hao sẽ tăng nhiều so với định mức, làm tăng chi phí nhiên liệu. Ở khía cạnh tham gia thị trường điện, tùy thuộc vào giá thanh toán trên thị trường điện và sản lượng điện theo hợp đồng trong từng trường hợp, việc vận hành linh hoạt nguồn điện ở  $P_{min}$  thấp hơn  $P_{min}$  hiện tại có thể tác động tích cực hoặc tiêu cực đến các tổ máy. Khi giảm công suất phát của tổ máy trong trường hợp phụ tải giảm hoặc do ảnh hưởng của các nguồn năng lượng tái tạo, giá điện có xu hướng giảm. Khi đó, các tổ máy phát điện giảm công suất phát sẽ giảm thiểu

rủi ro tổn thất liên quan đến chi phí nhiên liệu. Ngược lại, nếu giá điện cao thì nguồn vận hành linh hoạt ở mức  $P_{min}$  thấp hơn giá trị hiện tại có thể dẫn đến doanh thu của nhà máy trên thị trường giao ngay sẽ giảm do sản lượng điện giảm. Việc tăng tốc độ thay đổi công suất, cho phép vận hành quá tải trong thời gian ngắn sẽ làm tăng doanh thu của nhà máy trên thị trường điện giao ngay nhờ phần sản lượng điện có thêm. Tuy nhiên, việc tăng, giảm tải phải phù hợp với điều kiện kỹ thuật cho phép của tổ máy.

- PVPOWER: Vận hành linh hoạt ở mức tải thấp hơn mức tối thiểu hiện nay (370MW) giúp nhà máy có dải công suất rộng hơn, từ đó gia tăng doanh thu/lợi nhuận.

Tóm lại, việc tăng cường tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện không gặp trở ngại từ các đơn vị phát điện tham gia VWEM. Nhiều người tin rằng việc tăng cường tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện có thể mang lại những lợi ích to lớn cả về mặt kỹ thuật và kinh tế. Điều duy nhất cần thiết cho sự phát triển như vậy, nhưng hiện đang thiếu trong hệ thống quy định của Việt Nam, là những cơ chế khuyến khích thích hợp từ chính phủ.

### 3.2.2. Cấu trúc cơ chế khuyến khích

Điều quan trọng cần lưu ý là hiện chưa có cơ chế khuyến khích cho các dịch vụ phụ trợ trong hệ thống điện Việt Nam. Các nhà máy điện tham gia điều tần được thanh toán trên thị trường giao ngay theo công suất huy động tăng thêm, nhưng trên thị trường giao ngay không có các ưu đãi cụ thể mang lại lợi ích cho các đơn vị phát điện này. Việc thanh toán cho dịch vụ Khởi động nhanh và Vận hành phải phát được thực hiện thông qua hợp đồng song phương giữa EPTC và các nhà máy điện cung cấp dịch vụ. Theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ của nhà máy nhiệt điện Ô Môn, cơ chế giá do EPTC thực hiện có ba thành phần chính sau đây:

- Giá cố định (Giá điện cố định của nhà máy điện tính từ ngày nhà máy đi vào vận hành),
- Giá biến đổi (Giá thay đổi theo sự thay đổi công suất phát của các nhà máy điện, nhằm mục đích ổn định giá khi sản lượng điện buộc phải giảm), và
- Giá khởi động (Giá cho quá trình khởi động của nhà máy điện).

Một vấn đề của cơ chế giá hiện hành là giá biến đổi không mang lại lợi ích kinh tế để khuyến khích các nhà máy điện linh hoạt thay đổi công suất phát, bởi cơ chế hiện hành không làm tăng doanh thu của nhà máy trong quá trình vận hành linh hoạt mà chỉ giảm lỗ. Điều này dẫn đến thực tế là giải pháp vận hành linh hoạt không đáng để đầu tư đối với các nhà máy cũ, vì thiệt hại tiềm tàng của việc kiểm soát công suất đầu ra đối với tuổi thọ của các nhà máy đó thường lớn hơn mức bù đắp về kinh tế. Do đó, cơ chế hiện tại không thể hỗ trợ các dịch vụ phụ trợ được sử dụng thường xuyên như điều tần, điều chỉnh điện áp và dự phòng quay. Điều quan trọng cần lưu ý là các dịch vụ điều tần hiện nay được cung cấp bởi các nhà máy thủy điện đa năng thuộc sở hữu của EVN và được định giá trực tiếp trên thị trường giao ngay. Tuy nhiên, VWEM hiện tại chưa có cơ chế khuyến khích rõ ràng mang lại lợi ích kinh tế cho các nhà máy tham gia điều tần, mà chỉ giảm thiểu tổn thất giống như cơ chế hợp đồng song phương. Vì vậy, không nhà máy điện nào

khác muốn tham gia dịch vụ này ngoài các nhà máy thuộc sở hữu của EVN, những nhà máy có sứ mệnh bảo vệ hệ thống điện bằng mọi giá. Một vấn đề nữa là chi phí khởi động chỉ bù đắp được phần tổn thất trong quá trình Vận hành khởi động nhanh nhà máy điện, nghĩa là các nhà máy điện nhận được rất ít lợi ích nhờ vận hành linh hoạt, trong khi lẽ ra họ phải thu được nhiều tiền hơn nhờ đóng góp vào sự vận hành ổn định của hệ thống điện. Hơn nữa, cơ chế hiện tại không thể bù đắp chi phí đầu tư để nâng cấp tính linh hoạt. Cần xem xét các cơ chế khuyến khích hấp dẫn hơn.

Như vậy, cơ chế giá dịch vụ phụ trợ hiện tại chỉ có thể hỗ trợ cho vận hành khởi động nhanh và vận hành phải phát, và cơ chế này được thống nhất bởi thỏa thuận song phương giữa EPTC và các đơn vị phát điện, nghĩa là quá trình đàm phán có thể khó khăn, linh hoạt phụ thuộc vào thông số cụ thể của từng nhà máy điện, khó tiếp cận và không thuận tiện với các nhà máy điện tư nhân mới muốn tham gia thị trường dịch vụ phụ trợ. Trong thời điểm này, điều quan trọng là phải phát triển một hệ thống khuyến khích tích hợp trực tiếp với cơ chế định giá thị trường điện theo thời gian thực để mang lại lợi ích kinh tế rõ ràng cho các nhà máy điện tham gia các dịch vụ phụ trợ. Cơ chế phải được công khai, minh bạch và cụ thể hóa trong các quy định, văn bản chính thức thì mới tạo được động lực nâng cấp tính linh hoạt nhà máy nhiệt điện.

#### *Tiêu chí về tính linh hoạt*

Để tìm hiểu quan điểm của các tổng công ty phát điện lớn tại Việt Nam về tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện, chúng tôi đã thực hiện một cuộc khảo sát. Câu hỏi liên quan đến tiêu chí về tính linh hoạt, các quy định hiện hành (Thông tư về hệ thống truyền tải và phân phối điện...) có quy định tiêu chí tối thiểu về tính linh hoạt trong vận hành của các nhà máy điện hay không, chúng tôi nhận được những thông tin như sau:

- GENCO1: Quy định hiện hành chỉ nên mang tính định hướng chung làm cơ sở để các nhà máy điện tuân thủ và linh hoạt đáp ứng các yêu cầu của hệ thống (ví dụ: thông số theo quy định PPA, thỏa thuận đấu nối). Việc xác định các tiêu chí tối thiểu về tính linh hoạt trong vận hành của các nhà máy điện trong quy định sẽ gây khó khăn cho các nhà máy điện do thiết kế, đặc điểm của từng nhà máy là khác nhau, nhất là các nhà máy cũ khó đáp ứng yêu cầu hiện đại.
- GENCO2: Quy chuẩn hiện hành đã quy định các thông số kỹ thuật để điều chỉnh tần số và điện áp của hệ thống điện. Vì vậy, để đảm bảo tính khả dụng của tổ máy, cần xác định thêm các tiêu chí tối thiểu về tính linh hoạt trong vận hành cho các nhà máy điện (ví dụ: công suất phát tối thiểu, tốc độ tăng giảm công suất, thời gian khởi động, v.v.).
- GENCO3: Việc xác định tiêu chí linh hoạt cần được quy định rõ trong các quy định liên quan để xác định rõ ngay từ khi lựa chọn các thông số kỹ thuật của tổ máy phát điện để đầu tư, tránh việc thay đổi thiết kế, nâng cấp sau này gây tốn kém và không khả thi. Đồng thời, cũng cần có cơ chế đối với các nhà máy điện đang vận hành nhưng có các thông số kỹ thuật dù đã thực hiện các giải pháp nhưng không đảm bảo các tiêu chí.

- PVPOWER: Các quy định hiện hành cần nêu rõ khi A0 yêu cầu sản lượng phát điện tối thiểu, bên cạnh chi phí thì phải tăng tốc độ thay đổi công suất để đảm bảo vận hành tổ máy an toàn.

Về việc liệu các quy định hiện hành có ảnh hưởng đến tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện hay không, đại diện của tất cả các tập đoàn phát điện đều cho rằng các quy định hiện hành không hỗ trợ quá trình chuyển đổi để cải thiện tính linh hoạt trong vận hành, đây cũng là nhận định tương tự như phân tích của chúng tôi ở trên. Tuy nhiên, theo GENCO1, các quy định hiện hành không cản trở quá trình chuyển đổi để nâng cao tính linh hoạt trong vận hành. Để thực hiện các giải pháp chuyển đổi nhằm nâng cao tính linh hoạt trong vận hành, cần cân nhắc kỹ lưỡng từng giải pháp nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế và kỹ thuật. Thông tin này cho thấy không cần phải sửa đổi nhiều về mặt quy định để nâng cao tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam, nhưng đây sẽ là trọng tâm nghiên cứu và xây dựng cơ chế khuyến khích tối ưu, hợp lý để hỗ trợ cơ chế thị trường điện Việt Nam, cho thấy đề xuất này khả thi về mặt triển khai. Từ cơ sở kinh nghiệm quốc tế về khuyến khích tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện trong phần trước và phân tích thực trạng thị trường điện và hệ thống điện Việt Nam ở trên, các khuyến nghị cụ thể đã được xây dựng và trình bày trong Phần 4 dưới đây.

## 4. Kết luận & Khuyến nghị

### 4.1 Kết luận

Trong bối cảnh Việt Nam đang mở rộng các nguồn năng lượng tái tạo như hiện nay, quán tính của hệ thống đang trở thành mối lo ngại đối với an toàn trong vận hành hệ thống và an ninh năng lượng. Mức thâm nhập cao của các nguồn năng lượng tái tạo dựa trên biến tần hầu như không có quán tính và rất ít có tiềm năng xây dựng nhà máy thủy điện mới là những yếu tố khiến hệ thống điện Việt Nam hướng tới phương án tăng cường tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện hiện hữu, giải pháp này có cả ưu điểm và nhược điểm cần cân nhắc. Cải thiện tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện, kết hợp với các biện pháp về tính linh hoạt khác, có thể cho phép tỷ trọng sản xuất tái tạo cao hơn trong quá trình chuyển đổi sang hệ thống điện khử các-bon và mang lại một số lợi ích quan trọng như giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub> trong nhiều trường hợp và giảm tiêu thụ than, giảm cắt giảm NLTT, giá điện cao hơn cho cả NLTT và điện than, đồng thời giúp giảm chi phí hệ thống điện. Để đạt được những lợi ích như vậy, tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện phải được cải thiện, với bốn phương pháp tiếp cận chính có thể cân nhắc: tăng cường khả năng tăng giảm công suất của các tổ máy nhiệt điện, giảm công suất tối thiểu của các tổ máy nhiệt điện, rút ngắn thời gian khởi động của các tổ máy nhiệt điện và nâng cao khả năng vận hành quá tải. Bên cạnh tính khả thi về công nghệ, tính khả thi về kinh tế là một vấn đề quan trọng đối với tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện. Nghiên cứu của chúng tôi xem xét bốn động lực kinh tế: điều độ theo giá chào, định giá theo chi phí cận biên, định giá theo chi phí cơ hội và xác định giá theo cung-cầu. Tuy nhiên, hiện trạng của thị trường điện Việt Nam không cho phép tích hợp bất kỳ yếu tố nào trong số này và VWEM không hỗ trợ cơ chế định giá dựa trên giá hoặc cơ chế dịch vụ phụ trợ được tích hợp trực tiếp vào thị trường giao ngay. Tóm lại, việc thiếu một cơ chế tài chính phù hợp để vận hành linh hoạt, cũng như thiếu nhận thức về tác động của năng lượng tái tạo đối với sự phát triển của thị trường năng lượng, là những rào cản đối với tính linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam, mặc dù nhu cầu tăng cường tính linh hoạt của hệ thống là điều tất yếu hiện nay.

### 4.2 Khuyến nghị

Dựa trên các bài học rút ra từ các nghiên cứu ở Đan Mạch và Trung Quốc, nghiên cứu này tập trung vào các khía cạnh chính sách và kinh tế, đề xuất các khuyến nghị sau đây như một đóng góp cho việc phát triển một giải pháp rất hứa hẹn để duy trì sự ổn định của nguồn cung cấp trong một hệ thống năng lượng với tỷ trọng năng lượng tái tạo cao hơn và nhu cầu điện ngày càng tăng. Các khuyến nghị như sau:

#### Khuyến nghị kỹ thuật

- Được mô tả chi tiết hơn trong chương trước, bốn phương pháp phát triển kỹ thuật sẽ được xem xét và xây dựng chiến lược phù hợp để nâng cấp các nhà máy nhiệt điện.

Những yếu tố tăng cường tính linh hoạt này là: *tăng khả năng tăng giảm công suất* của các tổ máy nhiệt điện, *giảm công suất đầu ra tối thiểu, rút ngắn thời gian khởi động, xây dựng năng lực vận hành quá tải.*

### Khuyến nghị về cơ chế VWEM

- Cơ chế điều độ theo giá chào cần được nghiên cứu kỹ và cơ cấu lại để mang lại lợi thế về giá cho các nhà máy nhiệt điện vận hành linh hoạt so với các nhà máy truyền thống vận hành không linh hoạt. Điều cần thiết là tạo ra sự minh bạch về những sai lệch so với điều độ theo giá chào, để các nhà máy điện hiểu rõ hơn và tin tưởng vào cơ chế.
- Xây dựng hiểu biết chung của các nhà máy điện về các cơ chế khuyến khích hiện tại đối với tính linh hoạt trong VWEM và cách thức có thể tăng các biện pháp khuyến khích.
- Nên áp dụng bản sửa đổi hợp đồng PPA song phương hiện tại cho các nhà máy nhiệt điện cung cấp tính linh hoạt, để bảo vệ lợi ích của họ trước các vấn đề về định giá chi phí cận biên do ảnh hưởng của năng lượng tái tạo đối với cơ chế định giá thị trường, cũng như để trang trải các khoản đầu tư cho việc nâng cấp. Hợp đồng như vậy sẽ có cơ chế khuyến khích tài chính cho các nhà máy nhiệt điện quyết định tăng cường tính linh hoạt và cam kết vận hành linh hoạt trong giờ cao điểm. Trong thời gian tới, tất cả các nhà máy điện nên tham gia bình đẳng vào thị trường cạnh tranh, cho phép thị trường đưa ra các cơ chế khuyến khích cho các nhà máy điện nhằm nâng cao tính linh hoạt như một cách để tăng doanh thu. Trong một thị trường cạnh tranh không được bảo vệ bởi những PPA thuận lợi, khi không tham gia vào tính linh hoạt, các nhà máy có thể chịu tổn thất về doanh thu.
- VWEM nên sử dụng cơ chế định giá dựa trên giá, kết hợp định giá theo chi phí cơ hội và xác định giá dựa trên cung-cầu để mang lại lợi ích cho nhóm nhà máy nhiệt điện vận hành linh hoạt. Để xây dựng một cơ chế riêng mới cho các dịch vụ lưới điện sẽ mất quá nhiều thời gian, vì vậy thanh toán cho dịch vụ phụ trợ nên được tích hợp vào cơ chế của thị trường giao ngay theo thời gian thực, mang lại doanh thu dịch vụ bổ sung cho những đơn vị tham gia cung cấp tính linh hoạt. Thị trường nên thưởng thường cho các nhà máy chấp nhận rủi ro hư hỏng thiết bị để linh hoạt vận hành, phục vụ vận hành ổn định hệ thống điện. Cơ chế phải được công khai, minh bạch và được cụ thể hóa chi tiết trong các quy định và văn bản chính thức, điều này cũng tạo động lực cho việc nâng cấp linh hoạt nhà máy nhiệt điện. Đề xuất sửa đổi Thông tư 45/2018/TT-BCT để các ưu đãi về dịch vụ phụ trợ được lồng ghép vào cơ chế thị trường nhằm nhanh chóng khuyến khích phát triển các nhà máy nhiệt điện linh hoạt. Các phương án khả thi để sửa đổi cơ chế thị trường có thể là mở rộng giá trần (cả giới hạn trên và giới hạn dưới), cho phép các loại hình chào giá mới như chào giá theo block.
- Khi hệ thống điện và cơ sở hạ tầng đã sẵn sàng, điều quan trọng là phải thiết kế một thị trường dịch vụ phụ trợ độc lập và hoạt động song song, kế thừa thành quả của các cơ

chế thị trường đã phát triển trước đó. Thị trường nên xem xét tất cả các dịch vụ quan trọng, đặc biệt là khởi động đen, điều tần và điều chỉnh điện áp.

- Ngoài các cơ chế khuyến khích dựa trên thị trường, cần xây dựng cơ chế hỗ trợ tài chính để hỗ trợ các nhà máy nhiệt điện trong quá trình nghiên cứu, triển khai, thử nghiệm và đánh giá các quy trình trên con đường tăng cường độ linh hoạt của nhà máy. Nếu không có sự hỗ trợ như vậy, sẽ rất khó để các chủ sở hữu nhà máy nhiệt điện chấp nhận rủi ro đối với các thiết bị đắt tiền của họ.

## 5. Tài liệu tham khảo

- [1] IP Tampubolon, "Tìm hiểu tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện," IESR, 2020.
- [2] J. Gerardi, "ProEst," Autodesk, ngày 22 tháng 2 năm 2022. [Trực tuyến]. Có tại: <https://proest.com/construction/cost-estimates/power-plants/>.
- [3] A. Linklaters, "Năng lượng tái tạo tại Việt Nam: Cơ hội đầu tư".
- [4] Etude, "Đánh giá tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than để tích hợp năng lượng tái tạo ở Đức," Deloitte.
- [5] D. Pescia, "Tính linh hoạt trong các nhà máy nhiệt điện - Tập trung vào các nhà máy nhiệt điện than hiện hữu," Agora Energiewende.
- [6] Cục Năng lượng Đan Mạch, "Tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện - Ấn phẩm trong chiến dịch cấp bộ ngành năng lượng sạch," 2018.
- [7] A. Energiewende, "Quá trình chuyển đổi năng lượng cho nhà máy nhiệt điện đốt nhiên liệu: Tập trung vào các nhà máy nhiệt điện than hiện hữu," 2017.
- [8] BSPDWCNGDLRM Bethany Frew, "Nghịch lý cắt giảm trong quá trình chuyển đổi sang các hệ thống năng lượng mặt trời công suất cao," *Joule*, 2021.
- [9] Trung tâm NLTT của Trung Quốc, "Triển vọng năng lượng tái tạo của Trung Quốc," 2017.
- [10] "Các cấu phần của nhà máy nhiệt điện & diễn giải vận hành" ThermoDyne, [Trực tuyến]. Có tại: <https://www.thermodyneboilers.com/components-working-thermal-power-plant/>.
- [11] J. Yliniemi, "Sự kích hoạt kiềm-tạo hạt của tro bay đốt tầng sôi," ResearchGate, 2017.
- [12] "Bright Hub Engineering," 22 02 2009. [Trực tuyến]. Có tại: <https://www.brighthubengineering.com/power-plants/26547-how-does-a-circulation-fluidized-bed-boiler-work/>.
- [13] D. Energinet, "THIẾT KẾ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN BẮC ÂU VÀ TÍNH LINH HOẠT CỦA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN," 2018.

- [14] EB XAVIER GARCIA-CASALS, "Những hạn chế tiềm ẩn của việc định giá biên trong hệ thống điện dựa trên năng lượng tái tạo," IRENA, 2022.
- [15] SSD Chattopadhyay, "Ước tính chi phí cơ hội cho các nhà máy hạn chế năng lượng," AEMC, 2008.
- [16] S. Fielden, "Xác định giá điện dựa trên cung cấp ở châu Âu," Tiêu điểm thị trường, 2002.
- [17] EVN, *Quyết định số 207/QĐ-EVN về việc phê duyệt danh sách các nhà máy điện, đơn vị phát điện được phép tham gia dịch vụ phụ trợ năm 2021*, 2021.
- [18] V. A. T. L. VAN TOAN, "Lộ trình hiện thực hóa các cam kết của Việt Nam tại COP26," nhandan, [Trực tuyến]. Có tại: [https://special.nhandan.vn/lotrinhcop26\\_vi/index.html?mode=preview](https://special.nhandan.vn/lotrinhcop26_vi/index.html?mode=preview).
- [19] A. Energiewende, "Chuyển đổi năng lượng trong ngành điện: Hiện trạng năm 2018," 2019.
- [20] BFT a. MF David A Bell, "Khí hóa than và ứng dụng".
- [21] YL Moullec, "Ý tưởng về nhà máy điện đốt than bột có thu hồi các-bon với chu trình Brayton carbon dioxide siêu tới hạn," *Energy Procedia*, 2013.
- [22] J. Yates, "Nguyên tắc cơ bản của các quá trình hóa học tầng sôi".
- [23] HMPL Reh L, "Phương pháp và thiết bị thực hiện quá trình tỏa nhiệt". Bằng sáng chế Hoa Kỳ 4.111.158.
- [24] YHLJ Yang S, "Công nghệ đốt thể hệ mới cho lò hơi tầng sôi tuần hoàn tiết kiệm năng lượng.", *Tạp chí Kỹ thuật điện*, 2009.
- [25] ZHLJ Yang H, "Công nghệ lò hơi CFB mới với việc tái tạo trạng thái tầng sôi," *Kỹ yếu Hội nghị Quốc tế lần thứ 20 về Đốt tầng sôi*, 2009.
- [26] TMSG-N. & B. Heinzl, "Einführung Eimühlenbetrieb in den Kraftwerken Bexbach und Heilbronn Block 7.", *VGB PowerTech*, 2012.
- [27] D. Sarkar, "Nhà máy nhiệt điện – Thiết kế và vận hành," *Elsevier*.
- [28] RHB & SW 2. Jeschke, "Tính linh hoạt thông qua công nghệ hiệu suất cao," *VGB PowerTech*, 2012.

[29] RFKK Manfred Rode, "Mô hình điều khiển khởi động lò hơi (BoilerMax)," *OptimizeIT*.

[30] RUAGE & WM Quinkertz, "Công nghệ tuabin hơi USC cho hiệu quả tối đa," Siemens, 2008.