

MỘT SỐ THÁCH THỨC KHI THỰC HIỆN QUY HOẠCH TỔNG THỂ NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA - THAM KHẢO KINH NGHIỆM TỪ CÁC NƯỚC APEC

Phùng Quốc Huy

Trung tâm Nghiên cứu Năng lượng Châu Á - Thái Bình Dương, 1-13-1 Kachidoki, Tokyo 104-0054, Japan

THÔNG TIN BÀI BÁO

CHUYÊN MỤC: Công trình khoa học

Ngày nhận bài: 02/5/2024

Ngày nhận bài sửa: 20/7/2024

Ngày chấp nhận đăng: 05/8/2024

Tác giả liên hệ:

Email: huy.phung@aperc.or.jp

TÓM TẮT

Sau hội nghị các bên tham gia Công ước khung của Liên Hợp Quốc về biến đổi khí hậu lần thứ 26 (COP26), Việt Nam đã cập nhật và ban hành mới nhiều chính sách liên quan để phù hợp với cam kết phát thải ròng bằng "0". Trong số đó, Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch TTNLQG) và Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII) là 02 chính sách quan trọng đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong năm 2023.

Theo đánh giá của các chuyên gia trong nước và quốc tế, Quy hoạch TTNLQG và Quy hoạch điện VIII đã phác họa bức tranh tổng thể của ngành Năng lượng Việt Nam đến năm 2050, thể hiện tham vọng của Việt Nam trong việc đảm bảo an ninh năng lượng cho sự phát triển kinh tế đồng thời đạt được mục tiêu biến đổi khí hậu như đã cam kết. Theo đó sự chuyển dịch nguồn năng lượng được thể hiện rất rõ nét và là xu hướng tất yếu để đạt được mục tiêu phát thải ròng về "0" vào năm 2050. Các quy hoạch đã mạnh dạn đưa vào nhiều công nghệ và nguồn năng lượng mới có tiềm năng áp dụng trong giai đoạn tới như công nghệ đồng đốt than với sinh khối hoặc amoniac, điện gió ngoài khơi, nhiên liệu hydrogen và khí hóa lỏng nhập khẩu (Liquefied natural gas - LNG).

Tuy nhiên, việc triển khai Quy hoạch TTNLQG sẽ đối mặt với rất nhiều thách thức không chỉ về vốn đầu tư mà còn cả vấn đề về công nghệ do một số loại hình công nghệ mới được đề xuất trong quy hoạch này hiện nay vẫn đang trong giai đoạn thử nghiệm. Bài viết này sẽ nêu ra một số thách thức khi thực hiện Quy hoạch TTNLQG, bao gồm: (1) vấn đề phát triển điện khí hóa lỏng LNG, (2) công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu giữ carbon (CCUS), (3) công nghệ mới và (4) vấn đề loại bỏ nhiệt điện than. Từ đó, giúp cho các nhà hoạch định chính sách, các nhà nghiên cứu có thêm thông tin cũng như kinh nghiệm triển khai các hệ thống tương tự tại các nước trong khu vực Châu Á - Thái Bình Dương (APEC).

Từ khóa: COP26, quy hoạch năng lượng, ngành năng lượng Việt Nam

@ Hội Khoa học và Công nghệ Mỏ Việt Nam

1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Việt Nam đã đạt được nhiều thành tựu sau Hội nghị các bên tham gia Công ước khung của Liên Hợp Quốc về biến đổi khí hậu lần thứ 26 (COP26), và đề ra những phương hướng nhằm cụ thể hóa mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào giữa thế

kỷ này. Cụ thể, Việt Nam đã hoàn thiện và cập nhật bản Đóng góp do quốc gia tự quyết định (Nationally Determined Contributions) hay NDC vào cuối năm 2022, có xem xét kỹ lưỡng các chính sách liên quan để phù hợp với cam kết phát thải ròng bằng "0". Đối với lĩnh vực năng lượng, Quy hoạch tổng

thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch TTNLQG) và Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII) là 02 chính sách quan trọng đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong năm 2023.

Theo đánh giá của các chuyên gia trong nước và quốc tế, Quy hoạch TTNLQG và Quy hoạch điện VIII đã phác họa bức tranh tổng thể của ngành Năng lượng Việt Nam đến năm 2050, thể hiện tham vọng của Việt Nam trong việc đảm bảo an ninh năng lượng cho sự phát triển kinh tế đồng thời đạt được mục tiêu biến đổi khí hậu như đã cam kết. Theo đó sự chuyển dịch nguồn năng lượng được thể hiện rất rõ nét và là xu hướng tất yếu để đạt được mục tiêu phát thải ròng về “0” vào năm 2050. Các quy hoạch đã mạnh dạn đưa vào nhiều công nghệ và nguồn năng lượng mới có tiềm năng áp dụng trong giai đoạn tới như công nghệ đốt sinh khối, đồng đốt amoniac, điện gió ngoài khơi, nhiên liệu hydrogen và khí hóa lỏng (Liquefied natural gas - LNG).

Tuy nhiên, việc triển khai Quy hoạch TTNLQG sẽ đối mặt với rất nhiều thách thức không chỉ về vốn đầu tư mà còn cả vấn đề về công nghệ do một số loại hình công nghệ mới được đề xuất trong quy hoạch này vẫn đang ở giai đoạn thử nghiệm. Dựa trên kinh nghiệm làm việc với các tổ chức nghiên

cứu về năng lượng trong khu vực và thế giới, tác giả sẽ đi qua 04 thách thức cơ bản trong số nhiều thách thức mà Việt Nam cần phải đối mặt khi thực hiện Quy hoạch TTNLQG. Từ đó, giúp cho các nhà hoạch định chính sách, các nhà nghiên cứu và các bên liên quan hiểu thấu đáo hơn về những thách thức phải vượt qua. Đồng thời, có thêm những kinh nghiệm triển khai các hệ thống tương tự tại các nước trong khu vực Châu Á – Thái Bình Dương (APEC).

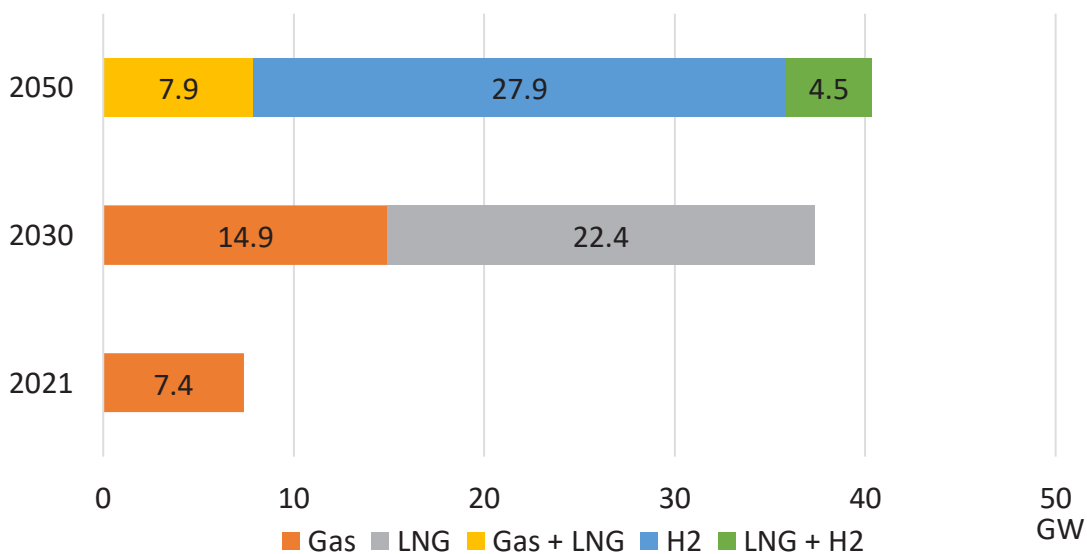
2. DỮ LIỆU VÀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

2.1. Một số thách thức

2.1.1. Phát triển điện khí LNG

Phát triển điện khí LNG sẽ giúp tăng hiệu suất trong sản xuất điện, giảm sự phụ thuộc vào nhiệt điện than, giảm phát thải, bảo vệ môi trường và hướng đến mục tiêu phát triển bền vững của đất nước.

Theo Quy hoạch điện VIII (PDP8, 2023), Cơ cấu nguồn điện khí đến năm 2030: nhiệt điện khí trong nước đạt 14,9 GW, nhiệt điện LNG đạt 22,4 GW; đến năm 2050: nhiệt điện khí trong nước và chuyển sử dụng LNG đạt 7,9 GW, nhiệt điện khí trong nước chuyển chạy hoàn toàn bằng hydro đạt 7 GW, nhiệt điện LNG đốt kèm hydro đạt 4,5 - 9 GW (Hình 1).



Hình 1. Công suất điện khí trong Quy hoạch điện VIII

Vì đây là lần đầu tiên Việt Nam phát triển cơ sở hạ tầng chuỗi cung ứng LNG, bao gồm các dự án phức tạp được phát triển theo nhiều giai đoạn và có nhiều bên liên quan, nên những thách thức sau đây sẽ cần phải được giải quyết.

Thứ nhất, do không có cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG hiện tại, Việt Nam phải thiết lập và xây dựng toàn bộ chuỗi cung ứng, bao gồm kho dự trữ LNG, trạm tái hóa khí, đường ống và hệ thống phân phối tới các nhà máy điện chạy khí. Trong khi các nước tiên tiến thường bố trí các nhà máy điện khí theo cụm, trung tâm để tối ưu hóa chi phí thì Việt Nam có kế hoạch xây dựng các nhà máy điện khí ở nhiều tỉnh từ Bắc vào Nam. Đây sẽ là một thách thức đối với Việt Nam vì cần phải đầu tư lớn để xây dựng nhiều cơ sở tiếp nhận, lưu trữ và phân phối LNG phức tạp.

Thứ hai, do toàn bộ nhiên liệu cho các nhà máy điện sử dụng LNG mới đều được nhập khẩu nên giá khí đốt sẽ bị ảnh hưởng và điều tiết bởi thị trường khí đốt quốc tế. Việt Nam sẽ ít có cơ hội mua LNG giá thấp do thiếu kho chứa khí. Ngoài ra, không phải tất cả các nhà máy chạy bằng khí đốt đều nằm gần cảng nhập khẩu LNG, dẫn đến chi phí vận chuyển tăng đáng kể. Ở các nhà máy điện sử dụng LNG, chi phí nhiên liệu chiếm tới 80% giá điện. Do đó, sẽ khó có thể cung cấp điện từ các nhà máy LNG với chi phí cạnh tranh với điện sản xuất từ than.

Thứ ba, các quy định kỹ thuật, khung pháp lý và cơ chế giá liên quan đến LNG chưa đầy đủ. Vì vậy, đầu tư số tiền lớn vào các dự án điện khí sẽ là thách thức đối với cả các nhà đầu tư trong và ngoài nước.

Cuối cùng, mặc dù LNG là nhiên liệu sạch hơn các nhiên liệu hóa thạch khác (than và dầu), nhưng việc đốt LNG để phát điện vẫn tạo ra 227 kg CO₂/MWh. Với sản lượng điện ước tính là 128,5

TWh vào năm 2030, Việt Nam sẽ thải ra 29,1 triệu tấn CO₂ mỗi năm từ các nhà máy điện chạy bằng LNG. Tương tự, lượng phát thải CO₂ sẽ đạt 61,5 Mtpa từ sản lượng điện dự kiến là 271 TWh vào năm 2045. Do đó, các nhà máy điện chạy bằng LNG vẫn sẽ là nguồn phát thải CO₂ lớn trong những thập kỷ tới nếu không trang bị hệ thống thu giữ, sử dụng và lưu trữ cacbon (CCUS) ngay ở giai đoạn đầu triển khai các dự án điện LNG.

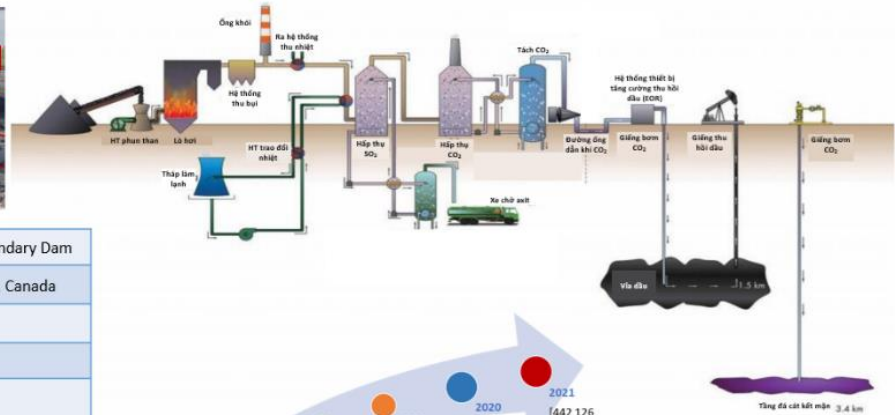
2.1.2. Thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon

Quy hoạch TTNLQG có nêu “Đẩy mạnh ứng dụng các giải pháp thu hồi, sử dụng và tồn trữ carbon trong các cơ sở sản xuất công nghiệp và nhà máy điện đạt khả năng thu giữ khoảng 1 triệu tấn vào năm 2040 và định hướng khoảng 3-6 triệu tấn vào năm 2050”. Mặc dù công suất hệ thống CCUS theo kế hoạch không lớn nhưng sẽ rất thách thức đối với Việt Nam vì một số lý do sau đây:

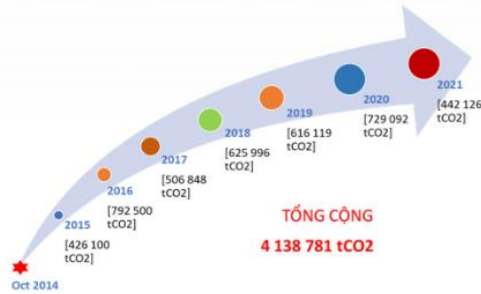
a. Chi phí triển khai cao: Các dự án CCS thường cần vốn đầu tư tương đối cao. Tổng mức đầu tư sẽ từ hàng trăm triệu đến hàng tỷ đô la Mỹ để phát triển và vận hành dự án CCS;

Tùy thuộc vào quy mô dự án, khoảng cách vận chuyển giữa điểm thu giữ và điểm lưu trữ, hàm lượng CO₂ và điều kiện địa chất nơi lưu trữ, chi phí phát triển CCS có thể khác nhau rất nhiều tùy từng trường hợp cụ thể.

Ví dụ: Dự án Boundary Dam CCS ở Canada, hệ thống CCS thương mại đầu tiên trên thế giới áp dụng tại nhà máy nhiệt điện than, có chi phí xây dựng là 1,3 tỷ USD. Dự án này đã đi vào hoạt động chính thức từ cuối năm 2016 với công suất thu giữ CO₂ là 1 Mtpa (Hình 2). Một trường hợp khác là dự án Gorgon CCS ở Australia - nơi mà CO₂ được thu giữ từ nhà máy xử lý khí tự nhiên và bơm vào một tầng chứa đá sa thạch sâu nằm trong đất liền. Dự án này có chi phí khoảng 2 tỷ USD cho công suất thu giữ CO₂ là 3,4 - 4 Mtpa.



Tên dự án	Nhà máy nhiệt điện Boundary Dam
Vị trí	Tiểu bang Saskatchewan, Canada
Tên tổ máy	Tổ máy số 3
Công suất	110 MW
Thời gian vận hành	45 năm tính đến 2013
Thời điểm bắt đầu lắp đặt hệ thống CCS	2014
Công suất thu giữ CO ₂	1 triệu tấn CO ₂ /năm
Mục đích sử dụng CO ₂	Tăng cường thu hồi dầu



Hình 2. Hệ thống CCUS tại nhà máy nhiệt điện than Boundary Dam, Canada

Ngày nay, hầu hết các dự án CCS có quy mô thương mại đang hoạt động đều dựa vào hỗ trợ từ chính phủ thông qua thuế, tín chỉ carbon và các ưu đãi tài chính. Ví dụ như hệ thống tín chỉ thuế 45Q ở Hoa Kỳ và Quỹ Giảm phát thải (Emissions Reduction Fund) ở Úc.

Ngày 16/8/2022, Hoa Kỳ thông qua Đạo luật giảm lạm phát năm 2022 (IRA) điều chỉnh Đạo Luật 45Q tài trợ cho các hoạt động sử dụng năng lượng, giảm thiểu khí thải, trong đó tăng hỗ trợ ưu đãi thuế, cụ thể:

- Cho các cơ sở công nghiệp và năng lượng là 85 USD/tấn khí CO₂ để lưu trữ vĩnh viễn so với mức trước đó là 50 USD/tấn;

- Cho hoạt động tăng cường thu hồi dầu (EOR), hoặc sử dụng khí CO₂ trong các ngành công nghiệp khác được hỗ trợ 60 USD/tấn khí CO₂ so với mức trước đó là 35 USD/tấn;

- Các dự án thu hồi và lưu trữ carbon vĩnh viễn (DAC) được hỗ trợ 180 USD/tấn;

- Các dự án thu hồi và sử dụng carbon được hỗ trợ 130 USD/tấn.

Như vậy, chi phí đầu tư cao là một thách thức lớn cho Việt Nam trong việc triển khai các dự án CCS, trong khi thiếu các khoản trợ cấp và ưu đãi tài chính của Chính phủ.

b. Thiếu các địa điểm lưu trữ CO₂ đã được xác minh: Trong quá trình phát triển toàn bộ dự án CCS, địa điểm lưu trữ CO₂ đã được xác minh là

điều kiện tiên quyết cho quyết định đầu tư cuối cùng của toàn bộ, hoặc một phần của dự án CCS.

Thứ nhất: Địa điểm lưu trữ đóng vai trò như một bể chứa khổng lồ dưới lòng đất để lưu trữ CO₂ thu được từ các nguồn phát thải khác nhau như các nhà máy điện và nhà máy công nghiệp.

Thứ hai: Đó là nơi mà CO₂ có thể lưu giữ vĩnh viễn trong lòng đất mà không quay trở lại bầu khí quyển, góp phần giữ mức tăng nhiệt độ trung bình toàn cầu ở mức dưới 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp. Các địa điểm lưu trữ CO₂ tiềm năng có thể là các mỏ dầu khí cạn kiệt, các tầng nước muối sâu, các vỉa than sâu không thể khai thác, và các tầng đá có khả năng thẩm thấu.

Việc xác minh các địa điểm lưu trữ CO₂ là một quá trình tốn nhiều thời gian với nhiều giai đoạn: Sàng lọc địa điểm, lựa chọn địa điểm, đánh giá ban đầu, đánh giá chi tiết, chuẩn bị và phát triển địa điểm. Tùy thuộc vào cơ sở dữ liệu hiện có, thường sẽ mất từ hai đến sáu năm, hoặc thậm chí lâu hơn để xác minh đầy đủ một địa điểm lưu trữ.

Theo Christopher (2017), Việt Nam có tiềm năng về địa điểm lưu trữ CO₂ (khoảng gần 12 tỷ tấn). Tuy nhiên, khả năng lưu trữ CO₂ tiềm năng nêu trên chỉ là những con số ước tính gần đúng dựa trên dữ liệu đã được công bố từ ngành khai thác dầu khí. Để chuyển đổi khả năng lưu trữ CO₂ tiềm năng này thành các địa điểm lưu trữ CO₂ đã được xác minh, cần phải điều tra bổ sung và đánh giá cụ thể.

Tóm lại, Việt Nam đang thiếu các địa điểm lưu trữ CO₂ đã được xác minh, một yếu tố vô cùng quan trọng để đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng cho các dự án CCS. Các nhà đầu tư tiềm năng rất ngần ngại đầu tư và phát triển các dự án CCS nếu không có thông tin chi tiết về các địa điểm lưu trữ đã được xác minh này.

c. Thiếu khung pháp lý và quy định: Khung pháp lý và quy định rất quan trọng trong việc tạo điều kiện thuận lợi cho việc phát triển và triển khai các dự án CCS. Nó cũng có ý nghĩa khuyến khích các nhà đầu tư và các tổ chức tài chính đầu tư vào các dự án CCS.

Về cơ bản, một dự án CCS đầy đủ bao gồm ba công đoạn chính: Thu giữ, vận chuyển và lưu trữ CO₂. Trong từng giai đoạn cần có các quy định tương ứng để quản lý hoạt động của dự án và đảm bảo môi trường, sức khỏe cộng đồng.

Ví dụ: Liên quan đến địa điểm lưu trữ CO₂, các quy định phải bao gồm các vấn đề liên quan trong từng bước nhỏ hơn của giai đoạn lưu trữ CO₂, chẳng hạn như sàng lọc địa điểm, lựa chọn địa điểm, đánh giá ban đầu, đánh giá chi tiết, chuẩn bị địa điểm, phát triển, vận hành, giám sát và đóng cửa.

Tuy nhiên, Việt Nam chưa có khung pháp lý và các quy định cụ thể về CCS. Hiện nay chỉ có các quy định hiện hành trong ngành dầu khí, nhưng cần đưa thêm các điều khoản về CCS vào các quy định, hoặc xây dựng các quy định mới dành riêng cho CCS. Khung pháp lý và quy định để triển khai CCS tại Việt Nam đang ở giai đoạn phát triển ban đầu.

Việc thiếu khung pháp lý và quy định là một rào cản đáng kể đối với việc phát triển các dự án CCS, đặc biệt là về mặt thu hút đầu tư cho các dự án CCS quy mô thương mại, hoặc trình diễn quy mô lớn.

d. Thiếu các công cụ chính sách khuyến khích phát triển và triển khai CCS: Như đã đề cập trong phần trước, việc triển khai dự án CCS cần kinh phí rất lớn. Do đó, hỗ trợ thông qua chính sách từ chính phủ để thúc đẩy đổi mới và triển khai CCS là rất quan trọng.

Hiện tại, có nhiều loại chính sách hỗ trợ phát triển CCS trên toàn cầu: Hỗ trợ không hoàn lại, trợ cấp hoạt động và định giá carbon. Đầu tiên, hỗ trợ không hoàn lại là vốn tài trợ được cung cấp trực

tiếp cho các dự án mục tiêu hoặc thông qua các chương trình cạnh tranh để khắc phục chi phí ban đầu cao. CCUS Infrastructure Fund (Vương quốc Anh) và Innovation Fund (Liên minh châu Âu) là những ví dụ điển hình của công cụ chính sách này. Tiếp đến, trợ cấp hoạt động là một công cụ chính sách sử dụng tín dụng thuế dựa trên CO₂ được thu giữ/lưu trữ/sử dụng, như tín dụng thuế 45Q và 48A (Hoa Kỳ). Một loại trợ cấp hoạt động khác là hợp đồng sai khác (Contract-for-Difference) - một cơ chế bù đắp chênh lệch chi phí giữa chi phí sản xuất và giá thị trường (Vương quốc Anh). Và cuối cùng là định giá carbon (bao gồm thuế carbon, hệ thống giao dịch phát thải (ETS) và hệ thống giao dịch tín dụng). Ví dụ, Singapore và Na Uy sử dụng thuế carbon cho lĩnh vực khai thác dầu khí ngoài khơi, trong khi châu Âu và Trung Quốc sử dụng hệ thống giao dịch phát thải.

Tại Việt Nam, các công cụ chính sách hỗ trợ cho CCS ngày nay còn hạn chế. Đây là một trở ngại đáng kể đối với việc phát triển và triển khai CCS. Các nhà đầu tư sẽ hạn chế đầu tư vào các dự án CCS nếu không có chính sách hỗ trợ. Các loại hình hỗ trợ thông qua chính sách, như tài trợ vốn, tín dụng thuế và định giá carbon là điều cần thiết để thúc đẩy triển khai CCS.

e. Tỷ lệ CO₂ thu giữ thực tế thấp hơn giá trị thiết kế: Theo các chuyên gia và các nhà nghiên cứu, tỷ lệ thu giữ CO₂ từ các nhà máy nhiệt điện than ước đạt khoảng 90%. Tuy nhiên, tỷ lệ thu giữ thực tế của dự án CCS thương mại quy mô lớn đầu tiên áp dụng tại nhà máy nhiệt điện than Boundary Dam (Canada) chỉ được ghi nhận ở mức khoảng 60% đến 70%. Tỷ lệ thu giữ đó tương đối thấp so với tỷ lệ thu giữ CO₂ theo thiết kế do những vấn đề kỹ thuật gặp phải khi vận hành và giai đoạn thiết kế không lường trước được (Stavroula Giannaris et al., 2021).

Một ví dụ khác là dự án Petra Nova CCS được thiết kế để thu giữ khoảng 90% CO₂ từ nhà máy nhiệt điện than, nhưng tỷ lệ thu giữ CO₂ thực tế thấp hơn đáng kể so với tỷ lệ thu giữ dự kiến, chỉ đạt khoảng 65% đến 70% (IEEFA, 2022).

Nhìn chung, Việt Nam đang phải đối mặt với thách thức lớn trong việc giảm phát thải CO₂ từ các nhà máy nhiệt điện than trong khi vẫn muốn duy trì hoạt động của các nhà máy này cho đến hết tuổi thọ cho phép. Tỷ lệ thu giữ CO₂ thực tế trong các

dự án CCS quy mô lớn nêu trên thấp hơn so với thiết kế đã gây ra sự hoài nghi về tính hiệu quả và sự chín muồi của công nghệ CCS trong các nhà máy nhiệt điện than, điều này sẽ ảnh hưởng đến quyết định của nhà đầu tư.

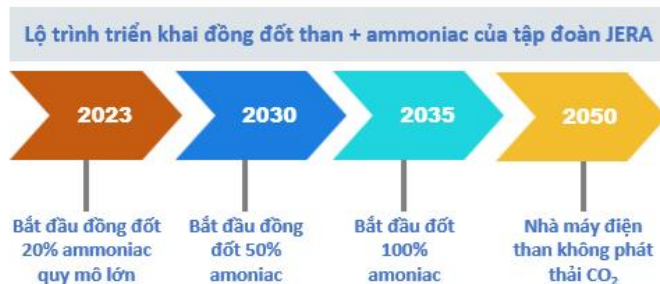
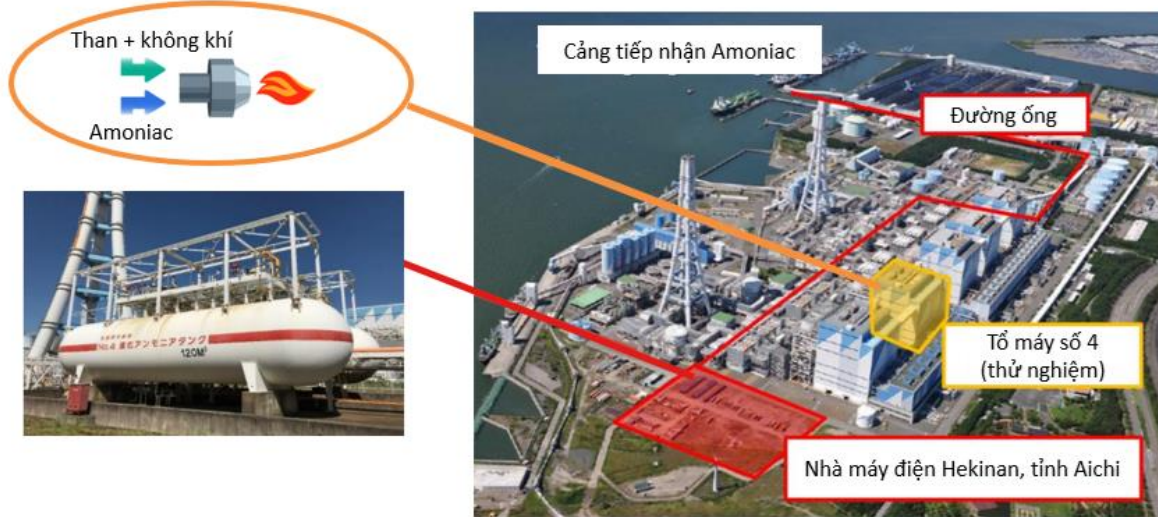
2.1.3. Các công nghệ mới

Theo Quy hoạch điện VIII đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15 tháng 5 năm 2023, Việt Nam sẽ không xây dựng mới nhà máy nhiệt điện than sau năm 2030 và nhà máy điện khí sau năm 2035 để đảm bảo giảm phát thải carbon và mục tiêu cam kết tại COP26 về trung hoà cacbon vào năm 2050.

Đối với nhiệt điện than, định hướng chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu sinh khối và amoniac tại các nhà máy nhiệt điện than đã vận hành 20 năm khi giá thành phù hợp và dừng hoạt động các nhà máy trên 40 năm vận hành nếu không thể chuyển

đổi nhiên liệu; đến năm 2050 sẽ dừng hẳn việc sử dụng than để phát điện, chuyển hoàn toàn sang nhiên liệu sinh khối hoặc amoniac. Đối với nhiệt điện khí sẽ thực hiện lộ trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydro khi công nghệ được thương mại hoá và giá thành phù hợp.

Hiện nay, việc chuyển đổi nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện sang sử dụng amoniac đã được các tổ chức quốc tế và các nước nghiên cứu thử nghiệm thành công với tỷ lệ amoniac đạt 20%. Tại Nhật Bản, công ty JERA đã triển khai trình diễn công nghệ đồng đốt 20% amoniac với than (xem hình 3). Tuy nhiên, việc tăng tỉ lệ đốt kèm, giảm giá thành sản xuất điện để thương mại hoá trong chuyển đổi nhiên liệu cho các nhà máy điện than cần phải được tiếp tục nghiên cứu thêm trong thời gian tới.



Hình 3. Nhà máy nhiệt điện than Hekinan nơi đang thử nghiệm công nghệ đồng đốt than với amoniacc

Vì vậy, việc chuyển đổi từ nhiên liệu hóa thạch sang amoniacc hoặc hydrogen trong ngành sản xuất điện sẽ là một thách thức vô cùng lớn về vấn đề công nghệ. Ngay cả các nước phát triển, làm

chủ công nghệ này như Nhật Bản, thì vẫn cần thêm nhiều thập kỷ nữa mới có thể tiến đến thương mại hóa công nghệ đốt hoàn toàn amoniacc hay hydrogen trong các nhà máy nhiệt điện.

2.1.4. Loại bỏ nhiệt điện than

Theo Quy hoạch điện VIII, chỉ thực hiện tiếp các dự án nhiệt điện than đã có trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh và đang đầu tư xây dựng đến năm 2030. Theo định hướng phát triển, sẽ không sử dụng than để phát điện vào năm 2050. Đối với các nhà máy nhiệt điện than vẫn còn tuổi thọ về mặt kỹ thuật vào thời điểm đó, sẽ chuyển đổi nhiên liệu sang sinh khối, amoniac. Đối với các nhà máy có tuổi thọ hơn 40 năm, sẽ dừng hoạt động nếu như không thể thực hiện chuyển đổi nhiên liệu, hoặc không thu giữ CO₂.

Giả sử rằng Việt Nam sẽ thực hiện được các cam kết tại COP26 và loại bỏ nhiệt điện than vào năm 2050, thì vai trò của than vẫn rất quan trọng trong 26 năm tới, cho dù nhu cầu về than sẽ giảm dần theo thời gian. Vì vậy, việc đảm bảo nguồn cung cấp than ổn định với giá thành hợp lý là một vấn đề không thể xem nhẹ trong những năm tới.

Ngoài ra, khi nhu cầu sử dụng than tại Việt Nam giảm dần trong gần 3 thập kỷ tới, vấn đề hỗ trợ, chuyển đổi việc làm cho trên 100.000 người lao động ngành than sẽ là thách thức lớn. Cần phải chuyển đổi một cách có trật tự, công bằng và đặc

biệt phải đặt người lao động vào vị trí trung tâm trong quá trình chuyển đổi năng lượng và loại bỏ nhiệt điện than.

4. KẾT LUẬN

Mỗi quốc gia khi triển khai Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia đều có những thách thức và những vấn đề phát sinh. Điều quan trọng là chúng ta cần nhận diện những thách thức và có những điều chỉnh về cơ chế, chính sách để đảm bảo hiện thực hóa được kế hoạch đề ra.

Bài báo đã nêu ra một số thách thức cơ bản liên quan đến LNG, CCUS, công nghệ mới và loại bỏ nhiệt điện than. Đó là những thách thức thực tế cần phải vượt qua để hiện thực hóa các mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Những thách thức liên quan đến vấn đề kinh tế, kỹ thuật cũng như sự sẵn sàng của công nghệ mà hiện nay vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu và thử nghiệm (công nghệ đồng đốt amoniac cùng với than, công nghệ sử dụng hydrogen trong các nhà máy nhiệt điện). Vì vậy, giai đoạn 2031-2050 của Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia vẫn còn nhiều nội dung không chắc chắn về mặt công nghệ □

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. AZEC(2023). *Asia Zero Emission Community (AZEC)*. Ministerial Meeting and AZEC Public-Private Investment Forum Held.
- [2]. Christopher P. Consoli, Neil Wildgust (2017). Current status of global storage resource. *Energy Procedia 114 (2017) 4623-4628*.
- [3]. EEFA (2022). Institute for Energy Economics and Financial Analysis. *The ill-fated Petra Nova CCS project: NRG Energy throws in the towel*.
- [4]. NEMP (2023). *The National Energy Master Plan (NEMP) for the 2021-2030 period, with a vision to 2050*. Decision No 893/QĐ-TTg, 26 July 2023
- [5]. PDP8 (2023). *National Power Development Plan for 2021 - 2030, with a vision to 2050*. Decision No 500/QĐ-TTg, 15 May 2023.
- [6]. Stavroula Giannaris, et al. (2021). *SaskPower's Boundary Dam Unit 3 Carbon Capture Facility - The Journey to Achieving Reliability*. GHGT-15.

SOME CHALLENGES IN IMPLEMENTING THE NATIONAL ENERGY MASTER PLAN - REFERRING TO EXPERIENCES FROM APEC COUNTRIES

Huy Quoc Phung

Asia Pacific Energy Research Centre, 1-13-1 Kachidoki, Tokyo 104-0054, Japan

ARTICLE INFOR

TYPE: Research Article

Received: 02/8/2024

Revised: 18/9/2024



Accepted: 20/9/2024
Corresponding author:
Email: huy.phung@aperc.or.jp

ABSTRACT

After the 26th Conference of Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (COP26), Vietnam updated and issued many new related policies to match its net emissions commitment of "0". Among them, the National Energy Master Plan for the period 2021 - 2030, vision to 2050 (National Energy Conservation Plan) and the National Electricity Development Plan for the period 2021 - 2030, vision to 2050 (Power Plan VIII) are two important policies approved by the Prime Minister in 2023.

According to assessments of domestic and international experts, the National Energy Conservation Plan and Power Plan VIII have sketched out the overall picture of Vietnam's Energy industry until 2050, demonstrating Vietnam's ambition in ensuring security. Energy security for economic development while achieving climate change goals as committed. Accordingly, the energy transition is clearly demonstrated and is an inevitable trend to achieve the goal of net zero emissions by 2050. The plans have boldly included many new technologies and energy sources with potential for application in the coming period such as coal co-firing technology with biomass or ammonia, offshore wind power, hydrogen fuel and imported liquefied natural gas (LNG). However, the implementation of the National Energy Master Plan will face many challenges not only in terms of investment capital but also in terms of technology because some new types of technology proposed in this plan are currently still in the testing phase. This article will outline some challenges when implementing the National Energy Master Plan, including: (1) the issue of developing LNG liquefied gas power, (2) carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology, (3) new technology and (4) the issue of eliminating coal-fired thermal power. From there, it helps policy makers and researchers have more information as well as experience in implementing similar systems in countries in the Asia-Pacific region (APEC).

Keywords: COP26, energy planning, Vietnam energy industry

@ Vietnam Mining Science and Technology Association