

NHỮNG KHÓ KHĂN, VƯỚNG MẮC TRONG CHUYỂN ĐỔI, PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG SẠCH

Lã Hồng Kỳ

Văn phòng Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực

Biến đổi khí hậu đang là thách thức nghiêm trọng toàn cầu trong đó có Việt Nam. Là một trong các quốc gia đang phát triển, Việt Nam chịu ảnh hưởng nặng nề bởi tác động của biến đổi khí hậu. Tại COP26, Việt Nam đã có những cam kết mạnh mẽ cùng gần 150 quốc gia cam kết đưa mức phát thải ròng về “0” vào giữa thế kỷ; cùng 48 quốc gia tham gia Tuyên bố toàn cầu về chuyển đổi điện than sang năng lượng sạch...

Cam kết của Việt Nam tại COP26 được cộng đồng quốc tế đánh giá cao. Nhiều quốc gia, tổ chức quốc tế, đối tác phát triển, tập đoàn đa quốc gia, đặc biệt là các định chế tài chính, tập đoàn lớn về năng lượng tái tạo đã cam kết, đề nghị được hợp tác với Việt Nam trong quá trình triển khai thực hiện cam kết.

Việc thực hiện những cam kết tại COP26 có nhiều thuận lợi và thách thức đan xen, trong đó khó khăn, thách thức là chủ yếu. Bài viết dưới đây sẽ nêu bật được bức tranh về tình hình phát triển Năng lượng tái tạo Việt Nam, các khó khăn vướng mắc cần được tháo gỡ để hiện thực hóa Quy hoạch điện phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến 2045 (Quy hoạch điện VIII)

1. TÌNH HÌNH PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

1.1. Cơ chế chính sách cho phát triển năng lượng tái tạo (NLTT)

Về mặt chủ trương chính sách, Chính phủ đã đặt ra mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo (NLTT) trong các tài liệu:

- Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam giai đoạn đến 2030 có xét đến năm 2050: đề ra tỷ lệ điện sản xuất từ NLTT (bao gồm cả thủy điện) trong tổng điện năng sản xuất của quốc gia phải đạt 38% vào năm 2020; 32% vào năm 2030 và 43% vào năm 2050.
- QHĐ7 điều chỉnh: Dự kiến các nguồn điện NLTT (bao gồm thủy điện nhỏ, điện gió, điện mặt trời, và điện sinh khối) sẽ chiếm 21% tổng công suất nguồn điện của quốc gia vào năm 2030.
- Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của

Bộ Chính trị: Quy định tỷ lệ nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045, tương ứng tỷ lệ điện năng của năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc là khoảng 30% năm 2030 và 40% năm 2045.

Để đạt được các mục tiêu NLTT nêu trên, Chính phủ Việt Nam đã ban hành nhiều cơ chế khuyến khích khác nhau cho các loại hình điện năng lượng tái tạo được đánh giá có tiềm năng lớn (Bảng 1).

Ngoài các cơ chế khuyến khích về giá mua điện như nêu trên, các dự án NLTT ở Việt Nam còn có thể được hưởng các cơ chế hỗ trợ khác như ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế nhập khẩu thiết bị, ưu đãi về sử dụng đất và tiếp cận tài chính.... Bảng dưới đây tóm lược các cơ chế ưu đãi khác của Chính phủ cho tất cả các loại dự án NLTT (Bảng 2).

Bảng 1. Tổng hợp cơ chế khuyến khích phát triển điện tái tạo hiện hành

Loại NLTT	Loại hình công nghệ	Cơ chế khuyến khích và hiệu lực	Giá bán (chưa VAT)
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	Sản xuất điện	Biểu giá chi phí tránh được	Biểu giá CPTĐ được Bộ CT công bố hàng năm
Điện gió (cho các dự án vào vận hành trước tháng 11/2021)	Dự án trên đất liền	FIT cho 20 năm	8,5 USCents/kWh
	Dự án ngoài khơi	FIT cho 20 năm	9,8 USCents/kWh
Sinh khối	Đồng phát nhiệt-điện	FIT cho 20 năm	7,03 USCents/kWh
	Không phải Đồng phát nhiệt-điện	FIT cho 20 năm	8,47 USCents/kWh
Điện từ chất thải	Thiêu đốt	FIT cho 20 năm	10,05 USCents/kWh
	Chôn lấp	FIT cho 20 năm	7,28 USCents/kWh
Điện mặt trời (đến hết 31/12/2020)	DMT nổi	FIT cho 20 năm	7,69 USCents/kWh
	DMT mặt đất	FIT cho 20 năm	7,09 USCents/kWh
	DMT mái nhà	FIT cho 20 năm	8,38 USCents/kWh

Bảng 2. Cơ chế khuyến khích cho dự án điện tái tạo nổi lưới tại Việt Nam

STT	Cơ chế khuyến khích tài chính	Mức độ
1	Thuế TNDN	Thuế suất TNDN: - 4 năm đầu kể từ năm có thu nhập chịu thuế: 0% - 9 năm tiếp theo: 5% - 2 năm tiếp theo: 10% - Các năm còn lại: 20%
2	Thuế nhập khẩu	Hàng hóa nhập khẩu làm tài sản cố định, vật liệu và bán thành phẩm không được sản xuất trong nước Nhà đầu tư nên kiểm tra Danh mục các hàng hóa và sản phẩm được miễn thuế nhập khẩu hàng năm được Bộ KHĐT công bố
3	Sử dụng đất	Tiền thuê đất ưu đãi theo quy định của Tỉnh
4	Phí bảo vệ môi trường	0%
5	Đầu tư	Ngân hàng Phát triển Việt Nam (VDB) cho vay lên tới 70% tổng chi phí đầu tư với lãi suất tương đương với mức lãi suất trái phiếu Chính phủ kỳ hạn 5 năm cộng với 1%/năm

1.2. Điện gió

Công suất điện gió đã bổ sung trong quy hoạch điện VII điều chỉnh là 11.921 MW.

Các dự án đã ký hợp đồng mua bán điện (PPA): 146 dự án với tổng công suất 8.171, 475 MW. Đến thời điểm 31/10/ 2021, mới chỉ có 84 dự án điện gió với tổng công suất 3.980,265 MW vào

vận hành. Gần 62% nguồn điện gió phê duyệt tập trung tại miền Nam với 7.339 MW, khoảng 37% tập trung tại miền Trung với 4.401 MW và khoảng 1% (120 MW) tại miền Bắc.

1.3. Điện mặt trời

Công suất các dự án điện mặt trời đã bổ sung quy hoạch: 15.400 MW, trong đó 96% tại miền Trung và miền Nam.

Các dự án, phần dự án đã được EVN công nhận ngày vận hành thương mại (COD) tính đến hết ngày 31/12/2020: 148 dự án với tổng công suất 8.652,9 MW.

Ngoài ra, trong giai đoạn 2016-2020 đã có 9.694 MWp/7.755 MWac nguồn điện mặt trời mái nhà đưa vào vận hành.

1.4. Đánh giá chung

Sự phát triển mạnh của các nguồn điện gió và điện mặt trời đã dẫn đến mất cân đối nguồn - tải theo miền do các nguồn điện gió, điện mặt trời phát triển chủ yếu tại miền Trung và miền Nam. Có 96% nguồn điện mặt trời (15.755 MW/16.428 MW) và toàn bộ nguồn điện gió (538 MW) đã vận hành tại miền Trung và miền Nam, trong khi chỉ có 4% nguồn điện mặt trời (673 MW) đã vận hành tại miền Bắc. Nguồn điện mặt trời mái nhà phát triển quá nhanh và cũng chủ yếu phát triển mạnh ở khu vực miền Trung và miền Nam đã góp thêm áp lực đến sự cân bằng nguồn - tải giữa các vùng miền.

2. VỀ PHÁT TRIỂN ĐIỆN KHÍ

Khác với năng lượng tái tạo, điện khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) có ưu điểm linh hoạt, có thể thay đổi khi cần. Ngoài ra, lượng phát thải các bon ít hơn một nửa so với điện than. Đồng thời điện khí LNG có khả năng đạt hơn 90% hệ số công suất khi cần thiết, không gặp phải tình trạng gián đoạn và phụ thuộc vào thiên nhiên như điện gió hay điện mặt trời.

Hiện nay, các dự án điện khí LNG trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh (bao gồm cả các dự

án mới được bổ sung quy hoạch) ở nước ta gồm có: (i) Chuỗi dự án khí điện LNG Thị Vải – Nhơn Trạch bao gồm Dự án kho cảng nhập khẩu LNG Thị Vải (công suất giai đoạn 1 là 1 triệu tấn LNG/năm, dự kiến hoàn thành năm 2022; giai đoạn 2 với công suất 3 triệu tấn LNG/năm, dự kiến hoàn thành vào năm 2023) và Dự án nhà máy điện khí LNG Nhơn Trạch 3&4 (tổng công suất khoảng 1500MW, dự kiến hoàn thành vào năm 2024-2025); (ii) Tổ hợp chuỗi dự án Nhiệt điện Sơn Mỹ bao gồm: Nhà máy Nhiệt điện Sơn Mỹ 1, 2 (Bình Thuận) có tổng công suất khoảng 4000MW. Dự kiến các nhà máy điện này sẽ đi vào vận hành vào các năm 2024-2027; (iii) Trung tâm Điện lực LNG Cà Ná (Ninh Thuận) giai đoạn 1 công suất khoảng 1500MW, tiến độ vận hành năm 2025-2026. (iv) Trung tâm Điện lực LNG Long Sơn giai đoạn 1 công suất khoảng 1200-1500MW, tiến độ vận hành năm 2025-2026; (v) Trung tâm nhiệt điện LNG Bạc Liêu với tổng công suất 3200MW, dự kiến đưa vào vận hành giai đoạn 2024-2027, trong đó, dự án giai đoạn 1 quy mô công suất 800MW đưa vào vận hành năm 2024-2025; Ngoài ra còn hàng loạt các dự án khác đang được các nhà đầu tư trong và ngoài nước để xuất nghiên cứu và phát triển tại các địa phương trong cả nước.

3. CÁC KHÓ KHĂN VƯỚNG MẮC TRONG QUÁ TRÌNH TRIỂN KHAI

3.1. Về công tác quy hoạch

Luật quy hoạch có hiệu lực từ 01/01/2019 có ảnh hưởng lớn đến công tác lập, thẩm định, và bổ sung vào quy hoạch các dự án điện. Chính phủ đã ban hành Nghị định số 37/2019/NĐ-CP của Chính phủ Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Quy hoạch, tuy nhiên trong quá trình thực hiện vẫn gặp một số vướng mắc chính đối với “Quy định về chuyển tiếp” “Về phạm vi” và “Về trình tự thủ tục bổ sung dự án vào Quy hoạch”.

Tính đồng bộ giữa các quy hoạch chưa cao giữa quy hoạch điện lực với quy hoạch một số lĩnh vực hạ tầng khác. Một số dự án điện đã có trong

quy hoạch phát triển điện lực nhưng chưa được địa phương cập nhật kịp thời vào quy hoạch, kế hoạch sử dụng đất nên ảnh hưởng đến tiến độ đầu tư xây dựng các dự án, đặc biệt là các dự án lưới điện.

Điện gió ngoài khơi mới chỉ ở giai đoạn chuẩn bị nhưng đã gặp phải khó khăn do chưa có quy hoạch điện gió ngoài khơi hoặc quy hoạch không gian biển.

3.2. Vướng mắc trong quy định pháp luật về đầu tư xây dựng cơ bản (ĐT XD)

Các quy định hiện hành về ĐT XD còn chưa thống nhất, đôi khi còn chồng chéo, gây ra nhiều khó khăn và dẫn tới công tác chuẩn bị đầu tư bị kéo dài;

Quá trình đàm phán bộ hợp đồng BOT và cấp giấy phép đầu tư vẫn bị kéo dài do liên quan đến nhiều Bộ, ngành. Các vướng mắc chủ yếu từ các vấn đề chính sách ưu đãi, chuyển đổi ngoại tệ, chấm dứt sớm hợp đồng, ý kiến pháp lý... Thời gian xem xét, cho ý kiến của các cơ quan quản lý nhà nước đối với các vấn đề liên quan thường kéo dài;

Quá trình đầu tư xây dựng phải thực hiện qua nhiều bước và nhiều cấp thẩm tra, phê duyệt, bên cạnh đó còn thiếu sự kết nối liên thông giữa công tác đầu tư xây dựng với các quy định pháp luật về đất đai, môi trường,... dẫn đến mất nhiều thời gian triển khai. Thậm chí có dự án còn gặp vướng mắc kéo dài do không rõ thẩm quyền phê duyệt.

3.3. Vướng mắc trong công tác giải phóng mặt bằng (GPMB)

Hiện nay hầu hết các dự án điện đều gặp khó khăn về GPMB, ảnh hưởng nghiêm trọng đến tiến độ thi công các công trình, khó khăn này do một số các nguyên nhân chính như sau:

Chính sách bồi thường hỗ trợ: Đơn giá đất thường thấp hơn giá chuyển nhượng thực tế; một số quy định liên quan đến bồi thường, hỗ trợ và tái định cư còn thiếu dẫn đến không có căn cứ áp dụng;

một số chính sách về bồi thường, hỗ trợ không theo kịp thực tế tại địa phương nên chưa tạo được sự đồng thuận của các hộ dân bị ảnh hưởng;

Công tác quản lý đất đai ở một số địa phương còn nhiều hạn chế, đặc biệt là đối với khu vực vùng sâu vùng xa, làm ảnh hưởng đến công tác xác định nguồn gốc đất, gây tranh chấp khiếu kiện kéo dài; một số nơi cán bộ quản lý đất đai có năng lực và trình độ chuyên môn hạn chế đã tác động không nhỏ đến sự chậm trễ trong công tác bồi thường, GPMB.

3.4. Vướng mắc trong thu xếp vốn đầu tư

Việc thu xếp vốn cho các Dự án hiện nay cũng gặp nhiều khó khăn do chủ trương hạn chế cấp bảo lãnh Chính phủ cho các dự án hạ tầng năng lượng; các nước OECD và nhiều tổ chức tín dụng quốc tế khác cũng hạn chế cho vay đối với các dự án nhiệt than. Các nguồn vốn ưu đãi (ODA) nước ngoài để đầu tư các dự án điện cũng rất hạn chế.

Việc thu xếp các nguồn vốn trong nước gặp nhiều khó khăn, do tại hầu hết các ngân hàng trong nước đã vượt hạn mức tín dụng đối với chủ đầu tư và các đơn vị liên quan.

3.5. Một số khó khăn riêng trong phát triển NLTT

- Về cơ chế giá:

Mức giá FIT đưa ra cho điện mặt trời (theo Quyết định 13/2020/QĐ-TTg) và điện gió (theo Quyết định 39/2018/QĐ-TTg), cùng thời hạn hợp đồng 20 năm và các ưu đãi về thuế, quyền sử dụng đất... rất hấp dẫn nhà đầu tư. Nhưng chúng đã hết hạn áp dụng. Giá FIT cho điện mặt trời hết hạn ngày 31/12/2020 và giá FIT cho điện gió hết hạn ngày 31/10/2021. Từ đó đến nay chưa có chính sách giá mua điện gió, điện mặt trời chuyển tiếp hoặc thay thế.

- Về kỹ thuật:

Do phụ thuộc nhiều vào điều kiện thời tiết, địa hình, khí hậu,... nên tiềm năng các nguồn NLTT thường tập trung ở một số tỉnh, địa phương nhất định trong khi phần lớn các tỉnh này có phụ tải

tiêu thụ tại chỗ nhỏ, do đó gây áp lực lên hệ thống lưới điện trong việc truyền tải công suất.

Trong hệ thống điện có tích hợp các nguồn điện mang tính bất định cao như điện gió, ĐMT nên cần phải tăng dự phòng của hệ thống nhằm đảm bảo sự ổn định hệ thống điện quốc gia, dẫn đến làm tăng chi phí đầu tư cho hệ thống.

Việc nghiên cứu, xây dựng và vận hành các thiết bị tích trữ điện năng; xây dựng các hệ thống lưới điện thông minh, xây dựng hệ thống dự báo thời tiết, khí tượng theo thời gian thực; các vấn đề về điều khiển trào lưu công suất, điều khiển điện áp; tần số, triệt tiêu sóng hài trong hệ thống có tỷ trọng lớn năng lượng tái tạo,... vẫn chưa đáp ứng đòi hỏi thực tế.

Trong thời gian qua, tiến độ xây dựng một số công trình lưới điện để đảm bảo giải tỏa công suất các nhà máy ĐG, ĐMT đã được bổ sung quy hoạch tại những tỉnh có tiềm năng lớn về điện gió, điện mặt trời như Ninh Thuận, Bình Thuận... còn chậm. Việc bổ sung quy hoạch các dự án mới tại các khu vực có khả năng đầy/quá tải chưa linh hoạt, mất nhiều thủ tục và thời gian.

Hiện nay, ở Việt Nam còn thiếu các doanh nghiệp sản xuất và cung cấp các thiết bị năng lượng tái tạo cũng như các dịch vụ liên quan. Do vậy, các công nghệ, thiết bị phần lớn phải nhập khẩu nên giá cả và khả năng cung cấp thiết bị phụ thuộc nhiều vào biến động của thế giới, cả về biến động thị trường, biến động về chính trị và các biến động không lường trước được.

- Về tài chính:

Đầu tư các dự án NLTT có nhu cầu về vốn lớn, tiềm ẩn rủi ro do công suất và sản lượng phụ thuộc thời tiết, khí hậu, khả năng thu hồi vốn lâu do suất đầu tư cao hơn nguồn năng lượng truyền thống. Vì vậy, các tổ chức tài chính, ngân hàng thương mại còn thấy nhiều rủi ro, kể cả về pháp lý nên thường chưa sẵn sàng cho vay đối với các dự án đầu tư vào lĩnh vực NLTT.

3.6. Một số khó khăn riêng trong phát triển Điện khí

Chuỗi dự án điện – khí bao gồm nhiều dự án thành phần (phát triển mỏ khí tự nhiên/nhập khẩu khí; vận chuyển, tồn chứa; các nhà máy điện). Vì vậy việc phát triển các chuỗi dự án này đòi hỏi tính đồng bộ cả về kỹ thuật và hiệu quả đầu tư của từng dự án thành phần trong khi giá khí (làm nhiên liệu) được khai thác từ mỏ ngoài khơi hoặc nhập khẩu nên cao hơn các loại nhiên liệu than/thủy điện. Đồng thời, giá nhiên liệu này chịu nhiều biến động của thị trường trong khi giá điện đang dẫn tiến tới thị trường cạnh tranh. Vì vậy, tính hiệu quả của từng dự án thành phần phụ thuộc vào nhiều yếu tố, khó lường trước, gây tâm lý e ngại cho các nhà đầu tư. Bên cạnh đó, các dự án này thường có vốn đầu tư rất lớn nên việc thu xếp các nguồn vốn đầu tư cần nhiều thời gian, thủ tục và phải đáp ứng các yêu cầu khắt khe của các tổ chức, đơn vị cấp vốn.

Các dự án này thường có yếu tố nước ngoài tham gia, thời gian thực hiện kéo dài (các dự án phát triển mỏ thường khoảng 7 năm, các dự án nhà máy điện 3-5 năm), do nhiều chủ đầu tư khác nhau thực hiện, chịu sự điều chỉnh của nhiều bộ luật liên quan. Vì vậy, trong quá trình triển khai chưa lường hết được những vướng mắc, ảnh hưởng đến tiến độ tổng thể của cả Chuỗi dự án.

Việc cung cấp nhiên liệu cho Dự án khó khăn và tiềm ẩn rủi ro: (i) Nhiên liệu khí: Tiến độ các dự án khí Lô B, khí Cá Voi Xanh đã chậm khoảng 2 năm so với dự kiến trong QHĐ VII điều chỉnh và còn có thể tiếp tục bị chậm; (ii) Nhiên liệu LNG nhập khẩu: Việc nhập khẩu LNG cho các dự án tiềm ẩn nhiều khó khăn, đặc biệt việc bổ sung quy hoạch và đầu tư phát triển các nguồn điện LNG với quy mô lớn sẽ có rủi ro trong việc đảm bảo an ninh cung cấp điện, logistic; với giá LNG đang cao như hiện nay và trong tương lai, nhà đầu tư sẽ đòi hỏi giá bán điện cao hơn so với cam kết trước năm 2020. (iii) Nhiên liệu dầu: Do các nguồn điện chính vào chậm thì phải tăng cường các nguồn điện phát bằng dầu, EVN cần tính kỹ các phương án nhập khẩu, tài chính để tránh trường hợp phải tăng giá điện đột xuất hoặc thua lỗ do phải tăng cường phát điện từ dầu.