

CHƯƠNG 8 **NGÀNH NĂNG LƯỢNG VÀ ĐIỆN LỰC**

TỔNG QUAN

Cơ quan liên quan: Văn phòng Chính phủ (VPCP), Bộ Công Thương (BCT), Bộ Tài nguyên và Môi trường (Bộ TNMT), Bộ Kế hoạch và Đầu tư (Bộ KHĐT), Bộ Tài chính (BTC), Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn (Bộ NN&PTNT), Bộ Khoa học và Công nghệ (Bộ KHCN)

Tiểu ban Phát triển Xanh thuộc EuroCham (GGSC) hoan nghênh và ủng hộ các ưu tiên của Chính phủ trong việc quản lý và phát triển thị trường năng lượng tại Việt Nam. Đặc biệt, chúng tôi đánh giá cao việc Nghị quyết 55¹ tập trung nhiều hơn vào năng lượng sạch và đưa ra lập trường có tầm nhìn sâu rộng hơn. EuroCham cũng ghi nhận các cam kết mà Việt Nam đưa ra tại COP 21, COP 26 cũng như được nhấn mạnh tại COP28, và mong muốn góp phần vào việc thực hiện các cam kết này thông qua sự hỗ trợ và hợp tác của khu vực tư nhân.

Năng lượng tác động đến mọi mặt của môi trường Việt Nam. Như vậy, cách tiếp cận để phát triển và truyền tải năng lượng một cách hữu ích và hiệu quả có thể làm tăng thêm hoặc giảm bớt các tác động đến khí hậu và môi trường.

EuroCham ghi nhận sự tăng trưởng về nhu cầu năng lượng sạch từ các công ty tiêu thụ điện, đặc biệt là các công ty quốc tế quy mô lớn đã thành lập, hoặc đang tìm cách đặt cơ sở tại Việt Nam và đang tìm kiếm nguồn năng lượng sạch cho doanh nghiệp của mình. Thông thường, đây là một phần trong cam kết của doanh nghiệp về việc sử dụng 100% năng lượng sạch, và trong nhiều trường hợp, doanh nghiệp đã đặt mục tiêu về năng lượng xanh rất lâu trước khi Việt Nam đưa ra cam kết phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 tại COP 26. Đây cũng chính là một phần của phong trào toàn cầu bắt nguồn từ kỳ vọng của người tiêu dùng. Ở nhiều nước châu Á, mục tiêu cung cấp 100% năng lượng sạch có thể đạt được mà không làm ảnh hưởng đến tài chính của người tiêu dùng.

Lĩnh vực năng lượng mặt trời và năng lượng gió của Việt Nam đã đạt được mức tăng trưởng nhanh chóng và ấn tượng với việc mở rộng quy mô lắp đặt điện mặt trời trong nước, ước cung cấp khoảng 27% tổng công suất sản xuất điện của cả nước vào cuối năm 2020, đạt 16.500MW điện mặt trời tính đến thời điểm này.

Chi phí sản xuất năng lượng sạch đã giảm khi thị trường có những dự án với quy mô lớn hơn và công nghệ được cải tiến. Cùng với việc tăng quy mô là tăng hiệu quả, chi phí trên một đơn vị cũng có thể giảm xuống. Song song đó, tiến bộ công nghệ dựa trên các giải pháp đã được kiểm tra và thử nghiệm có thể cung cấp năng lượng tái tạo một cách hiệu quả với mức rủi ro thấp, cho phép nâng cao khả năng cạnh tranh của ngành sản xuất năng lượng. Khi thị trường có thể kiểm soát và giảm thiểu rủi ro cho các nhà phát triển và người tiêu dùng trong các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn, năng lượng tái tạo có thể trở thành lựa chọn rõ nhất trên thị trường toàn cầu. Quan sát từ một số thị trường trên thế giới đã ủng hộ và cung cấp nền tảng ổn định để hình thành và phát triển năng lượng tái tạo cho thấy giá thành sản xuất năng lượng tái tạo trong cơ cấu nguồn điện, đặc biệt là thủy điện và điện gió ngoài khơi, thuộc vào hạng thấp nhất khi so sánh với năng lượng hóa thạch..²

Có thể nhìn thấy lợi ích kinh tế của xu hướng sử dụng năng lượng tái tạo ở Việt Nam khi các công ty cung cấp điện năng lượng mặt trời mái nhà có thể cung cấp cho người tiêu dùng sản xuất điện với giá rẻ hơn so với biểu giá của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Giảm chi phí vận hành là một lợi ích quan trọng đối với các nhà sản xuất và chúng tôi rất ủng hộ việc tiếp tục phát triển năng lượng sạch với chi phí thấp tại Việt Nam. Việc thúc đẩy kênh tiêu thụ năng lượng tái tạo trực tiếp mới cũng có thể giảm áp lực về nhu cầu nâng cấp hệ thống truyền tải của EVN. Từ đó, người sử dụng điện có thể mua điện được sản xuất trực tiếp từ các nguồn năng lượng tái tạo thông qua Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA, được thảo luận chi tiết hơn ở phần sau của chương này), là nền tảng để hỗ trợ quá trình chuyển đổi năng lượng và tránh tác động cũng như phụ thuộc vào hệ thống truyền tải điện khu vực và quốc gia .

1 Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11 tháng 2 năm 2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Nghị quyết 55).

2 Kể từ khi lập biểu giá điện gió ngoài khơi cho Đà Nẵng, chi phí trên mỗi MW (megawatt) đã giảm khoảng 60%. Tại Anh, chi phí thậm chí còn tăng hơn 70% và sự hỗ trợ cho ngành sản xuất điện gió ngoài khơi đã giúp lĩnh vực này trở thành hình thức sản xuất năng lượng rẻ nhất (so với các công nghệ nhiệt điện, điện hạt nhân và điện tái tạo).

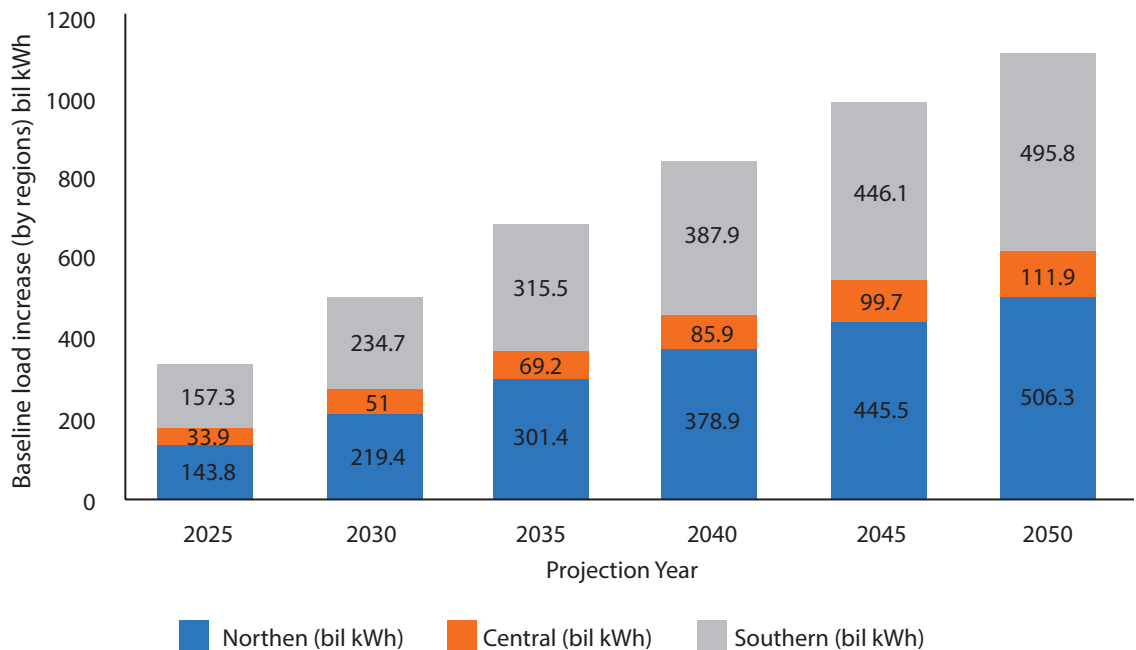
Điện sản xuất từ các nhà máy nhiệt điện than gây ô nhiễm không khí, nước và đất nhiều hơn so với điện được sản xuất từ bất kỳ nguồn nào khác và chịu tác động lớn bởi biến động giá than toàn cầu. Trước mắt, việc lắp đặt thêm các bộ lọc trong các nhà máy nhiệt điện than sẽ làm giảm lượng khí thải vốn phải được xử lý cẩn thận. Tuy nhiên, trong trung hạn, việc chuyển sang sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo trong nước và nghiêm túc tham gia vào việc sử dụng năng lượng có hiệu quả dường như sẽ tiết kiệm, an toàn và bền vững về mặt chiến lược hơn.

Nhu cầu năng lượng

Trong thập kỷ qua, nhu cầu năng lượng ở Việt Nam đã tăng lên đáng kể (trung bình 9,7%/năm), với tổng lượng điện sản xuất năm 2020 là 216,8 tỷ kWh, một phần là do sự mở rộng của ngành công nghiệp và đầu tư nước ngoài vào công nghiệp. Nhu cầu điện của các tỉnh phía Bắc tăng cao nhất (11,6%) so với các tỉnh miền Trung và miền Nam (6,9% và 8,7%).³ Dự báo phụ tải đến năm 2050 của Việt Nam cho thấy xu hướng hiện tại sẽ tiếp tục với khu vực miền Bắc và miền Nam khi đây là các trung tâm sản xuất có nhu cầu lớn nhất. Tuy nhiên, công suất lắp đặt hiện tại ở các khu vực này rất khác nhau. Trong khi miền Bắc có khoảng 50% điện than thì miền Nam có khoảng 30% điện than và khoảng 30% điện mặt trời.

Hình 1, tham khảo Báo cáo của Viện Năng lượng vào tháng 5 năm 2023, cung cấp thông tin tham khảo về dự báo nhu cầu năng lượng của miền Bắc, Trung và Nam.

Hình 1: Dự báo phụ tải (theo vùng) đến năm 2050
(Nguồn: Báo cáo PDP8 - Viện Năng lượng tháng 5/2023)



I. CƠ HỘI TỪ VIỆC PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

Phát triển ngành năng lượng tái tạo, áp dụng các công nghệ mới, lưu trữ điện và nâng cao hiệu quả, quy mô của hệ thống truyền tải sẽ mang lại nhiều lợi thế cho Việt Nam, bao gồm nhưng không giới hạn:

1. Cung cấp thêm các phương án phát điện và công nghệ truyền tải để đáp ứng nhu cầu năng lượng hiện tại và trong tương lai

³ Đánh giá tiềm năng đáp ứng nhu cầu tại Việt Nam. Báo cáo tư vấn cuối cùng được nộp cho Ngân hàng Phát triển Châu Á. Ngày 31 tháng 12 năm 2022.

2. Tăng cường an ninh năng lượng ở Việt Nam để giảm bớt sự phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu nước ngoài cũng như ảnh hưởng của những bất ổn liên quan đến nguồn cung (tính sẵn có) và những thay đổi về giá cả
3. Tạo việc làm/thích ứng:
 - a. Tạo ra một lượng lớn việc làm ở các vị trí quản lý, nhân viên văn phòng và công nhân ở tất cả các giai đoạn của dự án năng lượng tái tạo (phát triển, xây dựng, vận hành & bảo trì và ngừng hoạt động)
 - b. Dịch chuyển lực lượng lao động hiện tại, đặc biệt là từ các ngành tương tự như dầu khí, xây dựng, cảng biển, kỹ thuật dân dụng và điện, quản lý dự án, v.v.
 - c. Nâng cao kỹ năng của lực lượng lao động thông qua đào tạo và chia sẻ kiến thức để tạo điều kiện cho lực lượng lao động có tay nghề của Việt Nam phát triển một cách tự nhiên
4. Đầu tư và hoàn thiện/mở rộng chuỗi cung ứng khu vực và quốc gia
 - a. Cơ hội tham gia vào chuỗi cung ứng để phát triển và nâng cao năng lực hiện có của công ty
 - b. Thúc đẩy đầu tư nước ngoài vào chuỗi cung ứng của Việt Nam để nâng cao năng lực và khả năng đáp ứng nhu cầu của thị trường trong nước
 - c. Tạo ra một hoặc nhiều trung tâm điện gió ngoài khơi trên đất liền để phục vụ nhiều dự án tại Việt Nam và thu hút nhiều doanh nghiệp hỗ trợ
 - d. Tận dụng chuỗi cung ứng hiệu quả hiện có, lực lượng lao động lớn, cơ sở hạ tầng cảng tốt và quỹ đất sẵn có để phát triển thành trung tâm chuỗi cung ứng của Đông Nam Á nhằm phục vụ nhiều thị trường khác

Các khía cạnh việc làm và chuỗi cung ứng sẽ mang lại nguồn vốn phát triển kinh tế trực tiếp và gián tiếp cho quốc gia, khu vực và địa phương. Cũng cần lưu ý rằng mặc dù chính các nhà phát triển hoặc nhà thầu/nhà thầu phụ đều có lợi ích trực tiếp ngay lập tức trong các dự án năng lượng tái tạo và các khía cạnh của chuỗi cung ứng được sử dụng, có rất nhiều tác động “Cấp 3” cũng được tăng cường từ khoản đầu tư nước ngoài này. Nhiều ngành nghề hiện có sẽ nhận được nguồn vốn đầu tư thứ cấp và dẫn đến việc phát triển lưu trú lâu dài/ngắn ngày, giao thông vận tải (đường bộ/đường biển/hàng không), giải trí, ăn uống, hậu cần, v.v.

Cơ hội từ điện gió ngoài khơi

Điện gió ngoài khơi cần được coi là nguồn có chi phí thấp nhất, ít rủi ro nhất với công suất điện cơ sở lớn đến năm 2050. Quy hoạch phát triển điện lực VIII (PDP8) đặt mục tiêu phát triển điện gió ngoài khơi đạt 6GW vào năm 2030. Đây là một mục tiêu đầy tham vọng vì ngành điện gió ngoài khơi của Việt Nam vẫn còn ở giai đoạn sơ khai và các cơ chế pháp lý liên quan cần thiết để hỗ trợ phát triển điện gió ngoài khơi (chẳng hạn như sửa đổi Nghị định 11⁴, thuộc thẩm quyền của Bộ TNMT để cho phép khảo sát ngoài khơi) vẫn chưa được hoàn thiện. Bộ Công thương nên xem xét tạo điều kiện thuận lợi để phát triển nguồn điện gió ngoài khơi bằng cách xây dựng Hợp đồng mua bán điện (PPA) có hiệu lực quốc tế và kết hợp các cơ quan có chức năng cấp phép và quy hoạch tổng thể thành một cơ quan duy nhất, lý tưởng nhất là với các quy trình minh bạch và các mốc thời gian pháp định để cho phép các nhà phát triển đầu tư trên quy mô lớn trong một môi trường nơi rủi ro có thể quản lý được.

II. KHUNG PHÁP LÝ VỀ NĂNG LƯỢNG

EuroCham chúc mừng Chính phủ Việt Nam đã hoàn thiện Quy hoạch phát triển điện lực VIII (PDP8), được phê duyệt vào ngày 15 tháng 5 năm 2023. PDP8 đặt ra các mục tiêu ngắn hạn và dài hạn cho cơ cấu nguồn điện.

Bảng 1 cung cấp công suất phát điện dự kiến/theo kế hoạch cho Việt Nam đến năm 2030 và mức đóng góp của các dự án năng lượng này tính theo tỷ lệ phần trăm trong tổng nguồn cung.

4 Nghị định 11/2021/NĐ-CP ngày 10 tháng 2 năm 2021 của Chính phủ quy định việc giao các khu vực biển nhất định cho tổ chức, cá nhân khai thác, sử dụng tài nguyên biển (Nghị định 11).

Bảng 1: Công suất của các dự án phát điện được lắp đặt năm 2030 theo PDP8

Nguồn điện	Công suất lắp đặt (MW) 2022	Công suất lắp đặt (MW) 2030	Tỷ trọng (%) 2030
Điện gió trên bờ	3.980	21.880	14,5
Điện gió ngoài khơi		6.000	4,0
Nhà máy điện mặt trời	8.840	12.836	8,5
Điện mặt trời mái nhà	7.755		
Điện sinh khối và điện sản xuất từ rác	382	2.270	1,5
Thủy điện	22.022	29.346	19,5
Thủy điện tích năng		2.400	1,6
Pin lưu trữ (BESS)		300	0,2
Điện đồng phát (CHP)		2.700	1,8
Nhiệt điện than	24.100	30.127	20,0
Nhiệt điện khí trong nước	7.185	14.930	9,9
LNG nhập khẩu		22.400	14,9
Nguồn điện linh hoạt (nguồn khởi động nhanh; dịch vụ phụ trợ)		300	0,2
Điện dầu	1.500		
Nhập khẩu	572	5.000	3,3
Tổng cộng	76.336	150.489	100

Để có thể thực hiện được các mục tiêu này, Việt Nam cần xây dựng khung pháp lý dài hạn để đạt được mức phát thải ròng bằng 0 và đảm bảo quá trình chuyển đổi từ năng lượng hóa thạch sang năng lượng phát thải thấp. Kế hoạch thực hiện PDP8 dự kiến sẽ thực hiện được mục tiêu này, tuy nhiên, cũng cần phải phối hợp với các chính sách hiện có, cập nhật các quy định hiện hành cũng như ban hành các quy định mới, ví dụ như Luật Năng lượng tái tạo, để thúc đẩy các lĩnh vực này.

1. Chuyển đổi sản xuất điện than

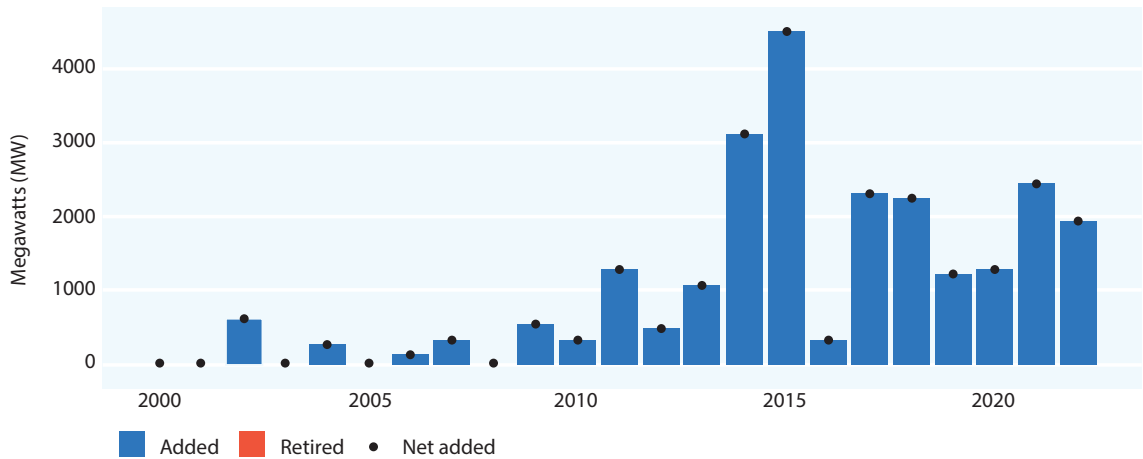
EuroCham nhận thấy sẽ không có khoản đầu tư nhà máy điện than mới nào sau năm 2030, như đã nêu trong PDP8, và hoàn toàn ủng hộ việc đình chỉ các dự án nhà máy nhiệt điện than chậm tiến độ, ví dụ như do không huy động được vốn.

Để hỗ trợ các mục tiêu giảm điện than và đảm bảo quy hoạch hiệu quả cơ sở hạ tầng phát điện và truyền tải điện nhằm lấp đầy khoảng trống khi loại bỏ điện than khỏi hệ thống năng lượng, cần xây dựng một lộ trình hiệu quả ở cấp quốc gia để chuyển đổi các nhà máy này. Lộ trình này cần xem xét nhu cầu duy trì và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đồng thời gắn với việc phát triển Hệ thống Thương mại Phát thải quốc gia (ETS).

Đặc biệt, nhìn vào vai trò của các nhà máy điện than của Việt Nam trong 10-20 năm tới (vì các nhà máy này còn rất mới, trong đó phần lớn công suất các nhà máy điện than đã được tăng thêm trong 15 năm qua), vẫn còn nhiều năm vòng đời kinh tế và kỹ thuật và việc này cần được quản lý cẩn thận. Điều này được thể hiện ở Hình 2, so sánh

giữa công suất điện than tăng thêm và giảm đi ở Việt Nam từ năm 2000. Việc giảm một phần sản xuất điện than và do đó sử dụng nhiên liệu hóa thạch có thể được khuyến khích khi xem xét vai trò của hydro (sử dụng amoniac làm nhiên liệu rắn) để đốt cùng với than trong một quá trình đồng đốt (co-firing). Nếu lượng amoniac này có thể được tạo ra thông qua các nguồn năng lượng tái tạo như gió thì có thể bắt đầu một hình thức chuyển đổi xanh ở cấp độ nhiệt điện song song với các nguồn năng lượng tái tạo mới.

Hình 2: Công suất điện than bổ sung (hoặc ngừng hoạt động) ở Việt Nam từ năm 2000⁵



2. Phát triển ngành năng lượng tái tạo

PDP8 đã được thiết kế để xét đến nhiều hình thức sản xuất năng lượng tái tạo trong nước, đồng thời tạo thêm cơ hội cho việc xuất nhập khẩu năng lượng tái tạo với các thị trường năng lượng lân cận.

Điện gió (ưu tiên điện gió ngoài khơi)

Điện gió là nguồn điện mới được phát triển trong 5-6 năm qua ở Việt Nam và sau khi khung pháp lý và biểu giá phù hợp được thiết lập, số lượng các nhà máy điện gió đã gia tăng nhanh chóng trên khắp Việt Nam. Tại thời điểm soạn thảo chương này, Việt Nam đã giới hạn phạm vi của các nhà máy điện gió ở các địa điểm trên bờ hoặc những khu vực được phân loại là gần bờ (vùng nước nông). Vùng gần bờ được coi là nằm trong phạm vi 6 hải lý tính từ bờ biển và thông thường các nhà máy điện/tua bin gió này được kết nối với bờ bằng một loạt cầu, mặc dù một số có thể tiếp cận được bằng thuyền.

Điện gió vẫn là ngành công nghiệp chưa được khai thác nhiều ở Việt Nam. Việt Nam có tiềm năng tương đối cao cho các dự án trên bờ và gần bờ, tuy nhiên, khi nhìn vào tốc độ gió và hiệu quả của điện gió xét về công suất phụ tải mà các dự án này có thể cung cấp dưới dạng điện năng, những cơ hội thực sự về điện gió ngoài khơi vẫn chưa được khai phá. PDP8 tập trung vào vai trò của điện gió ngoài khơi trong cơ cấu nguồn điện của Việt Nam, với mục tiêu 6GW vào năm 2030 và tầm nhìn 70-91,5GW vào năm 2050. Mặc dù mục tiêu đặt ra cao và còn tương đối nhiều khu vực để phát triển điện gió ngoài khơi, tuy nhiên tại thời điểm này các quy trình pháp lý và khả năng thực hiện các dự án này vẫn chưa rõ ràng.

Điện mặt trời (PV)

Việc sớm phát triển điện mặt trời sau khi đã quy định biểu giá ở mức phù hợp đã dẫn đến sự phát triển nhanh chóng của điện mặt trời quy mô thương mại và Điện mặt trời mái nhà. Sự mở rộng lĩnh vực này trên quy mô lớn, mang lại công suất vượt xa những mong đợi ban đầu đã tạo ra các vấn đề đối với lưới điện và nhu cầu thương mại bất ngờ về giá điện.

Ngành điện mặt trời tại Việt Nam vẫn còn rất nhiều tiềm năng, và nên được cơ cấu để đảm bảo thiết lập một cơ

⁵ Global Energy Monitor. Xem tại < <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/dashboard/>>, truy cập lần cuối ngày 13 tháng 10 năm 2023.

chế quản lý và kiểm soát hiệu quả hơn để giảm bớt lo ngại của Chính phủ. Cần phải thiết lập các quy định để có thể cấp điện từ các dự án điện mặt trời trực tiếp đến người dùng cuối (thay vì thông qua EVN và lưới điện), với việc bao tiêu trực tiếp dưới hình thức Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA), trong đó lợi ích và khả năng cung cấp năng lượng sạch có thể được thảo luận và thực hiện giữa nhà phát triển và người tiêu thụ điện dựa trên các yêu cầu kỹ thuật và pháp lý cần thiết. Điện mặt trời mái nhà có nhiều vai trò trong tiến trình phát triển năng lượng của Việt Nam và cơ chế DPPA có thể mang lại sự đảm bảo cho điều đó hơn. Khả năng triển khai các hệ thống điện mặt trời mái nhà (có thể được kết nối với lưới điện và “điện sau công tơ” (behind the meter)), cho phép việc tiêu thụ điện được linh hoạt hơn tùy thuộc vào nhu cầu năng lượng của địa phương/vùng miền hoặc nhu cầu thực tế của người tiêu thụ điện, ví dụ: ở cấp độ công nghiệp.

Điện mặt trời cũng có thể được triển khai trong các tình huống sử dụng đất hai mục đích, như đã được thấy trên toàn cầu khi kết hợp với các hồ chứa thủy điện dưới dạng điện mặt trời nổi (có thể được kết hợp với nuôi trồng thủy sản), cộng sinh với một số hình thức canh tác nhất định như nông nghiệp và chăn thả gia súc, v.v.

3. Các khía cạnh hiện tại hạn chế sự phát triển và tiến bộ của ngành năng lượng tái tạo

Chưa có kế hoạch thực hiện PDP8

- **Quy trình lựa chọn nhà đầu tư chưa rõ ràng** – hiện tại không có quy định rõ ràng về cách lựa chọn nhà đầu tư cho các dự án năng lượng trong tương lai, đặc biệt là với các công nghệ năng lượng tái tạo mới nếu các cơ chế thí điểm được thực hiện và các tiêu chí cho những cơ chế này, hoặc khả năng lựa chọn qua hình thức đấu thầu.
 - Khảo sát điện gió ngoài khơi và liên kết lựa chọn nhà đầu tư – Thiếu sự liên kết và lộ trình để được cấp phép thực hiện khảo sát ngoài khơi (theo Nghị định 11 – đang chờ xử lý, dưới sự quản lý của Bộ TN&MT), và sau đó là lợi ích của việc đảm bảo và thực hiện khảo sát theo các yêu cầu của Kế hoạch thực hiện và quy trình Lựa chọn nhà đầu tư (thuộc sự quản lý của Bộ Công Thương với sự hỗ trợ của các tỉnh) về cách thức lựa chọn dự án và nhà đầu tư được chọn.
- **Tập trung đấu giá ngay lập tức sẽ dẫn đến chậm trễ và nguy cơ không hoàn thành dự án** – Chúng tôi lo ngại rằng để thực hiện một quy trình cạnh tranh hoàn chỉnh nhằm giảm chi phí, Chính phủ sẽ có xu hướng thúc đẩy các quy trình đấu giá cho các dự án phát triển mới. Một số thị trường, đặc biệt là điện gió ngoài khơi, đã cho thấy việc thực hiện đấu giá ngay lập tức khi một ngành năng lượng tái tạo mới hình thành đã dẫn đến sự chậm trễ và sự cần thiết phải đàm phán lại biểu giá vì các dự án ban đầu không thể được bàn giao với mức giá đã xác định từ trước (ví dụ như Pháp và gần đây là giai đoạn đầu của các nhà máy điện gió ngoài khơi Vòng 1 của Nhật Bản).
- **Thị trường bán lẻ và cải cách giá điện** – Cần phải đánh giá toàn diện và khai thác tối đa tiềm năng thị trường bán lẻ cũng như cải cách giá điện để tăng tính minh bạch và sự đảm bảo (giảm rủi ro) để khuyến khích đầu tư thêm từ khu vực tư nhân (nhà phát triển) và các ngành thuộc chuỗi cung ứng bắt buộc tương ứng.

Cách tiếp cận một cửa cũng nên được cân nhắc, với sự tham gia của Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPTEVNNPTEVNEVNNPT EVNNPT) và tất cả các bên liên quan trong việc xây dựng Kế hoạch truyền tải điện chiến lược, và cho phép công ty điện của nhà nước quản lý và điều phối nguồn tài chính tư nhân cho cơ sở hạ tầng truyền tải điện. Ngoài ra, Bộ Công Thương cần đẩy nhanh việc hoàn thiện Luật Điện lực sửa đổi để có thể áp dụng vào thực tế, xem xét cho phép các chủ đầu tư xây dựng đường dây truyền tải 220kV và 500kV của riêng mình kết nối với lưới điện quốc gia theo mã lưới điện quy định. Để đẩy nhanh việc phát triển điện gió ngoài khơi, Bộ Công Thương nên xem xét triển khai một số dự án thí điểm được thực hiện bởi cả doanh nghiệp nhà nước và các nhà phát triển tư nhân để sau đó có thời gian xây dựng lộ trình định giá điện rõ ràng cho một hệ thống đấu giá minh bạch và hiệu quả, có hiệu lực sau khi thực hiện các dự án thí điểm này cho đến ít nhất năm 2030. Có thể bắt đầu thực hiện một cơ chế chuyển đổi để tập trung vào cách tiếp cận các dự án thí điểm như vậy. Về vấn đề này, khi điều chỉnh quy trình đấu giá hiệu quả, Việt Nam cần đảm bảo chỉ những công ty/tập đoàn có năng lực tài chính và kỹ thuật để cung cấp nguồn điện an toàn, ổn định, giá rẻ và đúng thời hạn mới được phép tham gia vào quá trình đấu giá. Tương tự như vậy, cần xác định đầy đủ các điều kiện và quyền hạn để có thể được thực hiện ngay sau khi thực hiện đấu giá.

Năng lượng sạch, kết hợp với pin lưu trữ, đã được chứng minh là những nguồn cung cấp điện đáng tin cậy và rẻ ở các thị trường khác. Chúng tôi đã nêu vấn đề pin lưu trữ này trước đây và chúng tôi hoan nghênh việc Bộ Công

thương đưa Hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) vào cơ cấu nguồn điện với công suất dự kiến là 300 MW vào năm 2030. Tuy nhiên, hiện tại chưa có khung pháp lý về BESS. Chúng tôi mong rằng Bộ Công Thương sẽ cân nhắc và thực hiện các khuyến nghị của EuroCham để cho phép lưu trữ ngay tại các nhà máy điện mặt trời, đồng thời sửa đổi các văn bản liên quan cho phù hợp. Ngoài ra, EVN cũng nên nghiên cứu những lợi ích của việc lưu trữ điện với lượng lớn tại các nhà máy năng lượng sạch thuộc mọi loại hình, bao gồm các công trình điện mặt trời trên mái nhà.

Tính khả dụng của nguồn điện lưới - Nâng cấp kịp thời và độ chắc chắn

- Một trong những khía cạnh quan trọng đòi hỏi sự chắc chắn từ các nhà phát triển điện tái tạo là khả năng tin tưởng vào việc tiêu thụ lượng điện mà họ tạo ra/truyền tải, và do đó, sự rõ ràng và đảm bảo trong lưới điện thông qua EVN và/hoặc EVNNPTEVNNPTEVNNPT là rất quan trọng để cho phép các dự án này được thực hiện. Các khía cạnh chính bao gồm việc xem xét và giải quyết:
 - Thiếu chi tiết và cam kết về cơ sở hạ tầng lưới điện – PDP8 ban đầu (được thông qua tháng 5 năm 2023) không bao gồm các bản cập nhật lưới điện chi tiết mới đây trong Phụ lục. Một kế hoạch rõ ràng về cách thức và thời điểm nâng cấp cơ sở hạ tầng lưới điện cần thiết và các hệ thống truyền tải liên quan cần được cập nhật để hỗ trợ thực hiện các dự án năng lượng tái tạo theo kế hoạch ở cấp tỉnh hoặc khu vực. Ngoài ra, cần thiết kế một thỏa thuận thương mại rõ ràng hơn với các cơ chế đền bù cần thiết để đảm bảo cơ sở hạ tầng lưới điện và truyền tải điện được triển khai theo thỏa thuận với chủ đầu tư nhằm tránh thất thoát doanh thu và sản xuất điện không thể sử dụng được.
 - Hệ thống cân bằng phụ tải và truyền tải xuyên quốc gia bị hạn chế – Khả năng nâng cấp để sản xuất điện tái tạo thường có thể giúp giảm chi phí, tuy nhiên điều này phải được cân bằng với những rủi ro liên quan đến công nghệ mới ở các thị trường chưa khai thác. Các kế hoạch năng lượng đầy tham vọng được thiết lập trong PDP8 cần có cách tiếp cận mang tính chiến lược và tổng thể để đảm bảo năng lượng có thể được thu gom và phân phối trên toàn quốc (và thậm chí cả trên quy mô quốc tế) một cách hiệu quả. Cần có các cơ chế và cơ sở hạ tầng cân bằng phụ tải, phân phối/lưu trữ/chuyển mạch phù hợp để tránh thất thoát và tối đa hóa cơ hội mà năng lượng xanh mang lại cho Việt Nam.

Sửa đổi và thực hiện Luật Điện lực

- Xác định rõ cơ quan chịu trách nhiệm thiết lập và duy trì hệ thống truyền tải trên bờ và sau đó là làm rõ cách thức các bên liên quan thực hiện việc này một cách minh bạch
- Nếu không có đầu tư tư nhân, việc nâng cấp lưới điện và cơ sở hạ tầng truyền tải mới có thể sẽ bị trì hoãn. Một cơ chế rõ ràng cho phép các nhà phát triển dự án đầu tư trực tiếp vào mạng lưới truyền tải sẽ giảm bớt áp lực tài chính cho EVN và mang lại sự chắc chắn để họ yên tâm thực hiện dự án. Điều quan trọng là cần có sự tham gia của EVN để đảm bảo quy định về lưới điện phù hợp và hệ thống điện trên quy mô rộng lớn hơn được cung cấp với chất lượng yêu cầu và ở định dạng mà EVN có thể quản lý hiệu quả và đáng tin cậy.
- Nếu không có sự thực thi và hướng dẫn chi tiết về Luật Điện lực mới được phê duyệt gần đây, sẽ có những hạn chế trong việc kết nối với cơ sở hạ tầng lưới điện hỗ trợ. Sự tham gia và đầu tư của khu vực tư nhân có thể giải quyết/hỗ trợ giải quyết vấn đề này.
- Nếu không có một kế hoạch chiến lược rộng lớn hơn với một lượng vốn đầu tư đáng kể có thể được tiếp cận từ khu vực tư nhân thì các kết nối năng lượng tái tạo tiếp theo có thể sẽ bị cản trở/chậm trễ.

Việc cho phép nhà đầu tư đáp ứng yêu cầu xây dựng đường dây truyền tải 220kV và 500kV sẽ giúp phát huy lợi ích cho hệ thống truyền tải và phân phối điện bằng cách tiếp tục hỗ trợ xây dựng các nhà máy điện tái tạo quy mô lớn như điện gió ngoài khơi.

Chức năng của Hợp đồng mua bán điện (PPA)

Tại thời điểm biên soạn chương này, các nhà phát triển và nhà khai thác vẫn còn mơ hồ về nhiều nội dung của PPA liên quan đến việc chủ sở hữu không có toàn quyền kiểm soát liên quan đến khả năng đảm bảo kinh doanh có lợi nhuận và có thể dự đoán được trong dài hạn. Bản chất độc lập của các cuộc đàm phán về PPA giữa các nhà phát triển dự án năng lượng tái tạo và EVN cũng cho phép đưa ra nhiều điều khoản và biểu giá khác nhau giữa các dự án, từ đó có thể tạo ra sự thiên vị và cách tiếp cận biệt lập hơn trong việc quản lý các dự án riêng biệt.

Chúng tôi hiểu rằng trên một quốc gia rộng lớn như Việt Nam, nhu cầu năng lượng, mức công suất sản xuất và khả năng truyền tải có thể khác nhau đáng kể giữa các tỉnh và thậm chí giữa các huyện. Tuy nhiên, cách tiếp cận phù hợp hơn sẽ mang lại lợi ích cho cả EVN và các nhà phát triển/nhà khai thác trong tương lai. Vẫn còn một số khúc mắc trong các lĩnh vực sau:

- Cắt giảm sản lượng - việc chấp nhận sản xuất điện tại địa phương vào lưới điện theo biểu giá được xác định trước phải tuân theo quy định về Cắt giảm sản lượng được cho phép và không bị giới hạn
- Điều khoản chấm dứt do thiếu cơ chế bồi thường thỏa đáng
- Cần có luật điều chỉnh được quốc tế công nhận nếu xảy ra tranh chấp
- Cố định theo chỉ số tiền tệ để ổn định giá bao tiêu

Để đảm bảo tài chính, cần cần nhắc ban hành một Hợp đồng mua bán điện mới dành riêng cho điện gió ngoài khơi để có thể xác định và giải quyết các vấn đề chính mà các bên cho vay quốc tế quan tâm sau đây:

- Việc cắt giảm sản lượng cần được duy trì ở mức bền vững với EVN để thực hiện trách nhiệm chứng minh trong trường hợp cắt giảm kỹ thuật, đồng thời có định nghĩa và danh sách cụ thể các sự kiện bất khả kháng trong đó bao gồm cả việc cắt điện ngoài kế hoạch
- Điều khoản chấm dứt hợp đồng và bồi thường thỏa đáng
- Quy trình phân xử quốc tế (sử dụng tòa án quốc tế được công nhận cho các khoản đầu tư quy mô lớn)
- Biểu giá bằng Đô-la Mỹ hoặc ít nhất là theo chỉ số tiền tệ và đảm bảo tính ổn định
- Cách tiếp cận giá cước từng khu vực nên có sự khác biệt như cách tiếp cận giá năng lượng mặt trời, hay vấn đề tốc độ gió khác nhau đáng kể giữa các vùng ở Việt Nam, cũng cần được xem xét khi ấn định giá bao tiêu PPA. Chúng tôi cũng cho rằng nên điều chỉnh PPA giữa EVN và các nhà sản xuất năng lượng sạch để phù hợp với tiêu chuẩn quốc tế và gạt hái được toàn bộ lợi ích, giảm chi phí của quá trình đấu giá theo kế hoạch. PDP8 chưa bao gồm biểu giá điện công nghiệp và thương mại đầy đủ và cần xác định rõ ràng hơn Lộ trình về Biểu giá điện đến năm 2025 – Kế hoạch thực hiện PDP8 nên tìm cách thực hiện điều này. Ngoài ra, nên cho phép người tiêu dùng điện tiếp cận với năng lượng sạch bằng cách thực hiện DPPA trong chương trình thí điểm và giảm bớt các rào cản quy định ban đầu đối với các nhà máy năng lượng sạch “sau công tơ điện” theo kế hoạch trong Nghị quyết 68 của Chính phủ,⁶ giảm các tục hành chính trong việc cấp phép.

Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA)

Những diễn biến trên thị trường năng lượng trên toàn cầu và trong khu vực đã làm tăng đáng kể khả năng thị trường năng lượng vào năm 2030 sẽ tập trung nhiều hơn vào các năng lượng chi phí thấp và ít phụ thuộc hơn vào nhiên liệu hóa thạch. Điều này sẽ dẫn đến việc tạo ra các hệ thống năng lượng đa dạng, ổn định, đáng tin cậy với chi phí hợp lý hơn; thậm chí còn nhiều hơn ở những thị trường có cạnh tranh công khai và tiếp cận được với nguồn vốn quốc tế.

Ngày càng có nhiều tập đoàn toàn cầu trực tiếp mua năng lượng tái tạo từ các nhà sản xuất điện độc lập tại Việt Nam. Họ cũng đã thể hiện sự quan tâm của mình trong việc mua năng lượng tái tạo thông qua Hợp đồng Mua bán Điện Trực tiếp (DPPA) được đề xuất và sản xuất năng lượng sạch của riêng họ trong các nhà máy điện với hệ thống quản lý tài sản năng lượng bằng chương trình lưu trữ “sau công tơ điện” có quy mô lớn hơn. Sự chắc chắn trong việc đảm bảo cung cấp “năng lượng xanh” giúp giải quyết nhu cầu đáp ứng các mục tiêu của doanh nghiệp và nhu cầu của nhà đầu tư.

Mục tiêu “100% năng lượng sạch” là mục tiêu đầy thách thức. Tuy nhiên, đây là mục tiêu đã trở nên phổ biến đối với các công ty trên toàn cầu, bao gồm cả những công ty thuộc “Nhóm RE100”.⁷ Để hỗ trợ các sáng kiến này, chúng tôi hoan nghênh việc thực hiện ngay Đề án thí điểm DPPA với các tiêu chí phù hợp và thiết lập một quy trình hiệu quả để lựa chọn dự án thí điểm và giảm bớt gánh nặng pháp lý cho các công ty muốn triển khai các

⁶ Nghị quyết 68/NQ-CP ngày 12 tháng 5 năm 2020 của Chính phủ ban hành Chương trình cắt giảm, đơn giản hóa quy định liên quan đến hoạt động kinh doanh giai đoạn 2020- 2025 (Nghị quyết 68).

⁷ RE100 là sáng kiến năng lượng tái tạo của doanh nghiệp toàn cầu quy tụ hàng trăm doanh nghiệp lớn và đầy tham vọng cam kết sử dụng 100% điện tái tạo.

nhà máy năng lượng sạch “sau công tơ điện”. Cả hai biện pháp này sẽ giúp từng công ty riêng lẻ đạt được mục tiêu cung cấp năng lượng sạch 100% của riêng mình.

Thiếu sự thống nhất giữa tiêu chuẩn Việt Nam và tiêu chuẩn quốc tế

Một khía cạnh cần được thực hiện với đầu tư nước ngoài và đầu tư vốn quy mô lớn vào các dự án năng lượng tái tạo mới là phải đảm bảo tuân thủ yêu cầu về chất lượng cho các mục đích tài chính và bảo hiểm. Cần phải kết hợp các tiêu chuẩn quốc tế về Chứng nhận, Chất lượng, Sức khỏe, An toàn và Môi trường để đáp ứng yêu cầu của các công ty phát triển và tài trợ quốc tế cũng như yêu cầu bảo hiểm bắt buộc cho các dự án lớn này. Chắc chắn sẽ có một số khoảng trống và sự bất cân xứng giữa nhu cầu của Việt Nam và nhu cầu của các khoản đầu tư nước ngoài, do đó cần phải xác định và giải quyết những vấn đề này.

III. TRUYỀN TẢI ĐIỆN

Việt Nam đã thiết lập một lộ trình đầy hứa hẹn để chuyển đổi năng lượng thông qua Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia đến năm 2030 và tầm nhìn đến năm 2050 (PDP8). Tầm nhìn của PDP8 sẽ góp phần đạt được các mục tiêu về khí hậu, tăng cường an ninh năng lượng và đảm bảo khả năng cạnh tranh về nguồn cung trong tương lai. PDP8 đặt ra một số mục tiêu, bao gồm phát triển lưới điện truyền tải 500 kV và 220 kV để đảm bảo cung cấp điện hiệu quả và đáng tin cậy. Để đạt được các mục tiêu này, phạm vi đầu tư cho lưới điện truyền tải từ năm 2021 đến năm 2050 như sau:

- **Giai đoạn 2021-2030:** Xây dựng mới 49.350 MVA và cải tạo 38.168 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 12.300 km và cải tạo 1.324 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 78.525 MVA và cải tạo 34.997 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 16.285 km và cải tạo 6.484 km đường dây 220 kV.
- **Giai đoạn 2031-2050:** Xây dựng mới 40.000 - 60.000 MW dung lượng trạm HVDC và 5.200 - 8.300 km đường dây HVDC; xây dựng mới 90.900 - 105.400 MVA và cải tạo 117.900 - 120.150 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 9.400 - 11.152 km và cải tạo 801 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 124.875 - 134.125 MVA và cải tạo 105.375 - 106.750 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 11.395 - 11.703 km, cải tạo 504 - 654 km đường dây 220 kV.

Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPTE) của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) chịu trách nhiệm đầu tư, quản lý vận hành và bảo trì hệ thống truyền tải điện quốc gia. Tính đến năm 2022, EVNNPTE giám sát quản lý 74.370 km đường dây 500 kV và 220 kV, cùng 184 trạm biến áp với công suất 114.645 MVA. Năm 2022, EVNNPTE đạt 16.868 tỷ Đồng vốn đầu tư (711 triệu Đô-la Mỹ), đạt 83,1% kế hoạch ban đầu. Fitch Ratings đã nâng xếp hạng tín nhiệm của EVNNPTE từ BB lên BB+ vào tháng 4/2023, trong khi xếp hạng tín nhiệm của EVN vẫn duy trì ở mức BB kể từ năm 2019.

Trong giai đoạn 2016-2020, vốn đầu tư hàng năm của EVNNPTE đạt xấp xỉ 0,8 tỷ Đô-la Mỹ nhưng trong thời kỳ đại dịch, con số này giảm xuống còn 0,5-0,6 tỷ Đô-la Mỹ/năm. Tuy nhiên, theo PDP8 đã được phê duyệt, cần có những khoản đầu tư đáng kể để phát triển lưới điện truyền tải trong ba thập kỷ tới. Trong các giai đoạn 2021-2030 và 2031-2050 sắp tới, các khoản đầu tư này lần lượt lên tới 14,9 tỷ Đô-la Mỹ (đầu tư hàng năm là 1,5 tỷ Đô-la Mỹ) và 34,8-38,6 tỷ Đô-la Mỹ (đầu tư hàng năm là 1,7-1,9 tỷ Đô-la Mỹ). Điều này có nghĩa là nhu cầu đầu tư vào truyền tải điện trong giai đoạn 2021-2030 sẽ tăng gần gấp ba lần, đòi hỏi những cách tiếp cận mới và hấp dẫn để khuyến khích vốn đầu tư vào phân khúc truyền tải điện của Việt Nam. Ngoài nhu cầu đầu tư, cần phải có sự chuyển đổi về mặt tổ chức, quy trình và nhân lực để EVNNPTE có thể vận hành các tài sản và hệ thống hiện có đồng thời mở rộng quy mô và xây dựng cơ sở hạ tầng mới.

Rào cản trong việc mở rộng phạm vi truyền tải và nâng cao hiệu quả mạng lưới

Việt Nam đã nhiều lần chậm trễ trong đầu tư vào truyền tải điện, làm giảm đáng kể độ tin cậy của việc cấp điện ở Việt Nam. Hạn chế trong sự phát triển của ngành truyền tải điện ở Việt Nam có thể bắt nguồn từ một số rào cản:

- **Giá truyền tải thấp:** Cấu phần giá truyền tải ở Việt Nam tương đối thấp so với các nước khác và giảm dần trong những năm gần đây. Năm 2022, giá truyền tải “tem bưu điện thống nhất” là 75,85 đồng/kWh và mặc dù mới tăng nhẹ lên 79,08 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế GTGT) (~0,33 cent (0,32 cent/kWh), tương đương với 25-30% giá ở các nước khác. Điều này khiến EVNNPTE (chủ sở hữu tài sản) có khả năng sinh lời thấp, với

lợi nhuận ít ỏi là 43,4 tỷ đồng (1,83 triệu Đô-la Mỹ) năm 2022 mặc dù có giá trị tổng tài sản cao, 83.519 tỷ đồng (3,52 tỷ Đô-la Mỹ). Đối với các dự án này, lợi nhuận đầu tư kém hấp dẫn không thu hút khu vực tư nhân. Tính toán của EVN cho thấy cần quy định giá truyền tải ít nhất 170,61 đồng/kWh (0,72 cent/kWh) vào năm 2025 để đảm bảo hiệu quả đầu tư.

- ii. Hạn chế về huy động tài chính: EVNNPTE đã tìm kiếm nguồn tài trợ bên ngoài từ các ngân hàng, tổ chức trong nước và quốc tế để đáp ứng nhu cầu đầu tư vào truyền tải điện. Theo truyền thống, EVNNPTE cũng xin hỗ trợ tài chính dựa vào các khoản vay Hỗ trợ Phát triển Chính thức (ODA), nhưng trong nhiều năm qua, những cơ hội này đã không còn do những thay đổi trong chính sách ODA của Chính phủ. Tuy nhiên, vốn chủ sở hữu, tiền mặt và tổng vốn của EVNNPTE không đủ để đáp ứng đầy đủ các yêu cầu đầu tư tài trợ thương mại. Các ngân hàng quốc gia cũng đang đạt mức trần tín dụng cho EVNNPTE, hạn chế khả năng của các ngân hàng trong việc đáp ứng nhu cầu tài trợ.
- iii. Khó thu hồi đất: Việc thu hồi đất đã trở thành một thách thức do giá đất trên thị trường tăng đáng kể - vượt qua giá của chính phủ. EVNNPTE phải tuân thủ giá đất của chính phủ, làm phức tạp thêm quá trình thu hồi đất. Hơn nữa, việc thu hồi đất rừng cũng tốn rất nhiều thời gian và công sức do có nhiều thủ tục phức tạp. Ngược lại, khu vực tư nhân lại linh hoạt hơn vì có thể đàm phán và xác định mức bồi thường trực tiếp với các cá nhân bị ảnh hưởng trong quá trình thu hồi đất.
- iv. Nhu cầu ngoài dự tính về mở rộng mạng lưới truyền tải do phát triển năng lượng tái tạo: Việc bổ sung nhanh chóng các dự án điện mặt trời và điện gió trên bờ vào lưới điện quốc gia, chủ yếu ở khu vực miền Trung với nhu cầu địa phương thấp, đã dẫn đến những hạn chế không lường trước được về truyền tải để tích hợp sản xuất điện tái tạo không liên tục. Mặc dù việc cắt giảm mạnh hoạt động sản xuất năng lượng tái tạo trong năm 2021 và 2022 có thể đặt ra câu hỏi về sự mơ hồ giữa nguyên nhân làm hạn chế mạng lưới truyền tải và vấn đề kinh tế trong việc giảm thiểu chi phí mua điện từ các nguồn điện giá cao trong bối cảnh khủng hoảng lũ của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), điều này ở một mức độ nhất định còn gây áp lực buộc EVNNPTE phải đầu tư vào nhiều dự án truyền tải hơn để đáp ứng công suất năng lượng tái tạo dư thừa này. Việc nâng cao công suất kết nối truyền tải còn hạn chế giữa miền Bắc và miền Trung ngày càng trở nên bức thiết. Cần nâng cấp và phát triển hạ tầng hệ thống truyền tải để đảm bảo an ninh và việc cung cấp điện thông suốt tại các khu vực này.
- iv. Chưa có quy định về đầu tư tư nhân: Luật Điện lực sửa đổi năm 2022 cho phép mọi thành phần kinh tế, bao gồm cả đầu tư tư nhân và hợp tác công tư (PPP), tham gia vào các dự án lưới điện truyền tải. Tuy nhiên, đầu tư tư nhân và PPP trong phân khúc truyền tải chịu những hạn chế liên quan đến độc quyền của nhà nước, đồng thời cũng không có hướng dẫn cho EVNNPT vận hành và bảo trì các dự án truyền tải tư nhân theo mô hình Xây dựng và Chuyển giao. Phạm vi cụ thể của lưới điện truyền tải dành cho khu vực tư nhân và EVNNPTE sẽ được xác định trong dự thảo Kế hoạch thực hiện PDP8 hiện đang được Bộ Công thương chuẩn bị và sẽ ban hành trong năm 2023.
- v. Thiếu thi trường điện trong khu vực: Việt Nam và các nước láng giềng có các nguồn phát điện khác nhau với nhiều công suất lắp đặt khác nhau. Cơ hội tối ưu hóa các nguồn lực ở cấp khu vực thay vì cấp quốc gia sẽ làm tăng độ linh hoạt và khả năng tối ưu hóa kinh tế. Các kết nối mạng tạo ra tác dụng “tổng hợp” để làm dịu đi những biến động trong nước. Mỗi nguồn năng lượng tái tạo đều có những đặc điểm riêng, nhưng về cơ bản, điều cần thiết là phải đa dạng hóa các nguồn tài nguyên này trong một khu vực chứ không phải trong một quốc gia. Lưới chia ô sẽ giảm thiểu sự biến đổi và tăng hệ số công suất tổng thể; từ đó đảm bảo nguồn cung cấp điện ổn định và đáng tin cậy hơn cho toàn bộ khu vực. Do đó, thị trường điện khu vực là thiết yếu chứ không phải là một lựa chọn cho an ninh năng lượng mà nếu không có nó, quá trình chuyển đổi năng lượng chỉ trong phạm vi từng quốc gia sẽ không thể đạt được hoặc quá tốn kém khiến những nhóm người yếu thế nhất không có đủ khả năng sử dụng điện.

EuroCham khuyến khích và ủng hộ việc thực hiện lộ trình phát triển lưới điện thông minh nhằm nâng cao khả năng tích hợp năng lượng tái tạo vào hệ thống điện, giảm tổn thất điện năng thông qua việc triển khai cơ sở hạ tầng truyền tải chất lượng cao (cáp, trạm biến áp, thiết bị ngắt kết nối, v.v.) và các hệ thống Điều khiển Giám sát và Thu thập Dữ liệu (SCADA).

Cần lưu ý rằng, Việt Nam đang tìm cách đẩy mạnh kết nối lưới điện với các nước trong khu vực nhằm tăng cường trao đổi điện năng và tận dụng thế mạnh tài nguyên của các nước. Điều này sẽ rất có lợi nếu được phối hợp thực hiện, vì nó sẽ giúp cân bằng và hỗ trợ việc truyền tải điện trên phạm vi rộng hơn và đặc biệt hữu ích trong việc quản lý các tình trạng gián đoạn xảy ra do một số hình thức sản xuất điện tái tạo.



IV. ĐỐI TÁC CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG CÔNG BẰNG (JETP)

Sau khi ra mắt thỏa thuận JETP (được công bố vào ngày 14 tháng 12 năm 2022), Bộ Tài Nguyên & Môi trường (Bộ TN&MT) đã được đề cử lãnh đạo Ban Thư ký JETP và đã tổ chức một số cuộc họp. Các cơ quan của Nhóm đối tác quốc tế (IPG) đã hỗ trợ Bộ TN&MT trong việc xây dựng dự thảo Kế hoạch huy động nguồn lực (RMP); JETP RMP cuối cùng đã được Thủ tướng Việt Nam phê duyệt và công bố tại COP 28 ở Dubai, UAE vào ngày 01 tháng 12 năm 2023. RMP này bao gồm một Phụ lục hiển thị danh sách nhiều dự án/quy trình công việc đang tìm kiếm hỗ trợ tài chính và kỹ thuật.

EuroCham rất vui mừng khi thấy JETP được thành lập trong thỏa thuận giữa EU, Anh, G7 và nhiều quốc gia khác nhằm hỗ trợ quá trình chuyển đổi xanh của Việt Nam. Nguồn tài trợ đã được đề xuất trong RMP để tập trung đầu tư vào cả lĩnh vực hỗ trợ tài chính và kỹ thuật. Tại thời điểm này, điều đáng chú ý là JETP phần lớn được điều hành và hỗ trợ bởi một Bộ (Bộ TN&MT) và EuroCham khuyến nghị có sự tham gia sâu hơn từ các Bộ liên quan khác như Bộ Công thương, Bộ Tài chính, Bộ KH&ĐT, các cơ quan hữu quan khác, cũng như có thêm vai trò của Ngân hàng Nhà nước. Chúng tôi cũng tin rằng cần có thêm nhiều cuộc đối thoại đối thoại và hợp tác liên bộ để việc thực thi JETP được hiệu quả.

EuroCham cũng hiểu rằng Việt Nam, với tư cách là một quốc gia, có mối quan ngại liên quan đến lượng tài trợ lớn dưới dạng các khoản vay thay vì viện trợ (và do đó lo ngại về việc điều này sẽ ảnh hưởng đến khoản nợ của quốc gia), từ đó nảy sinh những lo ngại về làm tăng tỷ lệ nợ trên GDP của Việt Nam. Tuy nhiên, với tư cách là một quốc gia, tỷ lệ nợ trên GDP của Việt Nam cực kỳ thấp khi so sánh trên toàn cầu (khoảng 40%); để tham khảo vào giữa năm 2023 thì tỉ lệ này ở Nhật Bản là 266%, Hy Lạp 166%, Mỹ 128%, Pháp 111%, Đan Mạch & Thụy Điển 30%. Một lĩnh vực mà EuroCham khuyến nghị Việt Nam khám phá sâu hơn liên quan đến nguồn tài trợ của JETP là xem xét tăng tỷ lệ nợ trên GDP để hỗ trợ thêm khoản nợ từ các khoản vay của JETP.

Cuối cùng, với tư cách là một trong những Hiệp hội Doanh nghiệp lớn nhất tại Việt Nam, với hơn 1400 thành viên, EuroCham Việt Nam mong muốn được hỗ trợ Ban thư ký JETP (thông qua Bộ TN&MT) và IPG để cung cấp kinh nghiệm thực tế và kiến thức của khu vực tư nhân liên quan đến các dịch vụ xanh mà các thành viên của chúng tôi đã thực hiện. Điều này có thể đóng vai trò như một 'ngân hàng tri thức' để ban thư ký và IPG sử dụng, đồng thời tạo cơ hội cho đối thoại cởi mở, cung cấp khả năng tiếp cận thông tin và làm rõ hơn những gì khu vực tư nhân có thể cung cấp/hỗ trợ, từ đó làm rõ những rào cản còn tồn tại mà nguồn tài trợ từ JETP có thể loại bỏ để thúc đẩy đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI).

V. KẾT LUẬN

- Ưu tiên các cơ chế minh bạch và hiệu quả để kích thích tất cả những người tiêu dùng điện đầu tư vào các giải pháp tiết kiệm năng lượng nhằm đạt được các mục tiêu chiến lược hiệu quả năng lượng quốc gia, bao gồm giảm trợ cấp giá điện.
- Tối đa hóa phần đóng góp của điện mặt trời, điện sinh khối, thủy điện nhỏ, điện gió và điện gió ngoài khơi trong hệ thống năng lượng bằng cách làm rõ cách tiếp cận kịp thời và phối hợp để phân bổ các dự án (ví dụ: áp dụng cách tiếp cận một cửa trong đó một cơ quan được chỉ định có thẩm quyền và khả năng quản lý việc phê duyệt và cấp phép sử dụng năng lượng tái tạo) và đảm bảo tính sẵn sàng của lưới điện.
- Điều chỉnh PPA giữa EVN và các nhà sản xuất năng lượng sạch theo tiêu chuẩn quốc tế để tận dụng được toàn bộ lợi ích giảm chi phí của quá trình đấu giá theo kế hoạch thay cho các quy định đầy đủ về nhận trực tiếp hay trả lại và các điều khoản quan trọng nhằm giải quyết mối quan ngại của các bên cho vay quốc tế:
 - PPA cần loại bỏ rủi ro về các điều khoản cắt giảm và chấm dứt phi lý bằng các định nghĩa và danh sách cụ thể các sự kiện bất khả kháng, đồng thời tập trung vào việc xác định trọng tài quốc tế và lập chỉ số tiền tệ ổn định.
 - Tăng cường an ninh năng lượng với việc sử dụng khí thiên nhiên làm nhiên liệu chuyển tiếp để tạm thời thay thế than đá trong thời gian ngắn.
 - Tập trung vào khả năng ngắn hạn để thực hiện các dự án nằm trong PDP7 và PDP7 đã sửa đổi.

- Thực hiện ý định dừng bất kỳ nhà máy điện than mới nào trong PDP8, với lộ trình rõ ràng về cách thức và địa điểm công suất điện tái tạo mới sẽ được đưa vào lưới điện để thay thế các khu vực không còn được xem xét để sử dụng điện than. Điều này phải đi kèm với thời gian và quy trình cho các kế hoạch nâng cấp lưới điện cần thiết.
- Cho phép người tiêu dùng điện tiếp cận với năng lượng sạch bằng cách thực hiện các DPPA trong các chương trình thí điểm và bằng cách giảm các rào cản quy định về thiết bị đầu cuối đối với các nhà máy năng lượng sạch behind-the-meter.
 - Thiết lập biểu giá hoặc cơ chế tài trợ rõ ràng, minh bạch, không có rủi ro, trong đó có thể áp dụng mức giá thỏa thuận ban đầu trong suốt thời gian thực hiện dự án.
 - Tiêu chí phù hợp và quy trình hiệu quả để lựa chọn dự án thí điểm
 - Loại bỏ các rào cản đối với việc sản xuất và tiêu thụ điện tái tạo tại chỗ từ điện mặt trời mái nhà hoặc điện gió trên bờ/điện mặt trời trên bờ quy mô nhỏ.
 - Đưa ra các tiêu chí chính thức và công nhận các chứng nhận điện tái tạo (REC – cả chứng nhận quốc tế và trong nước) là giải pháp chuyển tiếp được công nhận trong nỗ lực đạt được mục tiêu 100% năng lượng sạch cũng như giảm phát thải khí nhà kính (GHG) của doanh nghiệp.
- Mở rộng kế hoạch dự án thí điểm (đặc biệt là điện gió ngoài khơi để khởi động cho ngành này), khuyến khích đầu tư tư nhân vào mạng lưới truyền tải điện quan trọng và cho phép các nhà đầu tư đáp ứng yêu cầu tự thực hiện việc xây dựng đường dây truyền tải 220kV và 500kV.
- Xác định các biểu giá điện công nghiệp và thương mại theo yêu cầu trong PDP8 trong Lộ trình rõ ràng về Biểu giá điện đến năm 2025.
- Nâng cao mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính theo hình thức Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) phản ánh các mục tiêu cao hơn đối với năng lượng sạch và các thước đo hiệu quả năng lượng tốt hơn.
- Thúc đẩy lợi ích của việc giảm áp lực lên hệ thống truyền tải và phân phối điện bằng cách tiếp tục hỗ trợ phát triển các nhà máy điện mặt trời trên mái nhà để tự tiêu thụ/bán tại địa phương.
- Ưu tiên phát triển điện gió ngoài khơi và tìm cách nâng cao khả năng thực hiện các dự án ban đầu bằng một số hình thức cơ chế theo dõi nhanh hoặc dự án thí điểm.
- Mở rộng đề án thí điểm ban đầu MARD C-PFES ban đầu lên cấp quốc gia và tiếp tục sử dụng hoàn toàn các lợi ích tài chính cho mục tiêu tăng sinh cảnh rừng và bảo vệ động vật hoang dã.⁸
- Cho phép lưu trữ tại chỗ điện mặt trời và các hình thức sản xuất điện tái tạo khác.
- Chúng tôi khuyến khích EVN nghiên cứu những lợi ích của việc lưu trữ điện với lượng lớn tại các nhà máy năng lượng sạch thuộc mọi loại hình, bao gồm các công trình điện mặt trời trên mái nhà.

LỜI CẢM ƠN

Tiểu ban Phát triển Xanh thuộc EuroCham

⁸ "Thanh toán cacbon cho các dịch vụ môi trường rừng (C-PFES - Nghiên cứu khả thi xác định cơ hội, thách thức và đề xuất các bước tiếp theo để áp dụng C-PFES tại Việt Nam", USAID, tháng 3 năm 2018. Xem tại: <https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00TQPJ.pdf>, truy cập lần cuối ngày 29 tháng 4 năm 2021.