



BÁO CÁO

THỰC TIỄN TRIỂN KHAI HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP (DPPA) TẠI VIỆT NAM

Nhóm Công tác về Năng lượng tái tạo & Hiệu quả năng lượng
Tiểu ban Tăng trưởng Xanh
thuộc Hiệp hội Doanh nghiệp châu Âu tại Việt Nam

2025

MỤC LỤC

THÔNGIỆP TỪ CHỦ TỊCH EUROCHAM	3
A. TÓM TẮT.....	8
B. MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP QUA ĐƯỜNG DÂY RIÊNG.....	9
1. Quy định mức trần giá điện.....	9
2. Yêu cầu về điều kiện đối với đối tượng tham gia	10
2.1. Cơ sở pháp lý	10
2.2. Hạn chế của quy định hiện hành	11
a. Chưa tận dụng được lợi thế của các KCN lớn	11
b. Khó tiếp cận với SMEs	12
c. Chậm chuyển đổi năng lượng và thiếu công bằng trong tiếp cận năng lượng.....	12
2.3. Gợi ý sửa đổi chính sách và khuyến nghị	13
3. Những bất cập khác trong triển khai mua bán điện trực tiếp với ĐMTMN.....	13
C. MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP QUA LƯỚI ĐIỆN KẾT NỐI ẢO/TỔNG HỢP.....	13
1. Rào cản pháp lý và thủ tục.....	14
1.1. Về tính minh bạch pháp lý	14
1.2. Về thủ tục triển khai.....	14
1.3. Khuyến nghị.....	15
2. Thị trường điện bán buôn của Việt Nam.....	16
2.1. Bài học kinh nghiệm từ EU.....	16
2.2. Khuyến nghị:.....	17
3. Phí truyền tải	18
4. Cơ chế bảo đảm tài chính và pháp lý trong PPA	19
4.1. Rủi ro thị trường.....	20
4.2. Rủi ro bị cắt giảm.....	21
4.3. Sự chằng chịt về pháp lý.....	21
4.4. Khuyến nghị.....	21
5. Cơ chế đấu thầu.....	22
5.1. Quy định đấu thầu cạnh tranh cho dự án điện.....	22
5.2. Xung đột tiềm ẩn.....	23
5.3. Khuyến nghị.....	23
PHỤ LỤC 1: CƠ CHẾ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CỦA EU DÀNH CHO NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO	24
PHỤ LỤC 2: KHẢO SÁT TRIỂN KHAI	29

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

1.	EuroCham	Hiệp hội Doanh nghiệp châu Âu tại Việt Nam
2.	GGSC	Tiêu ban Tăng trưởng xanh
3.	EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
4.	BCT	Bộ Công Thương
5.	DPPA	Cơ chế mua bán điện trực tiếp
6.	PDP8	Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia VIII
7.	JETP	Quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng
8.	EVFTA	Hiệp định thương mại tự do EU-Việt Nam
9.	IPP	Nhà phát điện độc lập
10.	FDI	Vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài
11.	SMEs	doanh nghiệp vừa và nhỏ
12.	ESG	Môi trường – Xã hội – Quản trị
13.	RE GENCOs	Công ty phát điện năng lượng tái tạo
14.	GENCOs	Công ty phát điện
15.	COD	Ngày vận hành thương mại
16.	ĐMTMN	Hệ thống điện mặt trời áp mái
17.	KCN	Khu công nghiệp
18.	VWEM	Thị trường điện bán buôn của Việt Nam
19.	CEER	Hội đồng các cơ quan quản lý năng lượng châu Âu
20.	FIP	Feed-in premiums
21.	CfD	Hợp đồng Chênh lệch
22.	PPAs	Hợp đồng Mua bán Điện
23.	C _{DPPAdv}	Phí truyền tải
24.	P _{CL}	Phí chênh lệch thanh toán

THÔNG DIỆP TỪ CHỦ TỊCH EUROCHAM

DPPA: Bước đệm chiến lược cho cam kết phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam

Với cam kết đạt mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, Việt Nam đang bước vào giai đoạn mang tính quyết định để biến tầm nhìn thành hành động. Hành trình hướng tới mục tiêu mức phát thải ròng bằng 0 không chỉ được hình thành bởi công nghệ, mà quan trọng hơn, bởi những quyết sách có thể định hình nền kinh tế, niềm tin của các nhà đầu tư, và vị thế của quốc gia trên trường quốc tế. Bởi vậy, chính sách năng lượng đã trở thành một trong những quyết sách có sức ảnh hưởng nhất hiện nay.

Trong bối cảnh đó, DPPA, được phê duyệt theo Nghị định 57¹, đánh dấu một bước tiến quan trọng. Không đơn thuần là một cơ chế, DPPA là một tín hiệu mạnh mẽ cho thấy quyết tâm của Việt Nam trong cải cách thị trường điện, thu hút đầu tư xanh và gắn kết quá trình chuyển dịch năng lượng quốc gia với các chuẩn mực phát triển bền vững toàn cầu. Nếu triển khai hiệu quả, DPPA sẽ hỗ trợ thúc đẩy năng lượng tái tạo, tạo động lực cho các cải cách thị trường, đồng thời khiến hành trình tăng trưởng của Việt Nam vừa bền vững, vừa giữ được tính cạnh tranh.

Vì sao DPPA cần thiết, và vì sao là lúc này?

Trong thập kỷ vừa qua, Việt Nam đã đạt được những bước tiến vượt bậc trong lĩnh vực năng lượng tái tạo. Nhờ cơ chế Feed-in-Tariff, năng lượng mặt trời và điện gió đã bùng nổ với tốc độ chưa từng có, đưa Việt Nam trở thành quốc gia dẫn đầu khu vực về triển khai năng lượng sạch. Tính đến cuối năm 2023, năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện) đã chiếm gần 28% tổng công suất lắp đặt – một con số ấn tượng đối với một nền kinh tế đang tăng triển nhanh.

Tuy nhiên, thành công cũng kéo theo những thách thức mới. Nhu cầu điện đang tăng 8-9% mỗi năm, được thúc đẩy bởi quá trình công nghiệp hóa và đô thị hóa. Hạ tầng lưới điện đang chịu sức ép ngày càng lớn. Trong khi đó, những thay đổi và bất ổn trên phạm vi toàn cầu, từ biến động giá nhiên liệu hóa thạch đến gián đoạn chuỗi cung ứng, đã cho thấy tầm quan trọng của an ninh và khả năng phục hồi năng lượng. Đây là một trong những nhu cầu then chốt mà bất kỳ nhà đầu tư nào khi đặt chân tới Việt Nam cũng sẽ phải đối mặt.

Trong bối cảnh đó, DPPA ra đời như một giải pháp trực diện và khả thi. Cơ chế này cho phép khách hàng tiêu thụ điện lớn ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp từ đơn vị phát điện tái tạo, qua đó:

- Kết nối nhu cầu phát triển xanh của doanh nghiệp với tiềm năng năng lượng tái tạo của Việt Nam.

¹ Nghị định số 57/2025/NĐ-CP ban hành ngày 03 tháng 3 năm 2025 bởi Chính phủ quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn (Nghị định 57).

- Gửi một thông điệp rõ ràng tới cộng đồng đầu tư quốc tế rằng Việt Nam đã sẵn sàng cho những cải cách minh bạch, ổn định và có khả năng mở rộng.

Đây là thời điểm có ý nghĩa đặc biệt quan trọng. Với cam kết đạt mức phát thải ròng bằng 0, PDP8 đã được phê duyệt, cùng với sự khởi động của JETP, DPPA trở thành một công cụ then chốt để hiện thực hóa các cam kết ở cả cấp quốc gia và quốc tế.

Tác động của DPPA đối với Việt Nam

DPPA không đơn thuần là một cải cách năng lượng, mà còn là cải cách có khả năng định hình lại mô hình phát triển kinh tế - năng lượng của Việt Nam. Các tác động có thể được xem xét trên ba phương diện chính:

a) Đối với khu vực công: Bảo đảm an ninh năng lượng và củng cố tính ổn định chính sách

Với tốc độ tăng trưởng kinh tế nhanh chóng, Chính phủ phải đồng thời đáp ứng nhu cầu điện tăng 8–9% mỗi năm, giữ giá điện ở mức phù hợp, và thực hiện cam kết phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. DPPA cho phép huy động nguồn lực đầu tư từ khu vực tư nhân vào năng lượng tái tạo, qua đó giảm áp lực lên ngân sách nhà nước, cũng như sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu. Việc áp dụng một cơ chế phù hợp với thông lệ quốc tế và kỳ vọng của nhà đầu tư cũng góp phần nâng cao tính minh bạch và độ tin cậy của chính sách.

(b) Đối với khu vực tư nhân: Mở cửa cho các cơ hội tăng trưởng xanh

Đối với các doanh nghiệp trong nước, DPPA mở ra một cơ chế trực tiếp để tiếp cận nguồn điện tái tạo, qua đó nâng cao năng lực cạnh tranh trong chuỗi cung ứng toàn cầu ngày càng đòi hỏi yếu tố phát thải thấp. Đối với các nhà đầu tư FDI, đặc biệt là các doanh nghiệp châu Âu vốn chịu nhiều ràng buộc bởi các cam kết ESG nghiêm ngặt và quy định chặt chẽ về khử các-bon trong chuỗi cung ứng, DPPA là một yếu tố then chốt trong quyết định đặt cơ sở sản xuất tại Việt Nam. Doanh nghiệp trong các lĩnh vực điện tử, ô tô, dệt may và công nghệ cao sẽ xem DPPA như một cơ hội để đáp ứng đồng thời các mục tiêu phát triển bền vững của tập đoàn và đảm bảo nhu cầu vận hành.

Theo nghĩa đó, DPPA không đơn thuần là một công cụ cho thị trường năng lượng, mà còn là một cơ chế hỗ trợ thu hút FDI. Bằng cách cung cấp tính minh bạch về chi phí, sự đảm bảo về hợp đồng và nguồn điện tái tạo sẵn có, DPPA giúp Việt Nam gia tăng sức hút đầu tư trong bối cảnh các quốc gia đặt cơ sở sản xuất ngày càng phải chứng minh “uy tín xanh”, song song với các yếu tố truyền thống như ưu đãi thuế hay chi phí lao động.

(c) Đối với quan hệ châu Âu-Việt Nam: Nền tảng cho hợp tác thêm phần sâu rộng

DPPA mang ý nghĩa chiến lược cho quan hệ đối tác châu Âu-Việt Nam, hỗ trợ cho EVFTA và tiến trình triển khai JETP. Cơ chế này kết nối những cải cách trong nước với vai trò dẫn dắt quốc tế của châu Âu trong chính sách khí hậu và công nghệ sạch. Đồng thời, DPPA cho phép các doanh nghiệp châu Âu thể hiện vai trò đồng hành cùng Việt Nam thông qua đối mới công nghệ, hỗ trợ tài chính và chia sẻ kinh nghiệm, thông lệ quốc tế, góp phần thực hiện mục tiêu chuyển dịch năng lượng bền vững tại Việt Nam.

Nhu cầu cấp bách

Bằng việc học hỏi và tuân thủ các khuôn khổ quốc tế, Việt Nam gửi đi một tín hiệu rõ ràng: đất nước đã sẵn sàng mở cửa cho các hoạt động “kinh doanh xanh”, cam kết cải cách và quyết tâm kiến tạo một môi trường ổn định cho các đối tác quốc tế. Đây là một lợi thế chiến lược, góp phần củng cố vị thế ngoại giao và kinh tế của Việt Nam trong bối cảnh chuỗi cung ứng toàn cầu đang được tái cấu trúc xoay quanh các tiêu chí phát triển bền vững.

Tuy nhiên, tiềm năng lớn không đồng nghĩa với thành công đảm bảo. Việc triển khai DPPA ban đầu còn khá khiêm tốn, phản ánh những bất định liên quan đến cơ chế giá, phí truyền tải, điều độ lưới điện và thủ tục cấp phép. Nếu thiếu đi tính minh bạch và cách hiểu, cách áp dụng thống nhất về khung pháp lý giữa các địa phương, niềm tin của nhà đầu tư sẽ suy giảm và Việt Nam có nguy cơ đánh mất đà chuyển đổi vào thời điểm then chốt.

Hệ quả đặt ra mang tính quyết định: một DPPA được triển khai hiệu quả sẽ:

- Thu hút hàng tỷ đô-la Mỹ FDI gắn liền với chuỗi cung ứng xanh.
- Giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu, từ đó, nâng cao chủ quyền năng lượng.
- Hình thành các ngành công nghiệp và việc làm mới trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, lưu trữ và quản trị năng lượng kỹ thuật số.
- Củng cố uy tín của Việt Nam trong tiến trình đàm phán khí hậu toàn cầu, đồng thời mở ra dư địa tiếp cận nguồn tài chính từ JETP.

Ngược lại, một DPPA được triển khai kém hiệu quả có thể làm gia tăng sự thất vọng của nhà đầu tư và làm chậm tiến trình hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam. Quan trọng hơn, điều này có thể làm suy giảm niềm tin của các nhà đầu tư FDI vào tính nhất quán trong các cam kết quốc gia của Việt Nam.

Kêu gọi lựa chọn chiến lược của EuroCham

Để phát huy tối đa tiềm năng của DPPA, cần có ba cam kết chính trị then chốt:

1. **Tính minh bạch pháp lý và khả năng dự đoán:** Cần thiết lập các phương pháp minh bạch cho phí truyền tải, mẫu hợp đồng chuẩn hóa và quy định rõ ràng về điều độ lưới điện. Khả năng dự đoán chính là nền tảng để đảm bảo tính khả thi về tài chính.
2. **Quan hệ đối tác công-tư:** DPPA cần được tích hợp trong những đối thoại giữa các cơ quan quản lý, doanh nghiệp và các đối tác quốc tế. Điều này đảm bảo các cải cách vừa phù hợp với ưu tiên phát triển của Việt Nam, vừa phản ánh thực tiễn thị trường quốc tế.
3. **Phù hợp với các cam kết quốc tế:** DPPA phải được định vị như một phần trong cam kết phát thải ròng bằng 0 tại COP26 của Việt Nam và khuôn khổ JETP. Việc gắn kết các cải cách trong nước với các khuôn khổ toàn cầu sẽ huy động được sự hỗ trợ tài chính và kỹ thuật mạnh mẽ hơn.

Trong bài báo cáo chi tiết bên dưới, EuroCham sẽ trình bày những khuyến nghị cụ thể để hiện thực hóa các cam kết trên. Là tiếng nói chung của cộng đồng doanh nghiệp châu Âu tại Việt Nam, EuroCham hoàn toàn ủng hộ DPPA như một công cụ chiến lược để thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo, thu hút FDI và giúp Việt Nam thực hiện các cam kết phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Để phát huy tối đa tiềm năng của cơ chế này, chúng tôi trân trọng đề xuất các ưu tiên sau:

1. **Gỡ bỏ các ràng buộc về giá trần:** Cho phép DPPA qua đường dây riêng được điều tiết theo cơ chế thị trường, trong đó cạnh tranh giữa các nhà cung cấp năng lượng tái tạo sẽ tự nhiên đảm bảo mức giá hợp lý và cạnh tranh. Việc loại bỏ mức trần hành chính sẽ giúp các dự án có tính khả thi về tài chính, mở khóa nguồn tài chính và phù hợp với cam kết của Việt Nam theo Luật Điện lực² cũng như các thông lệ tốt trên thế giới.
2. **Mở rộng tiêu chí cho đối tượng tham gia:** Không giới hạn chỉ ở các doanh nghiệp lớn, mà cần tạo điều kiện cho phép các KCN, các cụm lưới điện tư nhân và SME cùng hợp nhất nhu cầu và tham gia DPPA. Điều này sẽ tối ưu hạ tầng sẵn có, giảm lãng phí và đảm bảo lợi ích từ năng lượng tái tạo đến nhiều doanh nghiệp hơn.
3. **Công nhận ĐMTMN trong khuôn khổ DPPA:** Hỗ trợ hệ thống ĐMTMN bằng cách cho phép bán lượng điện dư không chỉ cho EVN mà còn cho các đơn vị bán lẻ điện trong các KCN. Điều này sẽ khuyến khích các giải pháp năng lượng xanh phân tán, tối ưu hóa đầu tư và giảm phụ thuộc vào nguồn điện hóa thạch từ lưới.
4. **Đảm bảo tính minh bạch pháp lý và đơn giản hóa thủ tục:** Để DPPA qua lưới điện kết nối ảo thành công, các nhà đầu tư cần một môi trường đầu tư ổn định và có thể dự đoán. EuroCham kêu gọi ban hành các thông tư hướng dẫn chi tiết, mẫu hồ sơ, hợp đồng và quy trình chuẩn hóa, một khung pháp lý thống nhất và triển khai “một cửa” được đơn giản hóa. Tham vấn định kỳ với các bên liên quan sẽ giúp đảm bảo quy định rõ ràng, thiết thực và kịp thời.
5. **Tăng tính minh bạch trong VWEM:** Doanh nghiệp tiêu thụ điện phải có niềm tin vào chỉ số thị trường làm cơ sở thanh toán DPPA. Cần minh bạch về giá của VWEM, quyền truy cập dữ liệu và mối liên kết với biểu giá của EVN. Việc giới thiệu các cơ chế linh hoạt hơn (cơ cấu thương mại, biểu đồ được thiết kế riêng, CfD) sẽ góp phần ổn định doanh thu và củng cố niềm tin thị trường.
6. **Làm rõ và áp trần phí truyền tải:** Cần công bố phương pháp tính, dự thảo tính toán và tham vấn rộng rãi với cộng đồng DPPA trước khi ban hành. Đồng thời, nên giới hạn mức tăng phí không vượt quá 9% trong vòng ba năm. Điều này sẽ khiến mô hình tài chính trở nên đáng tin cậy, giảm rủi ro cho các dự án và khuyến khích nhiều doanh nghiệp tham gia hơn.
7. **Nâng cao cơ chế bảo đảm tài chính và pháp lý:** Phát triển một cấu trúc hợp đồng chuẩn hóa, phân định rõ rủi ro, cho phép chuyển nhượng hợp đồng với sự chấp thuận của BCT, đồng thời thiết lập cơ chế giải quyết tranh chấp hiệu quả. Hỗ trợ có mục tiêu từ Chính phủ trong giai đoạn đầu có thể gia tăng niềm tin của nhà đầu tư. Ngoài

² Luật số 61/2024/QH15 ban hành ngày 30 tháng 11 năm 2024 bởi Quốc hội về Điện lực (Luật Điện lực).

ra, cần có quy định rõ ràng về khi nào dự án DPPA phải tham gia đấu thầu để đảm bảo minh bạch và công bằng.

Kết luận: Định hình tương lai của Việt Nam

DPPA không chỉ là một hợp đồng năng lượng. Cơ chế này sẽ là một bảo chứng cho tăng trưởng kinh tế trong tương lai. Đây là một quyết định mang tính chiến lược về mô hình phát triển của Việt Nam, thể hiện liệu đất nước sẽ tiếp tục giữ vai trò tiên phong trong cuộc cách mạng năng lượng tái tạo ở Đông Nam Á, hay sẽ bị bỏ lại phía sau. Nếu được triển khai đúng cách, DPPA sẽ giúp Việt Nam đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng, nâng cao năng lực cạnh tranh và củng cố vị thế của mình như một đối tác tin cậy trong ngoại giao khí hậu toàn cầu.

Chính vì vậy, DPPA không đơn thuần là một lựa chọn, mà sẽ trở thành nền tảng vững chắc trong hành trình hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 của Việt Nam, cũng như là chìa khóa cho thành công trong hợp tác châu Âu–Việt Nam trong nhiều thập kỷ tới.

EuroCham và GGSC cam kết đồng hành và hỗ trợ các cơ quan chức năng Việt Nam trên hành trình này, thông qua việc hỗ trợ chuyên môn, thúc đẩy đối thoại và hợp tác nhằm đảm bảo DPPA thực sự trở thành động lực cho sự thịnh vượng chung và vai trò lãnh đạo về khí hậu.

A. TÓM TẮT

- Việt Nam đã chính thức phê duyệt DPPA theo Nghị định 57, đánh dấu một cột mốc quan trọng trong tiến trình tự do hóa thị trường điện và mở đường cho hoạt động mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn. Tuy đã có bước tiến đáng kể về mặt pháp lý, các thách thức trong quá trình triển khai có thể cản trở hiệu quả và khả năng mở rộng của cơ chế này tại Việt Nam.
- Hiện tại, cơ chế DPPA được triển khai tại Việt Nam thông qua hai hình thức như sau:
 - DPPA đường dây riêng qua lưới điện kết nối riêng – là hình thức trong đó một đơn vị phát điện xây dựng đường truyền tải điện riêng để kết nối trực tiếp giữa cơ sở phát điện và khách hàng tiêu thụ điện. Trong đó, điện năng được sản xuất và truyền tải trực tiếp giữa hai bên mà không đi qua hệ thống truyền tải do EVN quản lý. Trong trường hợp này, một thỏa thuận thương mại được ký kết giữa hai bên: đơn vị phát điện và khách hàng sử dụng điện.
 - DPPA qua lưới điện kết nối ảo/tổng hợp – là hình thức trong đó một đơn vị phát điện cung cấp điện năng cho khách hàng thông qua hệ thống truyền tải điện quốc gia do EVN sở hữu và vận hành. Trong mô hình này, PPA giữa hai bên phụ thuộc vào hạ tầng truyền tải do EVN xây dựng và quản lý. Mô hình này có sự tham gia của ba bên tham gia: (i) đơn vị phát điện, (ii) đơn vị vận hành lưới truyền tải và (iii) khách hàng sử dụng điện. Do đó, cần thiết lập các thỏa thuận thương mại giữa: đơn vị phát điện và đơn vị vận hành, đơn vị vận hành và khách hàng sử dụng điện, cũng như giữa đơn vị vận hành và khách hàng sử dụng điện.
- Nhận thấy những thách thức nói trên, GGSC thuộc EuroCham, phối hợp cùng các hiệp hội và cơ quan liên quan, bao gồm: các đơn vị phát điện, doanh nghiệp tiêu thụ điện, và các tổ chức tài chính, đã tích cực thu thập phản hồi và kinh nghiệm thực tiễn từ toàn bộ chuỗi giá trị. GGSC và các đối tác đã mang đến góc nhìn chuyên sâu về kỹ thuật, thương mại và pháp lý nhằm hỗ trợ cơ quan chức năng trong việc hoàn thiện khung vận hành của DPPA; dưới cả hai hình thức trực tiếp và kết nối ảo.
- Báo cáo dưới đây hướng tới mục tiêu bảo đảm DPPA có thể triển khai được trên thực tế, có tính bảo đảm tài chính, đồng thời phù hợp với định hướng chuyển dịch năng lượng của Việt Nam và đáp ứng các tiêu chuẩn, cam kết về phát triển bền vững của cộng đồng doanh nghiệp và các nhà đầu tư quốc tế.
- Chúng tôi xin trân trọng ghi nhận và cảm ơn các đối tác đã đồng hành và hỗ trợ cho Báo cáo này, trong đó có Hiệp hội Thương mại Hoa Kỳ (AmCham Việt Nam), Hiệp hội Thương mại các nước Bắc Âu (NordCham Việt Nam), Hiệp hội Thương mại Vương quốc Bỉ và Luxembourg (BeLuxCham Việt Nam), Phòng Thương mại và Công nghiệp Nhật Bản (JCCI), Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam (VBF), Nhóm công tác Điện và Năng lượng (PEWG), Hội đồng Năng lượng gió toàn cầu (GWEC) và Nhóm Đối tác Năng lượng Việt Nam (VEPG).
- Trong các phần tiếp theo của Báo cáo, chúng tôi tập trung làm rõ các khía cạnh trong khung triển khai cơ chế DPPA theo Nghị định 57, được xác định là những rào cản hoặc hạn chế trong việc thúc đẩy triển khai các dự án năng lượng theo hình thức mua bán điện trực tiếp, và/hoặc khó khăn trở ngại cho khách hàng có nhu cầu tiếp cận và sử dụng nguồn năng lượng xanh đã được chứng nhận và sẵn có.

Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm:

Báo cáo này thể hiện quan điểm chung của các thành viên GGSC thuộc EuroCham, không đại diện cho quan điểm riêng của bất kỳ công ty thành viên nào. Các thông tin và ý kiến trong Báo

cáo được đưa ra nhằm mục đích khuyến khích đối thoại mang tính xây dựng và đề xuất khuyến nghị nhằm thúc đẩy quan hệ kinh doanh giữa châu Âu và Việt Nam. Bên cạnh đó, Báo cáo được biên soạn dành riêng cho các thành viên EuroCham và các bên quan tâm, không nhằm phục vụ lợi ích bất kỳ công ty hay tổ chức cụ thể nào.

Không được phép sao chép hoặc phân phối toàn bộ hoặc một phần nào ấn phẩm này dưới bất kỳ hình thức hay phương tiện nào, bao gồm nhưng không giới hạn ở photocopy, sao chép điện tử hay các phương thức cơ học khác, nếu không có sự chấp thuận bằng văn bản của GGSC và EuroCham. Mọi yêu cầu xin phép vui lòng liên hệ trực tiếp với GGSC. Chúng tôi đã nỗ lực để đảm bảo thông tin được trình bày trong Báo cáo phản ánh chính xác nhất quan điểm tại thời điểm ấn phẩm được công bố. Tuy nhiên, GGSC không chịu trách nhiệm pháp lý về tính đầy đủ, độ chính xác, độ tin cậy hoặc sự phù hợp của nội dung, cũng như bất kỳ quyết định nào được đưa ra dựa trên nội dung đó. Chúng tôi khuyến nghị các bên tham khảo ý kiến chuyên gia hoặc nhận tư vấn phù hợp trước khi đưa ra bất kỳ quyết định nào dựa trên nội dung của Báo cáo.

Bên cạnh đó, EuroCham, các thành viên của EuroCham, và các thành viên GGSC, Hội đồng Quản trị và/hoặc các thành viên của Hội đồng Quản trị sẽ không chịu trách nhiệm pháp lý đối với bất kỳ thiệt hại trực tiếp, gián tiếp, đặc biệt, ngẫu nhiên hoặc hệ quả nào (bao gồm nhưng không giới hạn ở việc lợi nhuận bị mất) phát sinh trực tiếp hoặc gián tiếp từ việc công bố hoặc sử dụng Báo cáo. Quy định được này áp dụng dưới bất kể dưới hình thức nào, dù là hợp đồng, vi phạm pháp luật, trách nhiệm nghiêm ngặt hay bất kỳ hình thức nào khác, và dù thiệt hại có thể được dự đoán trước hay đã được cảnh báo hay không. Trong trường hợp có sự khác biệt giữa bản tiếng Anh và bản tiếng Việt của Báo cáo, bản tiếng Anh sẽ được coi là bản gốc để tham chiếu.

Ngoài ra, các liên kết tới ấn phẩm và trang web của bên thứ ba trong Báo cáo chỉ được cung cấp nhằm mục đích cung cấp thông tin tham chiếu. GGSC không kiểm soát và cũng không chịu trách nhiệm đối với nội dung của các nguồn này. Việc tin tưởng và sử dụng các thông tin từ nguồn bên thứ ba hoàn toàn do người sử dụng tự chịu rủi ro.

B. MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP QUA ĐƯỜNG DÂY RIÊNG

Mô hình này yêu cầu một đơn vị phát điện xây dựng đường truyền tải điện riêng để kết nối trực tiếp giữa cơ sở phát điện và khách hàng tiêu thụ điện. Trong đó, quá trình truyền tải không phụ thuộc vào cơ sở hạ tầng sẵn có, nguồn vốn đầu tư hay sự quản lý vận hành của EVN.

1. Quy định mức trần giá điện

EuroCham trân trọng kiến nghị xem xét sửa đổi điểm b, khoản 1, Điều 6 của Nghị định 57, quy định mức trần giá điện trong DPPA đường dây riêng, theo đó giá điện thỏa thuận giữa bên bán và bên mua không được vượt quá mức trần trong khung giá phát điện của loại hình nguồn điện tương ứng do Nhà nước ban hành. Mặc dù quy định này nhằm mục đích đảm bảo vai trò quản lý nhà nước, việc áp dụng trần giá đối với các giao dịch thương mại tự nguyện, nằm ngoài lưới điện quốc gia giữa các IPP và các khách hàng sử dụng điện lớn có thể vô tình làm giảm tính khả thi về mặt thương mại của các dự án năng lượng tái tạo. Để các dự án DPPA đường dây riêng thực sự có thể được các tổ chức tài chính chấp nhận tài trợ (bankable), việc xác định giá điện nên được chi phối bởi hai nguyên tắc cốt lõi:

- a) Cơ chế thị trường, trong đó cạnh tranh giữa các nhà cung cấp năng lượng tái tạo sẽ tự nhiên đảm bảo mức giá hợp lý và cạnh tranh. Trong bối cảnh đó, việc áp dụng trần giá là không cần thiết, vì người mua sẽ chủ động lựa chọn phương án có chi phí tối ưu nhất thông qua cơ chế thị trường minh bạch; và
- b) Nguyên tắc được quy định trong Luật Điện lực sửa đổi năm 2024, theo đó giá điện cần đảm bảo chi phí đầu tư hợp lý và lợi nhuận hợp lý cho nhà đầu tư.

Việc cho phép các bên tham gia DPPA đường dây riêng được tự thỏa thuận giá điện trên cơ sở hai nguyên tắc nêu trên, không bị giới hạn bởi mức trần hành chính, là điều kiện tiên quyết để thu hút nguồn vốn tư nhân và thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo quy mô lớn, bao gồm cả FDI từ châu Âu. EuroCham cho rằng điều chỉnh này sẽ giúp cơ chế DPPA phù hợp hơn với các cam kết pháp lý của Việt Nam và thông lệ quốc tế trong việc phát triển thị trường điện cạnh tranh và bền vững. Việc gỡ bỏ này cũng tạo ra sự cạnh tranh công bằng hơn, đồng thời khuyến khích các nhà sản xuất sử dụng nhiều năng lượng tái tạo hơn trong sản xuất, góp phần tạo nên môi trường xanh hơn cho Việt Nam.

Cần lưu ý rằng nhiều khách hàng sử dụng năng lượng đưa ra các cam kết về trung hòa carbon và mục tiêu giảm phát thải riêng. Những cam kết này liên kết chặt chẽ với nguồn cung và mức tiêu thụ năng lượng của họ - thường được thúc đẩy bởi các nhà đầu tư và các bên liên quan khác. Do đó, khi tìm kiếm nguồn năng lượng tái tạo có chứng nhận, ổn định và đáng tin cậy, các khách hàng sẵn sàng chấp nhận mức giá cao hơn để đảm bảo tính khả dụng và nguồn tài nguyên tái tạo. Trên thực tế, cơ chế DPPA đã được áp dụng hiệu quả tại nhiều quốc gia, điển hình như Đài Loan và Hàn Quốc, đặc biệt trong các ngành công nghiệp công nghệ cao và nhóm khách hàng tiêu thụ điện lớn. Để hỗ trợ quá trình chuyển đổi xanh của Việt Nam, cùng các doanh nghiệp tư nhân và KCN, việc áp dụng giá trần mua điện từ DPPA gần như không mang lại lợi ích cho nhà đầu tư năng lượng tái tạo. Điều này là bởi điện từ hệ thống truyền tải quốc gia sẽ sẵn có nhưng không đủ điều kiện nhận tín chỉ xanh, từ đó giá tăng áp lực lên EVN trong việc mở rộng vận hành cơ sở hạ tầng năng lượng riêng. Nếu không có các DPPA được hỗ trợ bởi FDI và vốn trong nước, sự tăng trưởng GDP và nhu cầu năng lượng ngày càng lớn từ các ngành công nghệ cao, áp lực từ các trung tâm sản xuất và logistics mới sẽ tiếp tục đè nặng lên EVN trong vai trò nhà cung cấp và nhà đầu tư gần như duy nhất.

2. Yêu cầu về điều kiện đối với đối tượng tham gia

Quy định hiện hành giới hạn đối tượng được tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp phải là khách hàng sử dụng điện lớn (≥ 200.000 kWh/tháng). Hạn chế này nên được dỡ bỏ đối với mô hình mua bán điện qua đường dây riêng để tạo điều kiện tham gia cho SMEs và các dự án năng lượng tái tạo quy mô nhỏ.

2.1. Cơ sở pháp lý

Nghị định 57 quy định **DPPA đường dây riêng**, theo đó Điều 2, Khoản 1 quy định về đối tượng áp dụng, cụ thể:

“Đối tượng mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng bao gồm:

- a) **Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo;**

b) Khách hàng sử dụng điện lớn.”

Điều 3 Nghị định 57 định nghĩa “**đơn vị phát điện năng lượng tái tạo**” là đơn vị điện lực sở hữu nhà máy điện năng lượng tái tạo quy định tại khoản 14 Điều 4 của Luật Điện lực. Các loại hình năng lượng tái tạo được tham gia mô hình lưới điện kết nối riêng đa dạng, không bị giới hạn trong một số ít loại hình cụ thể.

Trong khi đó, “**khách hàng sử dụng điện lớn**” là khách hàng sử dụng điện có công suất và sản lượng tiêu thụ lớn theo quy định của Bộ trưởng BCT phù hợp với từng thời kỳ phát triển của hệ thống điện. Theo Thông tư 16³ quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh, Khách hàng sử dụng điện lớn là khách hàng sử dụng điện có sản lượng tiêu thụ bình quân từ **200.000kWh/tháng** trở lên.

Về bản chất, khác với mô hình mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia, mô hình DPPA đường dây riêng cho phép truyền tải điện trực tiếp từ Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đến khách hàng sử dụng điện thông qua hệ thống và thiết bị riêng, không phụ thuộc vào lưới truyền tải quốc gia. Chi phí đầu tư, lắp đặt, xây dựng và vận hành do Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo chi trả, trừ khi có thỏa thuận khác với Khách hàng sử dụng điện lớn.

2.2. Hạn chế của quy định hiện hành

a. Chưa tận dụng được lợi thế của các KCN lớn

Một mô hình đường dây riêng điển hình là lưới điện sau công tơ trong phạm vi các KCN, khu kinh tế, khu chế xuất, cụm công nghiệp, khu công nghệ cao, khu công nghệ thông tin tập trung, khu nông nghiệp ứng dụng công nghệ cao và các mô hình tương tự khác do Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm đầu tư, quản lý, vận hành và được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán lẻ điện tại khu, cụm này.

Trong thực tiễn, nhiều KCN đã xây dựng hệ thống lưới điện sau công tơ và hoạt động như một hệ sinh thái khép kín, với:

- Điểm đầu nối chung cho cả KCN với lưới điện quốc gia, và đơn vị bán lẻ điện đóng vai trò là một khách hàng sử dụng điện lớn duy nhất của EVN;
- Nhu cầu tiêu thụ điện lớn và ổn định với tổng công suất sử dụng điện trung bình của tất cả các đơn vị sử dụng điện trong khu thường trên 200,000 kWh/tháng.

Tuy nhiên, Nghị định 57 yêu cầu từng khách hàng đơn lẻ tham gia vẫn phải đáp ứng các điều kiện chung đối với khách hàng sử dụng điện lớn tương tự như cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia. Điều này loại bỏ khả năng tham gia của nhiều doanh nghiệp trong khu, kể cả khi cả khu đủ điều kiện.

³ Thông tư số 16/2025/TT-BCT ban hành ngày 01 tháng 02 năm 2025 bởi Bộ Công Thương về quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (Thông tư 16).

Việc chưa có chính sách công nhận KCN với đường dây riêng như một thực thể tiêu thụ điện chung là một khoảng trống chính sách, làm lãng phí tiềm năng phát triển năng lượng sạch tại các KCN lớn.

b. Khó tiếp cận với SMEs

Trên thực tế, SMEs có nhu cầu sử dụng điện sạch đang tăng nhưng số doanh nghiệp đạt được mức tối thiểu 200.000kWh/tháng vẫn rất hạn chế. Cùng với đó, các cam kết ESG ngày càng nghiêm ngặt, đặc biệt đối với hoạt động xuất khẩu, khiến nhu cầu sử dụng năng lượng tái tạo trở nên thiết yếu.

Các doanh nghiệp thường tìm đến giải pháp ĐMTMN để đáp ứng các yêu cầu về chuyển đổi xanh, tuy nhiên không phải doanh nghiệp nào cũng có đủ nguồn lực cả về tài chính, nhân sự cũng như kinh nghiệm vận hành để phát triển ĐMTMN theo mô hình tự sản xuất tự tiêu thụ, đặc biệt là các doanh nghiệp SMEs. Khi đó, các đơn vị phát điện năng lượng tái tạo có thể mang đến giải pháp lắp đặt hệ thống ĐMTMN theo mô hình DPPA đường dây riêng phù hợp cho nhu cầu của các doanh nghiệp này nếu không vướng mắc rào cản về điều kiện tham gia.

Hơn nữa, khi các dự án ĐMTMN được thực hiện trong đường dây riêng trong KCN có thể cho phép các doanh nghiệp được chia sẻ công suất điện dư thừa, mang lại lợi ích trực tiếp cho cả doanh nghiệp SMEs và các doanh nghiệp lớn. Cụ thể, các SMEs hoặc doanh nghiệp có phụ tải nhỏ không thuộc đối tượng có thể tham gia cơ chế DPPA theo Nghị định 57 nhưng có thể có sẵn mái nhà phù hợp để lắp đặt hệ thống điện mặt trời, đặc biệt là các doanh nghiệp trong lĩnh vực logistics. Hệ thống ĐMTMN trong trường hợp này có thể được lắp đặt trên toàn bộ diện tích mái nhà khả dụng tối đa của một doanh nghiệp và chia sẻ lượng điện này với khách hàng lân cận mà không bị giới hạn bởi phụ tải của một doanh nghiệp đơn lẻ.

Điều kiện về mức tiêu thụ tối thiểu để được tham gia DPPA là một rào cản rõ ràng đối với hầu hết SMEs, khiến họ bị loại khỏi cơ chế hỗ trợ hiện hành, từ đó ảnh hưởng đến tính công bằng trong tiếp cận năng lượng tái tạo cũng như năng lực cạnh tranh và thu hút đầu tư FDI vào các KCN tại Việt Nam.

c. Chậm chuyển đổi năng lượng và thiếu công bằng trong tiếp cận năng lượng

Việc chỉ tập trung vào các khách hàng lớn làm chậm lại tốc độ phổ biến năng lượng tái tạo đến các vùng nông thôn, KCN nhỏ. Điều này trái ngược với quan điểm phát triển bền vững và công bằng đã được nêu rõ trong Quyết định số 768⁴ tại Điều 1 Mục II khoản 1 phần đ: “Chuyển dịch năng lượng phải phù hợp với xu hướng quốc tế và đảm bảo bền vững, công bằng, công lý.” Việc áp dụng các cơ chế tạo điều kiện cho các đối tượng tham gia quy mô nhỏ hoặc các doanh nghiệp SMEs cũng sẽ góp phần giúp Việt Nam đạt được các mục tiêu trung hòa carbon nhanh chóng hơn.

⁴ Quyết định số 768/QĐ-TTg ban hành ngày 15 tháng 4 năm 2025 bởi Thủ tướng Chính phủ về phê duyệt điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định 768).

2.3. Gợi ý sửa đổi chính sách và khuyến nghị

Hiện tại, Nghị định 57 mới chỉ mở cửa cho các doanh nghiệp lớn tham gia DPPA, trong khi mô hình đường dây riêng có tiềm năng rất lớn để mở rộng phạm vi áp dụng. Để tận dụng tối đa lợi ích của mô hình này, việc cho phép **cộng gộp sản lượng tiêu thụ điện và công nhận KCN có đường dây riêng là một thực thể sử dụng điện tập thể, và dỡ bỏ ngưỡng 200.000kWh/tháng đối với khách hàng sử dụng điện năng lượng tái tạo qua đường dây riêng** là cần thiết, nhằm:

- Thúc đẩy sự tham gia của đa dạng các loại hình doanh nghiệp, bao gồm cả SMEs;
- Kích thích phát triển dự án năng lượng tái tạo ở các quy mô khác nhau, tạo ra sự linh hoạt trong việc khai thác ĐMTMN và cơ hội cho các nhà đầu tư đầu tư, vận hành hệ thống và bán điện cho chủ sở hữu công trình xây dựng;
- Tối ưu lợi thế của các hệ thống đường dây riêng đã được đầu tư xây dựng, thúc đẩy chia sẻ năng lượng, tăng hiệu quả sử dụng và tránh lãng phí tài nguyên năng lượng;
- Đẩy mạnh chuyển dịch năng lượng xanh và phát triển bền vững.

3. Những bất cập khác trong triển khai mua bán điện trực tiếp với ĐMTMN

Theo Nghị định 57, các hệ thống ĐMTMN đủ điều kiện tham gia DPPA, cụ thể là thông qua mô hình DPPA đường dây riêng thông qua đường dây điện tư nhân. Việc này cho phép các **RE GENCOs** phát triển và sở hữu các hệ thống ĐMTMN và bán điện trực tiếp cho các hộ tiêu thụ điện lớn.

Các điểm chính bao gồm:

- Điều kiện tham gia: Các hệ thống ĐMTMN có thể là một phần của khuôn khổ cơ chế DPPA, miễn là chúng được kết nối thông qua đường dây điện tư nhân đến hộ tiêu thụ.
- Nghị định hiện hành chỉ cho phép EVN và các công ty con mua Điện dư (Điều 6, khoản 3), điều này sẽ hạn chế vai trò của KCN trong việc hỗ trợ phát triển cơ chế DPPA.

Do đó, chúng tôi đề xuất Bán Điện dư: Các ĐMTMN được quyền bán sản lượng điện dư cho: Các đơn vị bán lẻ điện trong KCN, nếu hộ tiêu thụ điện lớn nằm trong KCN hoặc khu vực tương tự.

Chính sách này nhằm mục đích khuyến khích việc áp dụng điện mặt trời trên mái nhà bằng cách cung cấp cơ chế chính xác để bán điện dư thừa, do đó làm cho các khoản đầu tư ĐMTMN hấp dẫn hơn và khả thi về mặt tài chính cho cả nhà phát triển và người tiêu dùng.

C. MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP QUA LƯỚI ĐIỆN KẾT NỐI ẢO/TỔNG HỢP

Mô hình này yêu cầu sử dụng hệ thống truyền tải điện quốc gia do EVN quản lý để thiết lập liên kết kỹ thuật và thương mại giữa đơn vị phát điện và khách hàng sử dụng điện. Trong đó, lượng điện năng được sản xuất không nhất thiết phải được truyền trực tiếp đến khách hàng, mà trở thành một phần của công suất lưới điện và sau đó phân bổ lại cho khách hàng. Khi năng lượng tái tạo được phát ra, các tín chỉ xanh tương ứng sẽ được xác nhận và truyền tải thông qua hạ tầng và cơ chế quản lý của EVN. Trong trường hợp này, EVN đóng vai trò chủ động trong quá trình vận hành.

1. Rào cản pháp lý và thủ tục

Việc tiếp cận và tuân thủ khung pháp lý đối với các dự án năng lượng tại Việt Nam vẫn có thể là một thách thức lớn đối với các nhà đầu tư, đặc biệt là các nhà đầu tư FDI. Sự thiếu nhất quán và chưa rõ ràng trong quy định dẫn có thể dẫn tới nhiều cách hiểu giữa các bên khác nhau, gây khó khăn cho việc đưa ra quyết định đầu tư. Bên cạnh đó, các thủ tục hành chính và yêu cầu hồ sơ phức tạp càng làm kéo dài quá trình triển khai dự án. Những rào cản này không chỉ gây trở ngại cho khả năng tuân thủ mà còn cản trở sự thành công và tính khả thi của các dự án năng lượng xanh.

1.1. Về tính minh bạch pháp lý

Tính minh bạch trong quy định là yếu tố then chốt để tạo dựng một môi trường đầu tư ổn định và có thể dự đoán. Các quy định rõ ràng, nhất quán và hướng dẫn cụ thể sẽ giúp nhà đầu tư yên tâm khi tham gia thị trường, đồng thời đảm bảo các khoản đầu tư được bảo vệ và tuân thủ đúng pháp luật. Bằng cách loại bỏ những quy định còn mơ hồ và bổ sung các hướng dẫn chi tiết, hệ thống pháp lý có thể góp phần đơn giản hóa quy trình ra quyết, đồng thời giảm thiểu rủi ro tranh chấp. Điều này càng đặc biệt quan trọng với các nhà đầu tư nước ngoài, những đối tượng có thể chưa quen thuộc với hệ thống luật pháp và thủ tục hành chính tại Việt Nam.

- **Định nghĩa và cấu trúc DPPA ảo/tài chính:** Chúng tôi kiến nghị Nghị định cần bổ sung hướng dẫn chi tiết về cơ chế hợp đồng và thanh toán, cũng như sự phối hợp giữa EVN, GENCO, khách hàng và đơn vị vận hành hệ thống.
- **Tiêu chí tham gia:** Nên có quy định rõ ràng hơn về điều kiện đối với nhà phát điện (giấy phép, công suất, tình trạng COD...) và đối với khách hàng sử dụng điện (ngưỡng tiêu thụ, tín nhiệm tài chính).
- **Phương thức tham gia:** Cần xác định minh bạch hình thức tham gia (đấu thầu cạnh tranh, đàm phán song phương hay đăng ký).
- **Hiệu lực pháp lý:** Việc công nhận hợp đồng DPPA là ràng buộc pháp lý, kèm theo quy định về giải quyết tranh chấp và luật áp dụng, sẽ tạo thêm niềm tin cho nhà đầu tư.

1.2. Về thủ tục triển khai

Các thủ tục hành chính phức tạp hiện vẫn là rào cản lớn đối với nhà đầu tư, đặc biệt là FDI. Các thách thức này bao gồm quy trình hành chính và yêu cầu về hồ sơ phức tạp. Các rào cản thủ tục này có thể dẫn đến chậm trễ, gia tăng chi phí, từ đó ảnh hưởng tiêu cực đến trải nghiệm đầu tư. Việc tháo gỡ các vướng mắc này là cần thiết để xây dựng một môi trường đầu tư minh bạch, hiệu quả và thân thiện hơn với nhà đầu tư.

- **Sự thống nhất giữa các địa phương:** Thực tế cho thấy cách thức áp dụng có sự khác biệt giữa các tỉnh, thậm chí có nơi hướng dẫn chủ yếu bằng hình thức miệng. Chúng tôi kiến nghị cần có khung pháp lý thống nhất toàn quốc và tất cả hướng dẫn nên được ban hành bằng văn bản chính thức.
- **Thủ tục phê duyệt và cấp phép:** Đề nghị đơn giản hóa quy trình, công khai rõ thành phần hồ sơ và thời hạn giải quyết, để tạo thuận lợi cho doanh nghiệp.
- **Kết nối và huy động lưới:** Cần có tiêu chí minh bạch và công bằng trong việc xét duyệt kết nối và quyền ưu tiên huy động cho dự án DPPA.

- **Thanh toán và tín dụng:** Nên có hướng dẫn cụ thể hơn về cơ chế thanh toán, phân bổ rủi ro tín dụng, đồng thời có thể tham khảo các mẫu hợp đồng chuẩn để giảm thiểu rủi ro pháp lý.

1.3. Khuyến nghị

EuroCham kêu gọi cải thiện khung chính sách theo hướng tạo điều kiện thuận lợi cho hoạt động kinh doanh của các nhà đầu tư. Bản báo cáo này đưa ra năm khuyến nghị trọng tâm: cải thiện tính rõ ràng của quy định, đơn giản hóa thủ tục, tăng cường minh bạch, thúc đẩy quan hệ đối tác công-tư và thúc đẩy phát triển bền vững. Những khuyến nghị này phản ánh quan điểm chung của các nhà đầu tư châu Âu, với mục tiêu cải thiện môi trường đầu tư, hướng tới sự phát triển và thịnh vượng chung:

1. Ban hành Thông tư hướng dẫn chi tiết: Để đảm bảo tính rõ ràng và nhất quán, việc ban hành các thông tư hướng dẫn chi tiết nhằm làm rõ các tiêu chí đủ điều kiện, phương thức tham gia và mô hình thanh toán là hết sức cần thiết. Các văn bản này sẽ đóng vai trò như tài liệu hướng dẫn toàn diện cho các nhà đầu tư, giúp giảm thiểu sự mơ hồ và tạo điều kiện thuận lợi cho nhà đầu tư tuân thủ pháp luật một cách thuận lợi.
2. Thiết lập khung pháp lý thống nhất: Việc xây dựng một khung pháp lý quốc gia thống nhất kèm theo hướng dẫn bằng văn bản sẽ góp phần hạn chế sự khác biệt trong triển khai giữa các địa phương. Năng lượng là vấn đề quan trọng cấp quốc gia. Các nhà đầu tư trên toàn quốc nên được đối xử công bằng như nhau. Các cơ sở pháp lý này sẽ cung cấp một phương pháp tiếp cận được chuẩn hóa trên toàn quốc, đảm bảo các nhà đầu tư tuân theo các quy định và thủ tục nhất quán, bất kể địa điểm hoạt động. Sự đồng nhất này sẽ nâng cao tính dự đoán và tạo củng cố niềm tin của cộng đồng nhà đầu tư.
3. Xây dựng mẫu hồ sơ, hợp đồng và quy trình chuẩn: Việc ban hành các mẫu đơn và hợp đồng, quy trình chuẩn sẽ giúp đơn giản hóa đáng kể thủ tục hành chính cho nhà đầu tư. Những tài liệu chuẩn hóa này sẽ giảm thiểu sự phức tạp, tiết kiệm thời gian tuân thủ, đồng thời tạo điều kiện để nhà đầu tư tiếp cận khung pháp lý một cách thuận lợi hơn và tập trung vào hoạt động kinh doanh cốt lõi.
4. Xem xét triển khai cơ chế “một cửa” trực thuộc BCT để tiếp nhận, thẩm định và phê duyệt: Việc áp dụng hệ thống phê duyệt tập trung “một cửa” có thể nâng cao đáng kể hiệu quả của quá trình đầu tư. Cơ chế này hợp nhất các thủ tục qua một đầu mối duy nhất, từ đó giảm bớt rào cản hành chính, rút ngắn thời gian xử lý và mang lại cho nhà đầu tư trải nghiệm đầu tư minh bạch, thuận tiện và hiệu quả hơn. Bên cạnh đó, hoạt động này có thể được tổ chức ở cấp tỉnh nếu khung pháp lý và hướng dẫn được quy định đủ rõ ràng.
5. Việc tham vấn thường xuyên với các bên liên quan đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo sự phản hồi liên tục và việc thực thi chính sách một cách thiết thực. Qua việc tương tác với nhà đầu tư cùng các bên liên quan khác, các nhà hoạch định chính sách có thể thu thập được những thông tin quý báu, đồng thời kịp thời giải quyết các mối quan ngại và thách thức phát sinh. Phương pháp hợp tác này sẽ góp phần xây dựng các quy định vừa hiệu quả vừa thân thiện đối với nhà đầu tư.

2. Thị trường điện bán buôn của Việt Nam

BCT đang trong quá trình sửa đổi Thông tư 16⁵ (đã được sửa đổi và bổ sung bởi Thông tư 36⁶) về vận hành VWEM. Việc các nhà đầu tư DPPA từ EU theo dõi sát sao những diễn biến này là rất quan trọng, đặc biệt là liên quan đến Nghị định 57 ngày 03 tháng 03 năm 2025 về khung pháp lý cho cơ chế DPPA.

Bài học cải cách thiết kế thị trường điện của EU cho năng lượng tái tạo ngày càng liên quan mật thiết đến cải cách thị trường điện bán buôn của Việt Nam.

2.1. Bài học kinh nghiệm từ EU

Với việc các nguồn năng lượng tái tạo biến động ngày càng chiếm tỷ trọng cao đòi hỏi phải xem xét lại thiết kế thị trường điện để cho phép triển khai và tích hợp tốt hơn vào thị trường điện của EU, tuy nhiên với việc giá điện tăng kể từ nửa cuối năm 2021 cho thấy một số nhược điểm của thiết kế thị trường điện hiện tại của EU về mặt giá cả phải chăng cho người tiêu dùng, Cao Ủy EU gần đây đã đề xuất cải cách thiết kế thị trường điện của EU⁷, với những nội dung chính như sau:

- Tỷ trọng năng lượng tái tạo tham gia thị trường điện ở EU tiếp tục tăng trưởng với tốc độ nhanh chóng.⁸
- Cùng với sự gia tăng đáng kể về điện tái tạo này, báo cáo của CEER cho thấy khối lượng điện tái tạo được hỗ trợ đã tăng từ 297 TWh vào năm 2014 lên 422 TWh vào năm 2019 tại EU.⁹
- Tương tự như Nghị định 57 của Việt Nam, EU đã giới thiệu CfD: Bên cạnh các đặc điểm của FIP, theo CfD hoặc sliding premium (Điều 4 của Nghị Quyết Năng lượng Tái tạo), nếu giá bán buôn tăng cao hơn giá đảm bảo, các nhà phát điện được yêu cầu hoàn trả phần chênh lệch giữa giá đảm bảo và giá bán buôn.¹⁰

⁵ Thông tư số 16/2025/TT-BCT ban hành ngày 01 tháng 02 năm 2025 bởi Bộ Công Thương về quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (Thông tư 16).

⁶ Thông tư số 36/2025/TT-BCT ban hành ngày 03 tháng 6 năm 2025 bởi Bộ Công Thương về sửa đổi, bổ sung một số điều của thông tư số 16/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh

⁷ European Commission, European Economy Discussion Papers (6/2023), The Development of Renewable Energy in the Electricity Market, tr. 9.

⁸ European Commission, European Economy Discussion Papers (6/2023), The Development of Renewable Energy in the Electricity Market, tr. 12.

⁹ European Commission, European Economy Discussion Papers (6/ 2023), The Development of Renewable Energy in the Electricity Market, tr. 21.

¹⁰ European Commission, European Economy Discussion Papers (6/2023), The Development of Renewable Energy in the Electricity Market, tr. 22.

- Tuy nhiên, đối với chi phí của các chương trình hỗ trợ, mức hỗ trợ mà các nhà máy điện tái tạo nhận được đã đạt 35 tỷ Euro vào năm 2018 và 43 tỷ Euro vào năm 2019 (tương ứng với khoảng 0,35% GDP).¹¹
- Ngành điện tái tạo đang hướng tới cạnh tranh thị trường với ít sự hỗ trợ của nhà nước hơn. Một số dự án điện gió hiện đang được đấu giá mà không cần trợ cấp. Điều này tạo động lực cho ngành năng lượng tái tạo hướng tới phát triển các mô hình kinh doanh mới và sử dụng các công cụ phòng ngừa rủi ro giá như hợp đồng DPPA.¹²
- Do các nhà máy điện gió và điện mặt trời được triển khai trước và thị phần của chúng trên thị trường ngày càng tăng, chúng sẽ thay thế khi vận hành các nhà máy khác có chi phí cao hơn. Nói cách khác, chúng đẩy đường cong thứ tự ưu tiên sang phải, dịch chuyển các công suất có chi phí cận biên cao (linh hoạt và ngắn hạn) ra khỏi thị trường. Điều này có thể dẫn đến giá bán buôn giảm, có thể đạt giá trị bằng 0 khi không cần nhà máy nhiệt điện để đáp ứng nhu cầu. Giá cũng có thể đạt giá trị âm nếu lợi ích của trợ cấp hoặc chi phí đóng cửa các nhà máy nhiệt điện chạy nền thấp hơn chi phí tiếp tục vận hành. Thực tế, khi giá giảm khi các nhà máy năng lượng tái tạo đi vào hoạt động, điều đó có nghĩa là giá bán điện của chúng trên thị trường cũng thấp hơn. Khi quy mô của hiệu ứng này tăng lên theo thị phần của chúng, điều này có nghĩa là các nhà máy năng lượng tái tạo sẽ tự làm xói mòn giá trị thị trường của chính chúng theo thời gian. Đây được gọi là **hiệu ứng tự triệt tiêu của năng lượng tái tạo**.¹³

Vui lòng tham khảo Phụ lục 1 - Thiết kế thị trường điện của EU dành cho năng lượng tái tạo để biết dữ liệu chi tiết.

2.2. Khuyến nghị:

DPPA giữa doanh nghiệp mua và nhà sản xuất dựa trên VWEM, một chỉ số liên quan đến thanh toán tài chính. Doanh nghiệp mua gặp khó khăn trong việc ràng buộc mình vào một thị trường (VWEM) còn khá mới mẻ và chưa minh bạch. Cần nỗ lực để các bên tham gia có thể dễ dàng tiếp cận thông tin cung/cầu trên VWEM, và đảm bảo cấu trúc vận hành của VWEM mang tính minh bạch và nhất quán nhất có thể.

Hơn nữa, việc củng cố mối quan hệ giữa việc thiết lập giá công nghiệp của EVN và giá VWEM sẽ làm tăng niềm tin của doanh nghiệp mua vào VWEM nếu họ biết rằng VWEM sẽ - với độ trễ thời gian - thiết lập hiệu quả mức giá công nghiệp mà họ đã quen trả.

Để cho phép người mua và người bán tự do định hình các cấu trúc hợp đồng có lợi về mặt thương mại, có thể xem xét cho phép nhà sản xuất giữ lại một phần công suất dự án với tư cách

¹¹ European Commission, European Economy Discussion Papers (6/2023), The Development of Renewable Energy in the Electricity Market, tr. 23.

¹² European Commission, European Economy Discussion Papers (6/2023), The Development of Renewable Energy in the Electricity Market, tr. 25.

¹³ European Commission, European Economy Discussion Papers (6/2023), The Development of Renewable Energy in the Electricity Market, tr. 34.

là bên bán (tức là không phải bán toàn bộ công suất và toàn bộ sản lượng cho khách hàng). Do đó, nhà sản xuất có thể phát triển các sản phẩm điện khác ngoài hình thức "trả tiền theo sản lượng". Ví dụ có thể là cung cấp biểu đồ phụ tải cơ bản hoặc biểu đồ tiêu thụ được thiết kế riêng cho khách hàng công nghiệp (và do đó, nhà sản xuất sẽ hấp thụ chênh lệch sản lượng giữa sản lượng và tiêu thụ). Việc giới thiệu một cơ cấu thương mại như vậy về lý tưởng cũng sẽ cho phép nhà sản xuất lấy nguồn hàng giao ngay từ VWEM để thực hiện nghĩa vụ giao hàng cho khách hàng.

Để duy trì đầu tư vào công nghệ năng lượng tái tạo, cần phải cải cách để giải quyết vấn đề tài chính cho các công nghệ này. Về các chương trình hỗ trợ, CfD dưới dạng PPAs tài chính nên được triển khai rộng rãi hơn nữa. Bằng cách thiết lập mức giá tham chiếu mà hợp đồng phụ thuộc vào, CfD đảm bảo mức doanh thu thị trường tối thiểu cho các dự án năng lượng tái tạo khi giá thấp, nhưng đồng thời tránh việc chính phủ bồi thường quá mức khi giá cao. Cũng cần nỗ lực để xử lý các rào cản đối với PPAs giữa người tiêu dùng và nhà sản xuất. Điều này cung cấp một giải pháp thay thế dựa trên thị trường dựa trên các hợp đồng song phương giữa các nhà vận hành thị trường, trái ngược với CfD, trong đó chính phủ đóng vai trò là bên đối tác trực tiếp bảo lãnh giá đã thỏa thuận. Nhìn chung, tất cả các loại công cụ dài hạn và phòng ngừa rủi ro này sẽ có thể mang lại sự ổn định về giá và doanh thu tốt hơn cho các nhà sản xuất và nhà đầu tư trong một thị trường tương lai bất ổn, để họ có thể dễ dàng cam kết đầu tư vào các dự án năng lượng tái tạo dài hạn. Việc cung cấp và sử dụng các công cụ dài hạn này cuối cùng phải dựa trên cơ sở thị trường. Tuy nhiên, các cơ quan nhà nước có vai trò thúc đẩy và tạo điều kiện thuận lợi cho sự phát triển của thị trường điện. Hơn nữa, cần cân nhắc kỹ lưỡng chi phí ngân sách phát sinh từ việc này. Để đảm bảo sự ổn định của thị trường điện, các cơ quan nhà nước cần áp dụng các điều khoản bảo vệ theo PPA để tạo điều kiện cho các nhà đầu tư giảm thiểu rủi ro thị trường (tham khảo phần kế tiếp để biết thêm chi tiết).

Việc sử dụng rộng rãi hơn các hợp đồng dài hạn (ví dụ: CfD) cần được đẩy mạnh bằng các cải cách nhằm thúc đẩy hệ thống điện linh hoạt hơn. Một hệ thống điện với công suất lưu trữ và tái tạo tăng lên sẽ cần phải cân bằng cung cầu, đảm bảo cả phụ tải cơ sở lẫn phụ tải đỉnh, bất kể điều kiện thời tiết trong từng giờ, từng ngày, trong nhiều năm. Để đảm bảo phân phối 100% điện năng tái tạo, điều này sẽ đòi hỏi đầu tư lớn vào các giải pháp linh hoạt như kết nối xuyên biên giới hoặc lưu trữ điện, cũng như tăng cường tính linh hoạt về phía cầu, ví dụ như thông qua các thiết bị điện phân hoặc phản ứng phụ tải.

Điều này cũng có thể góp phần chống lại hiệu ứng tự triệt tiêu, vì nó cho phép nhu cầu dịch chuyển theo thời gian và không gian tùy thuộc vào tín hiệu giá. Để làm được điều đó, các cơ quan nhà nước cần cung cấp dữ liệu lịch sử của thị trường bán buôn cho các nhà đầu tư.

3. Phí truyền tải

Kể từ khi Nghị định 57 được ban hành ngày 05/03/2025 vẫn chưa có nhiều thông tin rõ ràng về hai thành phần chi phí then chốt: $C_{DPPA_{dv}}$ và P_{CL} . Mặc dù chi phí này đã được EVN thông báo tới 5 công ty điện lực, nhưng điều này vẫn chưa đi kèm với việc tham vấn rộng rãi hơn với cộng đồng tham gia DPPA, cũng như phương pháp luận cơ bản vẫn chưa được công bố. Cụ thể, hiện vẫn chưa có hướng dẫn rõ ràng về cách tính các khoản phí này, về các chi phí thành phần, cũng như dữ liệu nào hay giả định nào sẽ được sử dụng để xác định mức phí.

Sự thiếu thông tin này dẫn đến rủi ro trong quá trình xây dựng mô hình tài chính, ảnh hưởng đến tính khả thi về tài chính và hạn chế sự tham gia của các Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo cũng như Khách hàng sử dụng điện lớn. Vì vậy, doanh nghiệp mua điện khó xây dựng kế hoạch chi phí vận hành dài hạn, trong khi nhà đầu tư dự án năng lượng tái tạo gặp khó khăn khi thiết lập mô hình tài chính khả thi để huy động vốn. Điều này có thể dẫn đến:

- Chậm trễ trong ký kết hợp đồng DPPA, do các bên không thể thống nhất giá trọn gói;
- Tăng chi phí vốn, vì các tổ chức tín dụng đánh giá DPPA có mức rủi ro cao hơn do thiếu khung chi phí rõ ràng;
- Giảm tính hấp dẫn của DPPA so với các kênh mua điện truyền thống, từ đó cản trở mục tiêu khuyến khích thị trường điện cạnh tranh và thúc đẩy năng lượng tái tạo.

Các bên tham gia DPPA sẽ rất cảm kích nếu một số hướng dẫn, nguồn tham khảo hoặc phương pháp luận mang tính chỉ dẫn được chia sẻ. Những thông tin này sẽ giúp các đơn vị phát điện, đơn vị tiêu thụ và bên cho vay hiểu rõ hơn về cơ sở của các khoản phí này, nâng cao niềm tin vào mô hình DPPA và cho phép người tham gia lập các dự báo tài chính đáng tin cậy hơn. Để xây dựng niềm tin và đảm bảo sự tham gia rộng rãi, chúng tôi kiến nghị ban soạn thảo chia sẻ:

1. Công bố bản tính thử hoặc ít nhất là khoảng giá ước tính cho $C_{DPPA_{dv}}$ và P_{CL} để các bên tham gia sớm nắm bắt;
2. Làm rõ nguồn dữ liệu và các giả định được sử dụng để tính toán, đảm bảo tuân theo các quy tắc pháp lý đã được ban hành;
3. Mở rộng thảo luận lấy ý kiến từ cộng đồng tham gia DPPA, bao gồm cả Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn cũng như Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền, cùng với các bên liên quan khác như nhà cung cấp các dịch vụ về tài chính, trước khi chốt các mức phí, từ đó thu thập các ý kiến mang tính xây dựng về tính kinh tế và tác động đối với thị trường.

Sau khi các mức phí này được chốt, nên đề xuất một mức trần điều chỉnh giá, cụ thể là giới hạn mức tăng không quá 9% trong vòng 3 năm. Mức tăng chi phí tối đa này sẽ giúp các bên tham gia DPPA xây dựng mô hình tài chính ổn định, hạn chế biến động chi phí ngoài dự đoán, từ đó tăng cường niềm tin đầu tư dài hạn và thúc đẩy sự phát triển bền vững của thị trường DPPA.

4. Cơ chế bảo đảm tài chính và pháp lý trong PPA

Điều kiện tiên quyết cốt lõi cho sự thành công của cơ chế DPPA của Việt Nam theo mô hình kết nối ảo là đảm bảo khả năng thanh toán của PPAs. Nếu không có một PPA khả thi về mặt tài chính và phân bổ rủi ro rõ ràng, cơ chế này sẽ khó thu hút cả nhà đầu tư quốc tế và trong nước, cũng như nguồn tài chính cần thiết từ các ngân hàng thương mại và tổ chức tài chính phát triển trong và ngoài nước.

DPPA cần cung cấp một cấu trúc hợp đồng phù hợp với thông lệ quốc tế tốt nhất và phân bổ rủi ro theo cách được bên cho vay chấp nhận. Hiện tại, các mối quan ngại phát sinh từ:

- Rủi ro cắt giảm và điều độ: Nhà đầu tư yêu cầu đảm bảo rằng điện sản xuất sẽ không bị cắt giảm một cách vô lý mà không có bồi thường, đặc biệt là trong bối cảnh rủi ro lưới điện quá tải.
- Khả năng chuyển đổi tiền tệ: Với doanh thu bằng Việt Nam Đồng, bên cho vay nước ngoài yêu cầu bảo lãnh về khả năng chuyển đổi và chuyển đô-la Mỹ để trả nợ.
- Chấm dứt hợp đồng và các biện pháp khắc phục: Nhà đầu tư và bên mua điện phải nắm rõ các trường hợp vỡ nợ, bồi thường chấm dứt hợp đồng và quyền thay thế của bên cho vay.
- Bảo vệ quyền tiếp cận thị trường: Do doanh thu từ DPPA được liên kết với VWEM, PPA phải bao gồm các biện pháp bảo vệ trong trường hợp nhà phát điện không thể tiếp cận hoặc giao dịch trên thị trường bán buôn do sự chậm trễ của quy định, đình chỉ thị trường, các hạn chế của EVN, hoặc sự cố kỹ thuật trong hệ thống đo đếm/thanh toán. Trong những trường hợp như vậy, nhà đầu tư nên được bồi thường thông qua:
 - cơ chế điều độ giả định (xử lý điện năng như thể được bán vào thị trường bán buôn theo giá giao ngay hiện hành), hoặc
 - biểu giá dự phòng (giá thỏa thuận trước với bên mua cho đến khi quyền tiếp cận thị trường được khôi phục).

Việc đưa sản lượng điện còn lại vào thị trường cạnh tranh (sản lượng ngoài hợp đồng CfD) cũng như việc vận hành thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam còn hạn chế khiến cho tính khả thi của mô hình vẫn còn mơ hồ.

Trong Nghị định có nêu về vấn đề bồi thường thiệt hại những chưa có hình thức chính thức để tính mức thiệt hại cụ thể, mức trần bồi thường hay cơ sở pháp lý rõ ràng để xác định thiệt hại thực tế cũng như thời hạn thanh toán bồi thường.

Tính khả thi về tài chính (bankability) của các PPA trực tiếp ảo là mối quan tâm quan trọng đối với cả các nhà sản xuất năng lượng tái tạo và các khách hàng tiêu thụ điện lớn. "Bankability" đề cập đến khả năng của dự án trong việc huy động vốn dựa trên sự đánh giá về mức độ rủi ro và độ ổn định của dòng thu nhập. Đối với các hợp đồng DPPA ảo, một số yếu tố ảnh hưởng đến tính khả thi tài chính, bao gồm rủi ro thị trường, rủi ro bị cắt giảm phát (curtailment risk), và sự chắc chắn về pháp lý của hợp đồng.

4.1. Rủi ro thị trường

Rủi ro thị trường là nguy cơ phát sinh thua lỗ về tài chính do biến động trong điều kiện thị trường. Việc nhận điện và quản trị hiệu quả các rủi ro này là yếu tố then chốt nhằm hỗ trợ nhà đầu tư đưa ra quyết định đúng đắn và duy trì sự ổn định tài chính.

- Trong DPPA ảo, nhà phát điện bán điện lên VWEM, còn khách hàng mua điện trên thị trường bán lẻ. Thanh toán tài chính được thực hiện dựa trên chênh lệch giữa giá thỏa thuận và giá thị trường.
- Điều này khiến cả hai bên đều đối mặt với biến động giá thị trường: Nếu giá thị trường thấp hơn kỳ vọng, nhà phát điện có thể thu được ít doanh thu hơn, trong khi khách hàng có thể phải trả nhiều hơn.

- Để giảm thiểu rủi ro này, CfD cần được thiết kế sao cho đảm bảo nguồn thu ổn định cho nhà phát điện cũng như chi phí dự đoán được cho khách hàng.

4.2. Rủi ro bị cắt giảm

Rủi ro bị cắt giảm xảy ra khi đơn vị vận hành lưới điện yêu cầu nhà máy năng lượng tái tạo giảm sản lượng phát do hạn chế của hạ tầng lưới hoặc tình trạng dư thừa nguồn cung. Trong mô hình DPPA ảo, điều này có thể ảnh hưởng đến doanh thu của đơn vị phát điện nếu họ không thể cung cấp đủ sản lượng điện như đã cam kết trong hợp đồng:

- Cắt giảm phát xảy ra khi đơn vị vận hành lưới điện yêu cầu giảm sản lượng của nhà máy điện tái tạo do hạn chế lưới hoặc dư thừa nguồn cung.
- Trong DPPA ảo, nếu nhà phát điện bị cắt giảm, họ có thể không giao được sản lượng điện đã cam kết, làm giảm doanh thu.
- Hợp đồng cần quy định rõ cách xử lý trường hợp bị cắt giảm, bao gồm cả việc nhà phát điện có được bồi thường cho phần sản lượng bị cắt và các điều kiện cụ thể đi kèm.

4.3. Sự chắc chắn về pháp lý

Một khung pháp lý rõ ràng và vững chắc sẽ đảm bảo tính khả thi trong thực thi hợp đồng cũng như nâng cao hiệu quả ứng dụng:

- Khung pháp lý cho DPPA ảo cần đảm bảo tính thực thi của hợp đồng và cơ chế giải quyết tranh chấp rõ ràng.
- Nghị định 57 đã đặt nền tảng pháp lý, nhưng cần có hướng dẫn chi tiết và mẫu hợp đồng chuẩn để tăng cường sự chắc chắn về mặt pháp lý.
- Các điều khoản về chấm dứt hợp đồng đơn phương cần được cân nhắc kỹ lưỡng nhằm tránh tạo rủi ro bất lợi cho bất cứ bên nào.

4.4. Khuyến nghị

Việc nâng cao khả năng tính khả thi về tài chính của các hợp đồng DPPA ảo là yếu tố then chốt nhằm thu hút dòng vốn đầu tư. Điều này có thể được đảm bảo thông qua: xây dựng các mẫu hợp đồng tiêu chuẩn, xác định rõ ràng cơ chế phân bổ rủi ro, cho phép chuyển nhượng hợp đồng với sự chấp thuận của BCT, xem xét áp dụng các cơ chế hỗ trợ từ phía Chính phủ và thiết lập một quy trình giải quyết tranh chấp hiệu quả:

- **Chuẩn hóa hợp đồng:** Phát triển mẫu hợp đồng chuẩn, đề cập đến các rủi ro chủ chốt và được các tổ chức tài chính chấp nhận.
- **Phân bổ rủi ro rõ ràng:** Trong hợp đồng cần quy định rõ ràng về việc phân bổ rủi ro, đặc biệt là rủi ro thị trường và rủi ro bị cắt giảm phát.
- **Khả năng chuyển nhượng hợp đồng:** Cho phép chuyển nhượng hợp đồng DPPA với sự chấp thuận của BCT để tạo điều kiện thuận lợi cho việc tài trợ dự án và thay đổi quyền sở hữu.
- **Hỗ trợ từ Chính phủ:** Xem xét các biện pháp bảo lãnh/hỗ trợ của Chính phủ nhằm giảm rủi ro, nhất là trong giai đoạn triển khai DPPA ban đầu.
- **Cơ chế giải quyết tranh chấp hiệu quả:** Thiết lập quy trình và cơ chế giải quyết tranh chấp hiệu quả, rõ ràng.

Bằng việc giải quyết những vấn đề này, Việt Nam có thể nâng cao sức hấp dẫn của DPPA ảo đối với nhà đầu tư và khách hàng, qua đó thúc đẩy phát triển nguồn điện tái tạo trong nước.

5. Cơ chế đấu thầu

Bên cạnh đó, cần xem xét đề xuất làm rõ quy trình đấu thầu cần thiết đối với các dự án DPPA nhằm nâng cao tính khả thi.

5.1. Quy định đấu thầu cạnh tranh cho dự án điện

- Cần có quy trình lựa chọn nhà đầu tư riêng cho các dự án bán điện cho EVN hoặc DPPA.
- Do việc phân cấp phân quyền xuống cấp tỉnh ngày càng tăng, tỉnh có thể có quyền quyết định loại hình dự án nào sẽ bán cho EVN hoặc DPPA.
- Các KCN và doanh nghiệp có nhu cầu về năng lượng tái tạo có thể đăng ký làm đơn vị mua điện tiềm năng với tỉnh. Đây sẽ là cơ sở để tỉnh làm rõ loại hình dự án và triển khai đấu thầu phù hợp.

Khung pháp lý của Việt Nam về phát triển dự án điện bao gồm yêu cầu đấu thầu cạnh tranh, đặc biệt đối với các dự án được liệt kê trong quy hoạch điện quốc gia hoặc tỉnh với nhiều nhà đầu tư quan tâm. Luật Đấu thầu 2023¹⁴, có hiệu lực từ ngày 1 tháng 1 năm 2024, và các nghị định hướng dẫn như Nghị định 23¹⁵ và Nghị định 115¹⁶, yêu cầu quy trình minh bạch và cạnh tranh để lựa chọn nhà đầu tư, đặc biệt đối với các dự án sử dụng đất, bao gồm phát triển điện mới.

Nghị định 56¹⁷ cung cấp hướng dẫn chi tiết về đấu thầu cho các dự án điện, bao gồm dự án điện khí, điện than và năng lượng tái tạo. Nghị định quy định rằng đấu thầu là bắt buộc nếu có ít nhất hai nhà đầu tư quan tâm, với tiêu chí đánh giá dựa trên giá điện hoặc đóng góp ngân sách nhà nước, tùy thuộc vào khung giá của BCT. Ví dụ:

- Các dự án có khung giá của BCT: Giá thầu thắng sẽ đặt mức giá tối đa để đàm phán PPA.
- Các dự án không có khung giá: Đấu thầu tập trung vào việc giảm thiểu đóng góp ngân sách nhà nước.

¹⁴ Luật số 22/2023/QH15 ban hành ngày 23 tháng 06 năm 2023 bởi Quốc hội về đấu thầu (Luật Đấu thầu 2023).

¹⁵ Nghị định số 23/2024/NĐ-CP ban hành ngày 27 tháng 02 năm 2024 bởi Chính phủ về quy định chi tiết một số điều và biện pháp thi hành Luật Đấu thầu về lựa chọn nhà đầu tư thực hiện dự án thuộc trường hợp phải tổ chức đấu thầu theo quy định của pháp luật quản lý ngành, lĩnh vực (Nghị định 23).

¹⁶ Nghị định số 115/2024/NĐ-CP ban hành ngày 16 tháng 09 năm 2024 bởi Chính phủ về quy định chi tiết một số điều và biện pháp thi hành Luật đấu thầu về lựa chọn nhà đầu tư thực hiện dự án đầu tư có sử dụng đất (Nghị định 115).

¹⁷ Nghị định 56/2025/NĐ-CP ban hành ngày 03 tháng 03 năm 2025 bởi Chính phủ về quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện, đầu tư xây dựng dự án điện lực và đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư dự án kinh doanh điện lực (Nghị định 56).

5.2. Xung đột tiềm ẩn

Đối với các dự án điện tiêu chuẩn, đặc biệt là những dự án trong quy hoạch điện quốc gia hoặc tỉnh với nhiều nhà đầu tư quan tâm, đấu thầu cạnh tranh thường được yêu cầu để lựa chọn nhà đầu tư, như được nêu trong Nghị định 56 và Luật Đấu thầu 2023.

Đối với DPPA Mô hình 2 (kết nối lưới), các dự án phải tham gia vào thị trường điện bán buôn cạnh tranh và có thể tuân theo quy trình phê duyệt tiêu chuẩn, bao gồm đấu thầu nếu có nhiều nhà đầu tư quan tâm. Tuy nhiên, hiện chưa rõ liệu các dự án đã được giao đất đúng mục đích sử dụng có bắt buộc phải thực hiện đấu thầu hay không. Sự thiếu rõ ràng này cản trở tiến độ triển khai các dự án, đặc biệt đối với các dự án yêu cầu sử dụng đất, trong khi Nghị định 115 yêu cầu đấu thầu cạnh tranh.

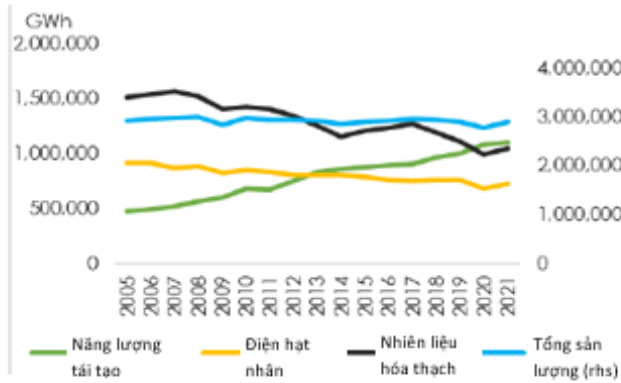
Theo quan điểm của chúng tôi, cơ chế đấu thầu chỉ nên áp dụng đối với các dự án mới có ký hợp đồng bán điện trực tiếp với EVN. Đối với những nhà phát triển hoặc nhà đầu tư có thể ký kết hợp đồng DPPA với các Khách hàng sử dụng điện lớn phù hợp với quy định hiện hành, việc tổ chức đấu thầu thêm là không cần thiết.

5.3. Khuyến nghị

Để giải quyết những xung đột tiềm ẩn, BCT nên làm rõ mối quan hệ giữa DPPA và quy định đấu thầu. Điều này bao gồm việc xác định rõ các dự án DPPA nào được miễn đấu thầu và trong điều kiện nào các dự án DPPA kết nối lưới phải trải qua đấu thầu cạnh tranh, đảm bảo rõ ràng khi nào đấu thầu là cần thiết, tích hợp với Nghị định 115 cho các dự án sử dụng đất để tránh mơ hồ. Những cập nhật này sẽ đảm bảo tính minh bạch, duy trì cạnh tranh công bằng và phù hợp với mục tiêu thúc đẩy đầu tư năng lượng tái tạo.

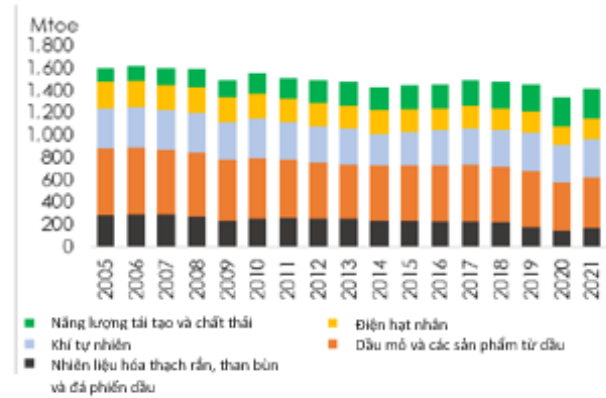
PHỤ LỤC 1: CƠ CHẾ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CỦA EU DÀNH CHO NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

Hình 2.1 Tổng sản lượng điện sản xuất (EU27)



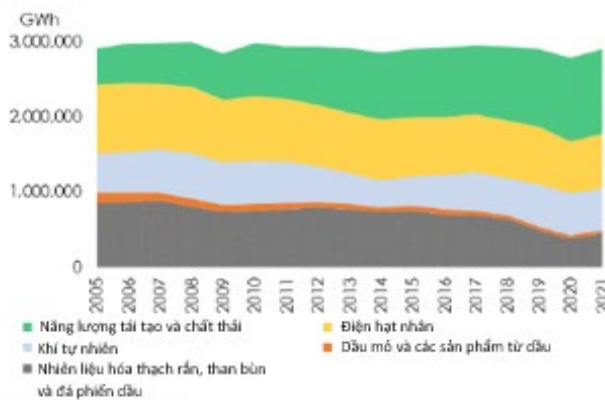
Nguồn: Eurostat.

Hình 2.2 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng nội địa (EU27)



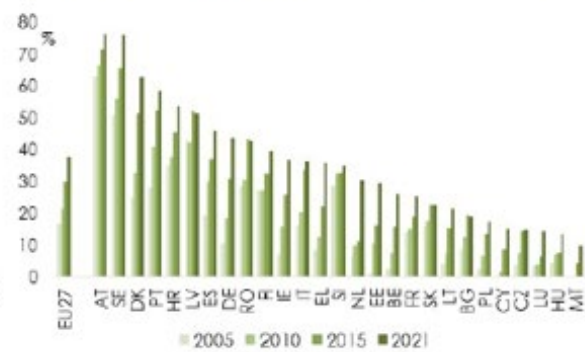
Nguồn: Eurostat.

Hình 2.3 Tổng sản lượng điện theo nguồn năng lượng (EU27)



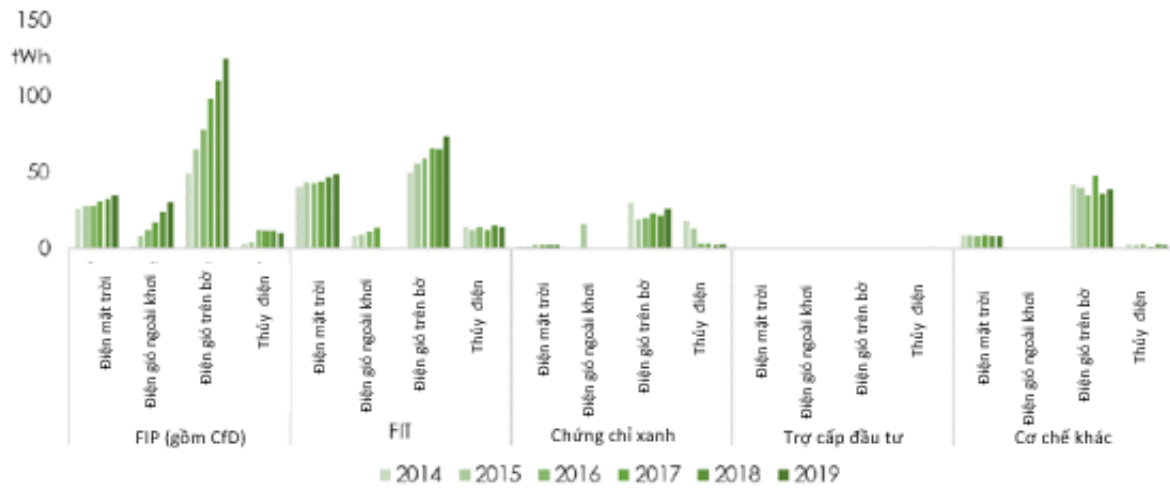
Nguồn: Eurostat.

Hình 2.4 Tỷ lệ điện năng từ nguồn năng lượng tái tạo trong tổng tiêu thụ điện (theo quốc gia thành viên EU)



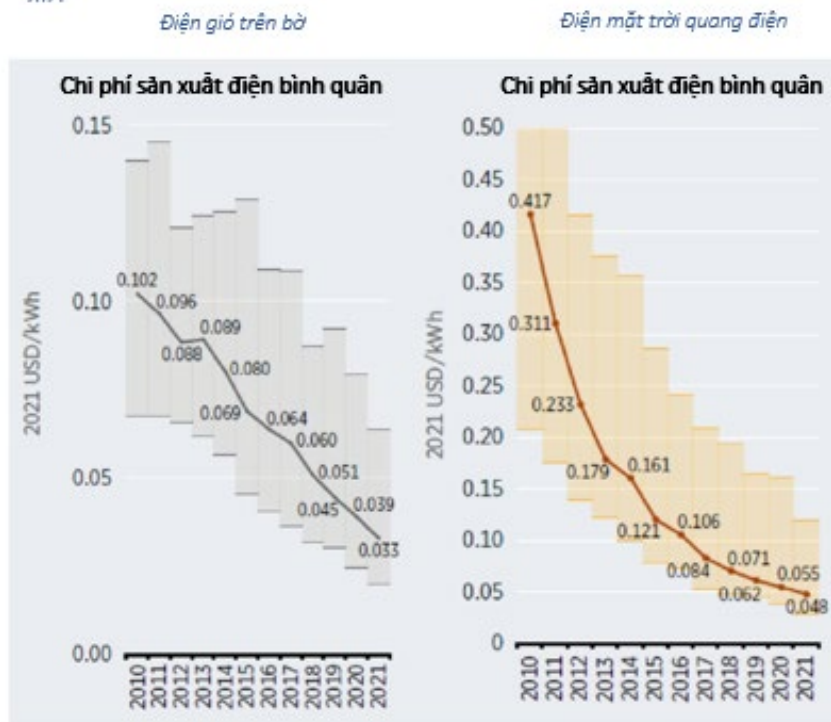
Nguồn: Eurostat (SHARES 2021).

Hình 3.2 Lượng điện tái tạo được hỗ trợ theo từng loại cơ chế hỗ trợ tại EU



Nguồn: Báo cáo CEER 2021 – Đánh giá về Các Cơ chế Hỗ trợ Điện Tái tạo tại EU

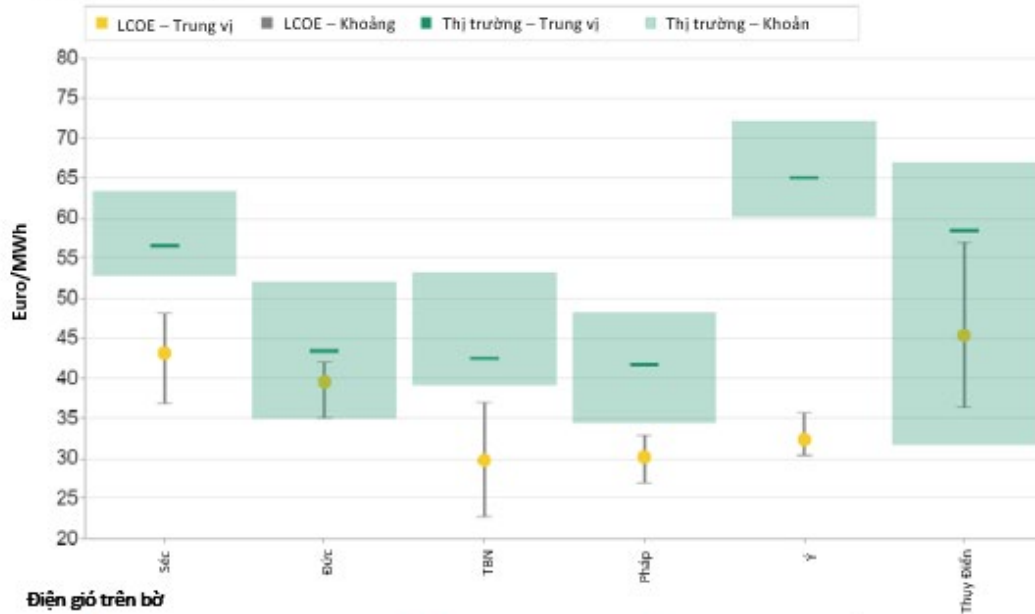
Hình 5.1 Xu hướng thay đổi chi phí sản xuất điện bình quân từ điện gió trên bờ và điện mặt trời quang điện trên thế giới giai đoạn 2010–2021



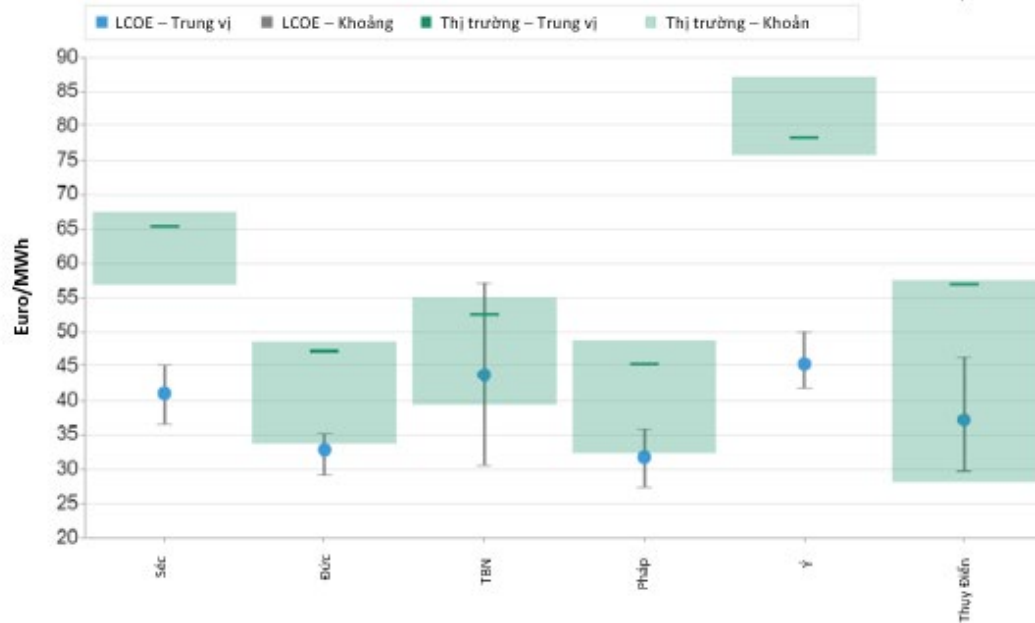
Nguồn: trích lại từ báo cáo “Chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2021” của IRENA

Hình 5.3 So sánh giữa chi phí sản xuất điện (LCOE) và giá trị thị trường của điện mặt trời quang điện và điện gió trên bờ trong một số thị trường tiêu biểu của châu Âu đến năm 2030

Điện mặt trời quang điện



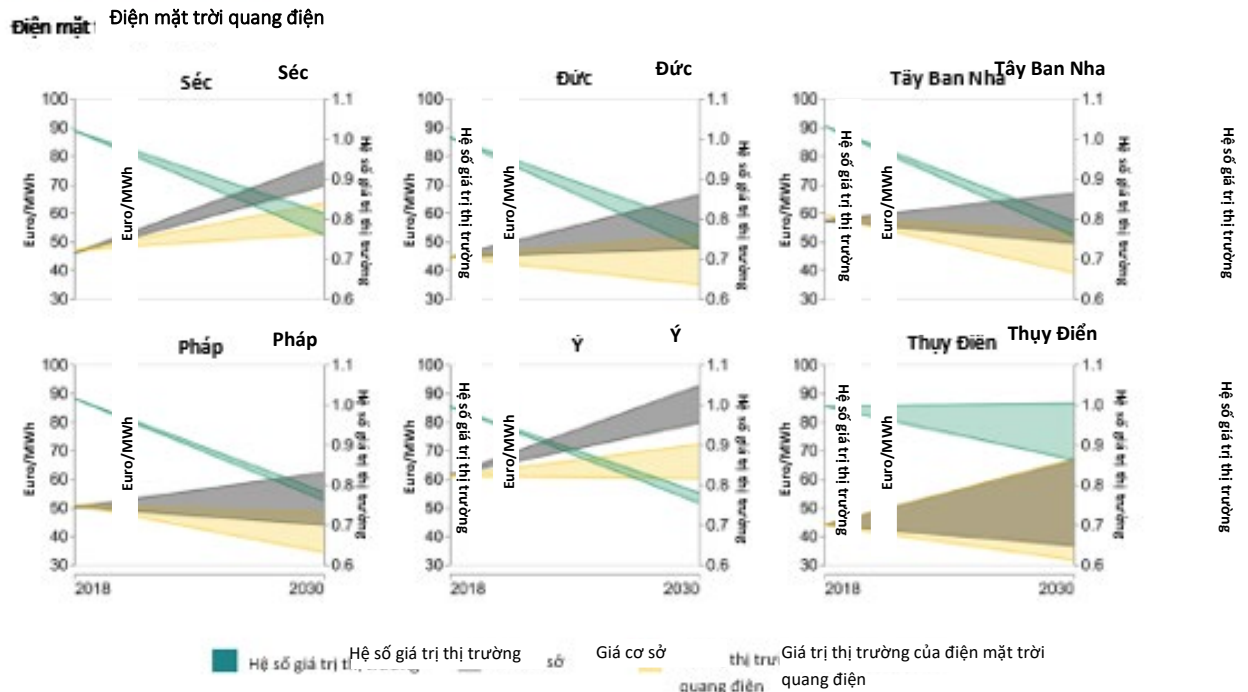
Điện gió trên bờ



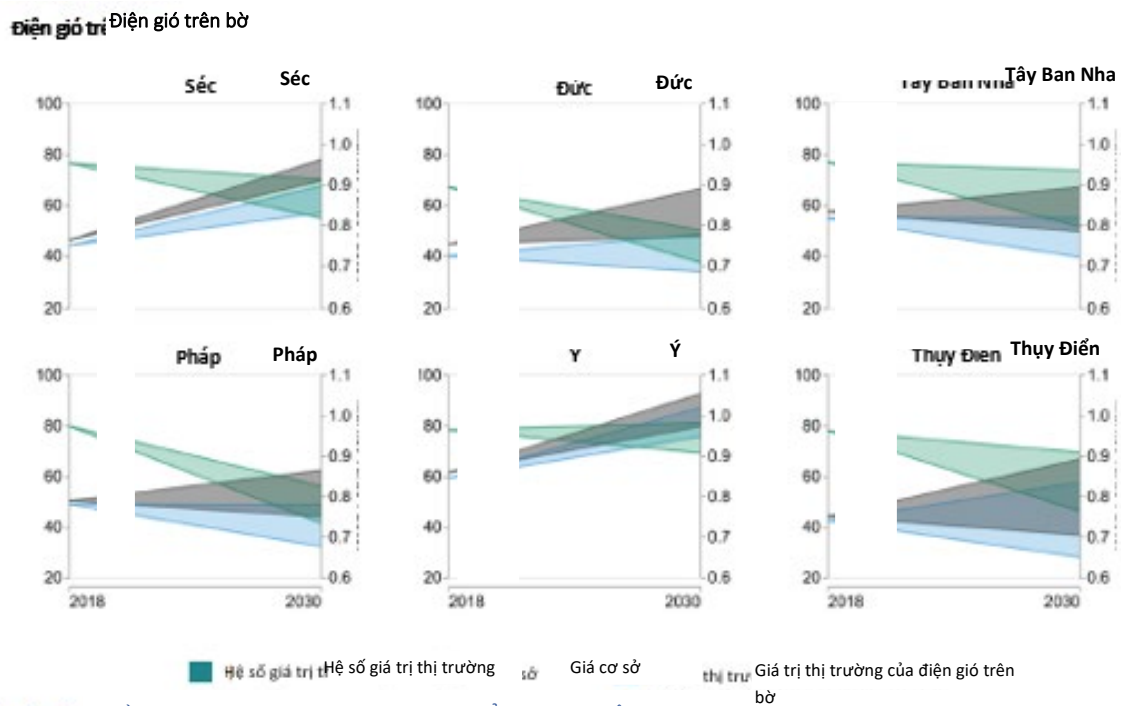
Nguồn: Trung tâm Nghiên cứu Chung của Ủy ban châu Âu. Hộp màu xanh lá cây thể hiện phạm vi các giá trị thị trường mô phỏng; các thanh sai số dọc thể hiện phạm vi của LCOE. Các vòng tròn và dấu gạch ngang lần lượt biểu thị giá trị trung vị qua ba năm khí hậu được lựa chọn.

Hình 5.4 Diễn biến giá bán điện, giá trị thị trường và hệ số giá trị thị trường của điện mặt trời quang điện và điện gió trên bờ tại một số quốc gia thành viên được lựa chọn, giai đoạn 2018–2030

Điện mặt trời quang điện

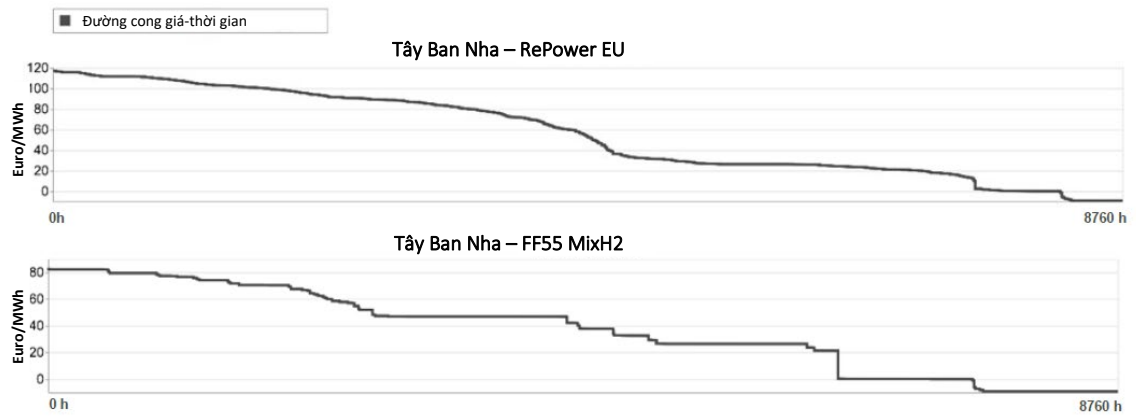


Điện gió trên bờ



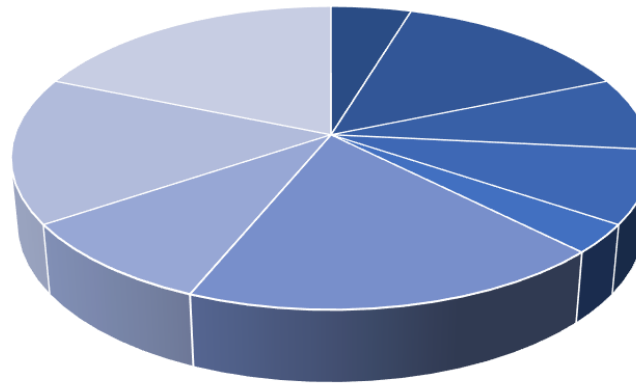
Nguồn: Trung tâm Nghiên cứu Chung của Ủy ban châu Âu

Hình 5.5 So sánh giữa đường cong giá-thời gian và mức độ sẵn có của các nguồn điện mặt trời giữa các kịch bản liên quan đến MIX H2 và REPowerEU tại Tây Ban Nha vào năm 2030



Nguồn: Trung tâm Nghiên cứu Chung của Ủy ban châu Âu

PHỤ LỤC 2: KHẢO SÁT TRIỂN KHAI



- Lưới điện kết nối riêng - Tiêu chuẩn đủ điều kiện của Bên mua điện
- Lưới điện kết nối riêng - Các quy trình
- Lưới điện tổng hợp - Tiêu chuẩn đủ điều kiện của Bên mua điện
- Lưới điện tổng hợp - Tính khả thi về tài chính
- Khác
- Lưới điện kết nối riêng - Giá cả
- Lưới điện tổng hợp - Tiêu chuẩn đủ điều kiện GENCO
- Lưới điện tổng hợp - Giá cả
- Lưới điện tổng hợp - Các quy trình

Lưới điện kết nối riêng - Tiêu chuẩn đủ điều kiện của Bên mua điện	3	Chỉ áp dụng đối với “Khách hàng sử dụng điện lớn” có mức tiêu thụ trung bình 200.000 kWh/tháng trở lên và được BCT điều chỉnh theo từng thời kỳ, gây ra sự thiếu chắc chắn và loại trừ nhiều đối tượng tiềm năng. Hạn chế này nên được bãi bỏ.
Lưới điện kết nối riêng – Giá cả	9	Đề xuất không nên áp dụng mức giá trần đối với DPPA theo mô hình lưới điện kết nối riêng. Giá cả nên được thỏa thuận trực tiếp giữa các bên liên quan trong hợp đồng.
Lưới điện kết nối riêng – Các quy trình	5	Các quy trình phức tạp và mâu thuẫn nên được tinh gọn và đơn giản hóa. Hướng dẫn bổ sung cần được ban hành và đảm bảo sự nhất quán giữa các tỉnh thành khác nhau.

Lưới điện tổng hợp – Tiêu chuẩn đủ điều kiện GENCO	5	Giới hạn ở các đơn vị lớn (công suất từ 10MW trở lên) → nên mở rộng cho cả các đơn vị nhỏ và vừa. Giới hạn ở các nguồn năng lượng mặt trời, gió và sinh khối → nên mở rộng cho các loại năng lượng khác như LNG, Hydro, v.v.
Lưới điện tổng hợp - Tiêu chuẩn đủ điều kiện của Bên mua điện	2	Chỉ áp dụng đối với “Khách hàng sử dụng điện lớn” có mức tiêu thụ trung bình 200.000 kWh/tháng trở lên và được BCT điều chỉnh theo từng thời kỳ, gây ra sự thiếu chắc chắn và loại trừ nhiều đối tượng tiềm năng. Hạn chế này nên được bãi bỏ.
Lưới điện tổng hợp – Giá cả	12	Sự thiếu rõ ràng về hoạt động của VWEM và cách tính toán các khoản phí thành phần. Phí truyền tải cao cùng với việc điều chỉnh hàng năm gây ra nhiều biến động và làm giảm tính khả thi về tài chính của các hợp đồng DPPA.
Lưới điện tổng hợp – Tính khả thi về tài chính	6	Các rủi ro cần được giải quyết: rủi ro cắt giảm công suất và điều phối, chấm dứt hợp đồng và các biện pháp khắc phục, v.v.
Lưới điện tổng hợp – Các quy trình	10	Các quy trình phức tạp và mâu thuẫn cần được tinh gọn và đơn giản hóa. Đề xuất ban hành thêm hướng dẫn và đảm bảo sự nhất quán giữa các tỉnh thành khác nhau. Nên có hướng dẫn cụ thể cho các dự án chuyển tiếp khi chuyển đổi sang mô hình DPPA.
Khác	12	<i>Bao gồm nhưng không giới hạn ở các vấn đề sau:</i> ☐ Cơ chế đấu thầu cần được làm rõ hơn và có hướng dẫn cụ thể. ☐ Cần có cơ chế bảo vệ pháp lý trước các thay đổi hồi tố. ☐ Thiếu hụt hạ tầng lưới điện.

Vai trò DPPA	Những điểm cụ thể nào trong nghị định DPPA gây trở ngại cho hoạt động kinh doanh của bạn?	Vui lòng cho biết mức độ ưu tiên đối với các điểm có thể cải thiện sau đây đối với DPPA?	Khuyến nghị của bạn
Đơn vị phát điện	Nghị định DPPA – ĐMTMN qua đường dây riêng – với hệ thống không phát điện dư cho bên mua điện, nghị định có đề cập rằng không giới hạn công	Cao	Nên quy định rằng chỉ cần gửi thông báo tới Sở Công Thương và EVN với đầy đủ thông tin về dự án và bên mua điện là đủ. Nếu các cơ quan

	suất, tuy nhiên các tỉnh lại phản hồi bằng lời rằng họ chưa rõ về mặt chính sách triển khai hay quy trình cấp phép cụ thể. Hiện đang rất cần sự rõ ràng về quy trình cấp phép, và đặc biệt quy trình này cần được áp dụng THỐNG NHẤT trên toàn quốc.		chứng năng cần thêm thông tin, họ phải có phản hồi bằng văn bản, không chỉ trả lời bằng lời nói.
Đơn vị phát điện	- Mức giá trần của EVN đối với DPPA đường dây riêng - Vai trò của PPA không thể thể chấp của EVN trong DPPA ảo; việc cắt giảm công suất, chấm dứt hợp đồng không được bồi thường, không được điều chỉnh theo đô-la Mỹ, theo luật Việt Nam (không phải trọng tài quốc tế) - Phí truyền tải rất cao trong DPPA ảo của EVN - Việc thay đổi biểu giá dựa trên 173 dự án – vai trò của EVN trong việc trực tiếp thay đổi hoặc bị ảnh hưởng bởi sự thay đổi đó	Cao	- Không có mức giá trần đối với DPPA đường dây riêng/đường dây trực tiếp; việc này do đơn vị phát điện và khách hàng tự thỏa thuận. - PPA có khả năng thể chấp (trong DPPA ảo), không bị cắt giảm công suất hoặc có cam kết cắt giảm tối thiểu và tối đa, ví dụ 2-4% trong một khoảng thời gian xác định; bên mua điện được điều chỉnh theo chỉ số đô-la Mỹ; có bồi thường đầy đủ khi chấm dứt hợp đồng và có quyền giải quyết tranh chấp thông qua trọng tài quốc tế (ví dụ SIAC).
Đơn vị phát điện	Giá điện sẽ do đơn vị phát điện và bên mua điện tự thỏa thuận mà không có giới hạn hay mức giá trần nào, đặc biệt trong trường hợp mô hình vật lý, tức là DPPA với đường dây riêng.	Trung bình	Ngành điện và năng lượng Việt Nam cần xem xét và nghiên cứu các trường hợp của các quốc gia khác để áp dụng cho thị trường Việt Nam. Điều này không chỉ dành cho DPPA mà còn đối với các vấn đề khác cùng ngành.
Khác	- Ngay cả với DPPA đường dây riêng, khách hàng sử dụng điện lớn cũng phải có mức tiêu thụ điện trên 200.000 kWh/tháng. - Ngay cả với DPPA đường dây riêng, mức giá bán điện cũng bị giới hạn.	Cao	BCT nên nói lòng điều kiện về khách hàng sử dụng điện lớn và giá bán điện đối với DPPA đường dây riêng.

Đơn vị phát điện	Theo Khoản 1, Điều 16 của Nghị định, phương pháp tính chi phí mua điện cho khách hàng sử dụng điện lớn (Ckh) đã được quy định. Tuy nhiên, các thông số cụ thể để tính các thành phần chi phí chưa được định nghĩa rõ ràng, gây ra các khó khăn trong việc xác định chi phí mua điện.	Trung bình	1. Do không thể tính chính xác chi phí truyền tải và tổn thất điện năng, để khuyến khích đầu tư vào các khu vực thiếu điện, các đơn vị phát điện và khách hàng chỉ được phép thực hiện giao dịch điện trong cùng một khu vực địa lý. 2. Khi tham gia cơ chế DPPA, khách hàng sử dụng điện mong muốn mua điện với giá thấp hơn giá bán lẻ, trong khi các đơn vị phát điện muốn bán điện với mức giá gần bằng mức trần giá của loại năng lượng tương ứng. Vì vậy, các đề xuất sau đây được đưa ra: - Giá trong CfD không được vượt quá mức trần do BCT ban hành (theo thỏa thuận giữa đơn vị phát điện và khách hàng sử dụng điện). - Các khoản phí áp dụng của EVN (bao gồm chi phí DPPA, chi phí cân đối công suất, v.v.) = Giá bán lẻ – Mức giá trần của loại năng lượng tương ứng. Theo đó, số tiền thu được bởi EVN sẽ được dùng để trang trải các chi phí khác, bao gồm dịch vụ vận hành hệ thống và thanh toán chênh lệch giá.
Đơn vị phát điện	Phí truyền tải cho DPPA tổng hợp (“Phí truyền tải”) sẽ được công bố hàng năm. Điều này có nghĩa là các đơn vị phát điện và bên mua điện trong DPPA sẽ gặp khó khăn trong việc dự báo chi phí do khả năng tăng Phí truyền tải hàng năm trong tương lai.	Cao	Khuyến nghị EVN và Chính phủ công bố lộ trình minh bạch, rõ ràng về các thành phần cấu thành giá điện, bao gồm cả chi phí đầu tư (CAPEX) và chi phí vận hành (OPEX) của các nhà máy điện/đường dây truyền tải/trạm biến áp. Đồng thời, mức tăng hàng năm của Phí

			truyền tải nên được giới hạn hợp lý, dựa trên các chỉ số thị trường phù hợp, ví dụ như Chỉ số Giá tiêu dùng (CPI).
Khác	Hạn chế tiếp cận cho một số lĩnh vực nhất định: Vấn đề: Khung pháp lý DPPA hiện tại chủ yếu tập trung vào các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn, trong khi các đơn vị nhỏ, phân tán hơn (như các hệ thống ĐMTMN hoặc các dự án điện mặt trời/gió quy mô nhỏ) gặp khó khăn trong việc tiếp cận thị trường theo các quy định hiện hành. Tác động: Các doanh nghiệp nhỏ, đặc biệt là SMEs (SMEs), có thể gặp khó khăn trong việc ký kết hợp đồng và tham gia vào thị trường năng lượng tái tạo do các rào cản pháp lý, làm hạn chế sự phát triển của các nguồn năng lượng phân tán. Thiếu rõ ràng về điều kiện và quy trình đối với các dự án không thuộc quy mô điện lực: Vấn đề: Nghị định chưa quy định rõ các tiêu chí đủ điều kiện đối với các dự án không thuộc quy mô điện lực cũng như quy trình chi tiết để các dự án này tham gia vào DPPA. Việc này dẫn đến sự mơ hồ và trì hoãn trong việc phát triển dự án. Tác động: Các dự án quy mô nhỏ có thể gặp phải các rào cản pháp lý và quá trình phê duyệt kéo dài,	Cao	Hành động từ Chính phủ: Làm rõ cơ chế giá và biểu giá cho DPPA Hành động: Chuẩn hóa cấu trúc giá và thiết lập hệ thống biểu giá minh bạch cho các dự án năng lượng tái tạo theo cơ chế DPPA. Việc này sẽ mang lại sự ổn định về giá lâu dài, tăng niềm tin của nhà đầu tư và giảm thiểu các rủi ro pháp lý. Đơn giản hóa quy trình DPPA cho các dự án nhỏ và vừa Hành động: Hạ thấp ngưỡng tiêu thụ năng lượng tối thiểu và đơn giản hóa thủ tục phê duyệt cho các dự án năng lượng tái tạo nhỏ, phân tán (ví dụ: ĐMTMN). Chúng tôi tin rằng điều này sẽ mở rộng sự tham gia của thị trường và thúc đẩy quá trình áp dụng năng lượng tái tạo. Xác định rõ tiêu chí đủ điều kiện và thời gian phê duyệt cho các dự án DPPA

	làm hạn chế sự đổi mới và các nhà đầu tư mới tham gia thị trường.	Hành động: Định nghĩa rõ ràng các tiêu chí đủ điều kiện và chuẩn hóa các bước thủ tục để tham gia DPPA, nhằm nâng cao tính minh bạch. Đề xuất bảo vệ pháp lý chống lại các thay đổi có hiệu lực hồi tố Hành động: Đảm bảo rằng khi hợp đồng DPPA đã được ký kết, các điều khoản của hợp đồng (bao gồm giá cả, thời hạn) không được thay đổi có hiệu lực hồi tố. Việc này nhằm mang đến sự ổn định và an toàn cho nhà đầu tư, giảm thiểu rủi ro và thúc đẩy sự tham gia của các bên trong các dự án DPPA. Nâng cấp hạ tầng lưới điện để tích hợp năng lượng tái tạo Hành động: Ưu tiên mở rộng lưới điện và tích hợp các giải pháp lưu trữ năng lượng nhằm xử lý các nguồn năng lượng tái tạo có tính gián đoạn trong cơ chế DPPA. Đây là một trong những rào cản chính cần được khắc phục. Đơn giản hóa quy trình cấp phép DPPA Hành động: Số hóa và đơn giản hóa quy trình cấp phép cho các dự án DPPA nhằm giảm bớt
--	--	--

			gánh nặng hành chính và thời gian trì hoãn. Đây có thể là một trong những biện pháp đơn giản nhất để đẩy nhanh tiến độ dự án và giảm thiểu các rào cản gia nhập thị trường cho nhà phát triển. Thúc đẩy tiếp cận DPPA cho các dự án nhỏ hơn Hành động: Đẩy mạnh các thay đổi quy định cho phép các dự án nhỏ hơn, như ĐMTMN, dễ dàng tham gia vào các hợp đồng DPPA. Đây là yếu tố then chốt để mở rộng thị trường, giúp nhiều doanh nghiệp tham gia và đẩy mạnh quy mô ứng dụng năng lượng tái tạo. Thúc đẩy đối thoại giữa các nhà phát triển và Chính phủ về các điều khoản của DPPA Hành động: Tổ chức các hội thảo, tọa đàm và buổi tham vấn với các nhà phát triển dự án, nhà đầu tư và cơ quan pháp lý nhằm hoàn thiện và cải tiến khung pháp lý DPPA. Những cuộc đối thoại này tạo điều kiện để các cơ quan pháp lý nhận được phản hồi trực tiếp từ các bên liên quan trong ngành, đảm bảo khung pháp lý phù hợp với nhu cầu thực tiễn của thị trường.
--	--	--	---

			Hỗ trợ sự ổn định của khung pháp lý cho DPPA Hành động: Thúc đẩy các biện pháp pháp lý nhằm đảm bảo sự ổn định lâu dài và bảo vệ các hợp đồng DPPA. Đây là yếu tố mang tính nền tảng. Xây dựng các chương trình nâng cao năng lực cho các dự án DPPA Hành động: Phát triển các chương trình đào tạo dành cho doanh nghiệp về cách tiếp cận quy trình DPPA, bao gồm quản lý tài chính dự án và tuân thủ quy định pháp lý. Mục tiêu nhằm trang bị cho doanh nghiệp kiến thức và kỹ năng cần thiết để tham gia thị trường DPPA một cách hiệu quả. Đây là một hành động mang tính then chốt. Theo dõi và báo cáo kết quả triển khai DPPA Hành động: Theo dõi tiến độ và kết quả thực hiện của các dự án DPPA, đồng thời công bố báo cáo thường niên nhằm ghi nhận những thành công đạt được, thách thức và đề xuất cải thiện. Việc này góp phần nâng cao tính minh bạch, khuyến khích đầu tư và cung cấp cơ sở
--	--	--	--

			dữ liệu cho việc hoàn thiện khung chính sách DPPA trong tương lai.
Đơn vị phát điện	Tổng hợp: 1. Thiếu cơ chế ưu tiên huy động điện: Nghị định DPPA hiện hành không bao gồm điều khoản nào đảm bảo quyền được huy động ưu tiên cho các dự án tham gia cơ chế này. Vì thế, dù các dự án đã được tích hợp vào thị trường điện bán buôn, họ vẫn đối mặt với rủi ro bị cắt giảm công suất. 2. Không rõ ràng về lộ trình tăng Phí truyền tải: Mặc dù đã có dự thảo khung về Phí truyền tải, hiện vẫn chưa rõ cách thức các mức phí này sẽ tăng theo thời gian, đặc biệt là hàng năm. Điều này gây ra sự không chắc chắn trong kế hoạch tài chính dài hạn của các nhà đầu tư. 3. Hạn chế trong việc tiếp cận dữ liệu lịch sử thị trường: Hiện không có đủ minh bạch hoặc quyền tiếp cận dữ liệu lịch sử về các giao dịch trong thị trường điện bán buôn, khiến cho các đơn vị mới tham gia thị trường gặp khó khăn trong việc đánh giá rủi ro và xây dựng chiến lược gia nhập thị trường hiệu quả.	Cao	1. Đảm bảo huy động công suất: Cần có quy định rõ ràng về việc đảm bảo huy động điện từ các dự án DPPA nhằm giảm thiểu rủi ro bị cắt giảm công suất và tăng mức độ tin tưởng của nhà đầu tư. 2. Cơ chế tăng phí truyền tải: Cần xây dựng một lộ trình cụ thể, minh bạch về việc điều chỉnh tăng phí truyền tải hàng năm cho cả đơn vị phát điện và bên mua điện, từ đó hỗ trợ xây dựng mô hình tài chính chính xác và đáng tin cậy hơn. 3. Hướng dẫn tham gia thị trường điện bán buôn: Cần có hướng dẫn chi tiết hơn về cách thức tham gia thị trường điện bán buôn. Bên cạnh đó, việc chia sẻ dữ liệu lịch sử thị trường với các bên tham gia sẽ giúp đánh giá rủi ro hiệu quả hơn và xây dựng chiến lược thị trường phù hợp.
Bên mua điện	Chúng tôi hiện vẫn chưa rõ và đang trong quá trình tìm hiểu về cơ chế DPPA. Tuy nhiên, ngay cả trong khuôn khổ PPA, việc diễn giải pháp lý vẫn chưa được rõ ràng.	Trung bình	Chúng tôi hiểu rằng DPPA là hợp đồng trực tiếp giữa đơn vị phát điện và người sử dụng điện cuối. Chúng tôi tin rằng việc loại bỏ vai trò trung gian của EVN trong mô hình này sẽ

	Khi chúng tôi cố gắng triển khai, EVN và các cơ quan chức năng thường đưa ra các hướng dẫn không nhất quán với nhau.		giúp quá trình giao dịch diễn ra thuận lợi và hiệu quả hơn. Đối với quy trình chứng nhận DPPA, việc xác định rõ cơ quan có thẩm quyền phụ trách sẽ góp phần xóa bỏ những điểm chưa rõ ràng hiện nay.
Đơn vị phát điện	1. Sự không chắc chắn về phí truyền tải do EVN và BCT quyết định hàng năm. 2. Khái niệm “khách hàng sử dụng điện lớn” được BCT định nghĩa và điều chỉnh theo từng thời điểm. 3. Các điều khoản liên quan đến việc tạm ngừng và chấm dứt hợp đồng.	Cao	1. Phí truyền tải cần được phê duyệt và công bố hàng năm, trước thời điểm kết thúc năm, để áp dụng cho năm tiếp theo. 2. Khái niệm “khách hàng sử dụng điện lớn” cần được định nghĩa rõ ràng và chắc chắn. 3. Cần xây dựng thêm cơ chế DPPA có tính khả thi về tài chính.
Khác	Hiện nay, việc thiếu các giao dịch là một trở ngại lớn đối với việc triển khai cơ chế DPPA. Vì vậy, việc cung cấp đầy đủ các chương trình nâng cao năng lực, đào tạo và tư vấn cho các bên liên quan là rất cần thiết để hỗ trợ họ tiến tới việc ký kết hợp đồng. Hiện vẫn còn nhiều hiểu lầm và nhận thức chưa chính xác về DPPA cần được làm rõ và giải quyết kịp thời.	Cao	1) Bỏ quy định về giá trần do BCT áp dụng đối với cơ chế DPPA thông qua đường dây riêng. Nếu khách hàng sử dụng điện chấp nhận trả mức giá cao hơn giá trần cho nguồn điện do họ đầu tư riêng, đó là quyền tự quyết của họ. Việc điều tiết đầu tư tư nhân theo cách này là không phù hợp với tinh thần của Nghị quyết 68 và sẽ cản trở các hoạt động đầu tư. 2) BCT và EVN cần chính thức làm rõ (như đã nêu trong Nghị định 57) rằng các bên tham gia cơ chế DPPA ảo có toàn quyền linh hoạt trong việc thỏa thuận giá thỏa thuận. Không nên có bất kỳ giới hạn nào (bao gồm cả giá trần) đối với giá thỏa thuận trong các hợp đồng điện giao sau (FEC). Theo quan điểm của tôi, đây chỉ là vấn đề làm rõ, vì Nghị định 57 hiện tại

			không quy định giới hạn nào đối với giá thỏa thuận. 3) Cần có lộ trình hoặc hướng dẫn cụ thể từ EVN cho các Dự án chuyển tiếp để chuyển sang hợp đồng DPPA. Nói cách khác, các dự án này cần được phép điều chỉnh hợp đồng PPA hiện tại với EVN sang hợp đồng theo Thông tư 16 để bán điện trên thị trường điện giao ngay (VWEM), và sau đó được phép tham gia cơ chế DPPA. Về nguyên tắc, Nghị định 57 đã cho phép thực hiện việc này, tuy nhiên cần có sự làm rõ chính thức từ BCT và EVN nhằm hỗ trợ triển khai cơ chế DPPA đối với các Dự án chuyển tiếp. 4) BCT nên làm rõ rằng quy trình đấu thầu dự kiến cho công suất mới theo Kế hoạch thực hiện điều chỉnh Quy hoạch Điện VIII (PDP-8) chỉ áp dụng cho những dự án ký hợp đồng PPA với EVN. Nếu nhà phát triển/nhà đầu tư có thể ký được biên bản ghi nhớ (MOU) DPPA với khách hàng cho dự án đã được phê duyệt trong PDP-8, thì không cần thiết phải tổ chức đấu thầu. Tuy nhiên, các nhà phát triển DPPA này phải có nghĩa vụ hoàn tất giao dịch DPPA trong thời hạn giới hạn (ví dụ, 6 tháng), nếu không sẽ phải chịu phạt với BCT và mất quyền triển khai dự án. Dự án đó sau đó có thể được giao cho các nhà phát triển DPPA khác hoặc tổ chức đấu thầu cho hợp đồng với EVN. Tương
--	--	--	---

			tự, nếu một dự án được đấu thầu cho hợp đồng EVN nhưng hợp đồng PPA không được ký trong thời hạn giới hạn (ví dụ, 6 tháng sau đấu thầu), thì dự án này nên được mở cho giao dịch DPPA với cùng hoặc nhà đầu tư khác. Trong trường hợp này, cả EVN và nhà thắng thầu đấu thầu sẽ phải chịu mức phạt tương đương do gây trì hoãn tiến độ thực hiện Quy hoạch Điện. Mức phạt này cần đủ cao để chỉ cho phép những nhà phát triển có năng lực và nghiêm túc tham gia cả giao dịch DPPA và đấu thầu. Việc phạt EVN trong trường hợp đàm phán hậu đấu thầu không thành cũng sẽ đảm bảo hạn chế tối đa sự chậm trễ. 5) Currently, there is a lot of delay because of the ongoing provincial reorganization. GVN and MOIT should clarify that DOITs, EVN-PC, NSMO should be able to make decisions on DPPA now and any decisions provided under the current provincial authority will be "grandfathered" or accepted by the new provinces without any penalties. 5) Hiện nay, có rất nhiều sự chậm trễ do công tác sáp nhập các tỉnh đang diễn ra. Chính phủ Việt Nam và BCT nên làm rõ rằng Sở Công Thương các tỉnh, các Công ty Điện lực EVN-PC, và Ban Quản lý các Khu kinh tế có thể ra quyết định về DPPA ngay trong thời điểm này, và mọi quyết định đã được ban hành theo thẩm
--	--	--	--

			quyền của tỉnh cũ sẽ được “hưởng nguyên trạng” hoặc được các tỉnh mới chấp nhận mà không bị áp dụng hình phạt hay xử lý nào. 6) BCT nên xem xét mở rộng định nghĩa khách hàng sử dụng điện lớn để bao gồm các trung tâm dữ liệu.
Đơn vị phát điện	Chưa rõ ràng về hướng dẫn xin cấp phép/giấy phép đối với các đơn vị phát điện nước ngoài. Ví dụ: dự án IRC cho hợp đồng PPA ĐMTMN, v.v.	Cao	Miễn trừ dự án IRC cho hợp đồng PPA ĐMTMN đối với các nhà đầu tư nước ngoài đã thành lập thực thể pháp nhân tại Việt Nam trước đó.
Đơn vị phát điện	Giá trần đối với giá bán điện trong cơ chế DPPA đường dây riêng đã làm ảnh hưởng nghiêm trọng toàn bộ cơ chế.	Cao	Bộ cần tổ chức các buổi lấy ý kiến phản hồi với các hiệp hội doanh nghiệp như Eurocham và xem xét những phản hồi đó khi sửa đổi Nghị định về DPPA.
Bên mua điện	1. Nghị định không có quy định rõ ràng về việc các Doanh nghiệp chế xuất (EPE) có được tham gia cơ chế DPPA đối với các dự án năng lượng tái tạo hay không. 2. Đối với Doanh nghiệp chế xuất, chưa có hướng dẫn cụ thể từ phía chính phủ về các cơ chế/phương thức phù hợp cho việc phát điện hoặc mua bán năng lượng tái tạo. 3. Thủ tục hành chính phức tạp: Yêu cầu báo cáo và thông báo cho nhiều cơ quan quản lý có thể gây khó khăn và tốn thời gian cho doanh nghiệp. 4. Thiếu hướng dẫn chi tiết: Nghị định chưa cung cấp chỉ dẫn cụ thể về việc triển khai DPPA trong các KCN hoặc khu chế xuất.	Cao	1. - Nghị định chưa có quy định rõ ràng về việc các Doanh nghiệp chế xuất (EPE) có được tham gia cơ chế DPPA đối với các dự án năng lượng tái tạo hay không. - Cần có hướng dẫn cụ thể về điều kiện và thủ tục để các Doanh nghiệp chế xuất được tham gia DPPA trong lĩnh vực năng lượng tái tạo. 2. - Đối với các Doanh nghiệp chế xuất, chưa có hướng dẫn rõ ràng từ phía chính phủ về vấn đề sau: cơ chế/phương thức phù hợp cho việc

	5. Một số dự án tự phát điện và tự sử dụng năng lượng tái tạo của các Doanh nghiệp chế xuất tại Hải Phòng đang bị tạm dừng và ách tắc ở bước thông quan trong nhiều tháng mà không có lý do rõ ràng cũng như chưa nhận được hướng dẫn từ Chi cục Hải quan Vùng III. Ví dụ điển hình là dự án của Công ty Sản xuất Lốp Bridgestone. 6. Thách thức với DPPA qua đường dây riêng là do khoảng cách giữa nhà máy điện và khách hàng còn xa, gây khó khăn trong kết nối. 7. DPPA đối với ĐMTMN cho các doanh nghiệp được đầu tư trực tiếp từ nước ngoài (FDI): Việc áp dụng DPPA cho ĐMTMN đang bị cản trở bởi các chính sách và hướng dẫn không nhất quán, thiếu rõ ràng từ các bộ ngành liên quan, bao gồm thuế và hải quan. Việc thiếu quy định cụ thể về đăng ký, kết nối và vận hành hệ thống đã dẫn đến việc nhiều dự án bị tạm dừng chờ hướng dẫn, gây gián đoạn tiến trình đầu tư và buộc doanh nghiệp phải xem xét các phương án thay thế như thuê thiết bị hoặc đầu tư góp vốn.		phát điện hoặc mua bán năng lượng tái tạo. - Các Doanh nghiệp chế xuất mong muốn có một Nghị định với các hướng dẫn cụ thể về cơ chế/phương thức phát điện hoặc mua bán năng lượng tái tạo phù hợp với đặc thù của mình. 3. - Thủ tục hành chính phức tạp: Việc yêu cầu báo cáo và thông báo cho nhiều cơ quan quản lý gây khó khăn cho doanh nghiệp. - Cần đơn giản hóa quy trình báo cáo và thông báo, có thể áp dụng cơ chế một cửa nhằm giảm thiểu thủ tục rườm rà. 4. - Thiếu hướng dẫn chi tiết: Nghị định chưa cung cấp chỉ dẫn cụ thể về việc triển khai DPPA trong các KCN hoặc khu chế xuất. - Cần ban hành hướng dẫn chi tiết về việc thực hiện DPPA trong các khu vực này, bao gồm các yêu cầu về kỹ thuật và pháp lý. 5. - Một số dự án tự phát điện và tự sử dụng năng lượng tái tạo của các Doanh
--	---	--	--

			ngành chế xuất tại Hải Phòng đang bị tạm dừng và ách tắc ở bước thông quan trong nhiều tháng mà không có lý do rõ ràng cũng như chưa nhận được hướng dẫn từ Chi cục Hải quan Vùng III. Ví dụ điển hình là dự án của Công ty Sản xuất Lốp Bridgestone. - Các dự án phát điện và sử dụng năng lượng tái tạo của Doanh nghiệp chế xuất tại Hải Phòng cần được Chi cục Hải quan Vùng III hỗ trợ mạnh mẽ hơn bằng cách cung cấp hướng dẫn thủ tục rõ ràng và đẩy nhanh quá trình thông quan. 6. Quy định về mức tiêu thụ điện trung bình trong DPPA: Các quy định yêu cầu mức tiêu thụ điện trung bình cam kết trong DPPA phải đạt từ 200.000 kWh/tháng trở lên. Điều này tạo ra rủi ro cho bên mua, vì những tình huống bất ngờ như thiên tai, dịch bệnh hoặc quá tải lưới điện quốc gia có thể khiến doanh nghiệp tiêu thụ điện thấp hơn ngưỡng tối thiểu, dẫn đến việc không tuân thủ các điều khoản hợp đồng đã thỏa thuận với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo. 7. - Thách thức đối với DPPA qua đường dây riêng là do khoảng cách giữa nhà máy điện và khách hàng.
--	--	--	---

			- Do đó, điện năng phải được giao dịch qua lưới điện quốc gia. Một số vấn đề cần được giải quyết gồm: - Trong trường hợp đơn vị phát điện năng lượng tái tạo bán điện cho nhiều khách hàng nhưng vào một số thời điểm không phát đủ điện cho tất cả, khách hàng sẽ phải mua một phần điện từ EVN. Tình huống này làm phức tạp PPA do có thể phát sinh tranh chấp về việc đo đếm lượng điện phát từ nguồn năng lượng tái tạo so với điện truyền thống từ EVN. Bên cạnh đó, việc phân bổ chứng nhận năng lượng tái tạo (RECs) chưa được cấp theo DPPA cho các khách hàng sử dụng điện lớn cũng cần được làm rõ. - Cơ chế DPPA liên quan đến 8 bước thủ tục và 6 đơn vị có thẩm quyền và trách nhiệm liên quan, khiến quá trình đạt được sự đồng thuận kéo dài. Các bên tham gia DPPA có thể cần sử dụng dịch vụ tư vấn chuyên môn để giải quyết những phức tạp này. 8. DPPA cho ĐMTMN đối với các công ty được đầu tư từ nước ngoài (FDI): Việc áp dụng DPPA cho ĐMTMN đang gặp khó khăn do
--	--	--	--

			chính sách và hướng dẫn từ các bộ ngành liên quan, bao gồm thuế và hải quan, còn thiếu nhất quán và chưa rõ ràng. Việc thiếu các quy định cụ thể về đăng ký, kết nối và vận hành hệ thống đã khiến nhiều dự án bị tạm dừng chờ hướng dẫn, làm gián đoạn tiến độ đầu tư và buộc doanh nghiệp phải xem xét các phương án thay thế như thuê thiết bị hoặc đầu tư góp vốn. 9. Chuyển giao Chứng nhận Năng lượng Tái tạo (RECs) và tín chỉ carbon: Chính phủ cần xây dựng cơ chế và tổ chức quản lý việc chuyển giao Chứng nhận Năng lượng Tái tạo và tín chỉ carbon từ Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo sang Khách hàng sử dụng điện.
Khác	Việc tính toán phí truyền tải và các thành phần được bao gồm.	Cao	Mức phí hợp lý, không bao gồm các khoản phí cho các công nghệ khác, đặc biệt là các khoản phí trợ giá cho phát điện từ nhiên liệu hóa thạch.
Khác	Các rào cản: 1. Thủ tục phức tạp: Các bước hành chính kéo dài và mang tính chất kỹ thuật cản trở sự tham gia của nhiều bên. 2. Giới hạn đối tượng tham gia: Chỉ các nhà máy năng lượng tái tạo có công suất từ 30 MW trở lên và khách hàng ở mức điện áp 110 kV trở lên được phép tham gia, loại trừ nhiều người dùng tiềm năng.	Cao	Các trở ngại đã được nêu tại điểm 6, các khuyến nghị sẽ dựa trên các ý tưởng sau: 1. Mở rộng đối tượng tham gia → Cho phép các nhà sản xuất năng lượng quy mô nhỏ và các doanh nghiệp vừa tham gia, không chỉ giới hạn ở những đơn vị lớn. 2. Đơn giản hóa quy trình → Cắt giảm thủ tục hành chính. Tạo điều kiện

3. Yêu cầu tham gia VWEM: Bắt buộc phải sử dụng thị trường điện bán buôn, vốn phức tạp và còn xa lạ với phần lớn nhà đầu tư. 4. Giá cả và rủi ro không rõ ràng: Thiếu minh bạch trong việc hình thành giá, rủi ro bị giảm công suất và trách nhiệm tài chính. 5. Sự chi phối của EVN: Việc EVN vừa là nhà điều hành thị trường vừa là đối thủ cạnh tranh gây lo ngại về tính công bằng. Những trở ngại chính trong công việc của tôi: 1. Thủ tục phức tạp: Các bước hành chính kéo dài và mang tính chất kỹ thuật cản trở sự tham gia của nhiều bên. 2. Giới hạn đối tượng tham gia: Chỉ các nhà máy năng lượng tái tạo có công suất từ 30 MW trở lên và khách hàng ở mức điện áp 110 kV trở lên được phép tham gia, loại trừ nhiều người dùng tiềm năng. 3. Yêu cầu tham gia Thị trường điện bán buôn của Việt Nam (VWEM): Bắt buộc phải sử dụng thị trường điện bán buôn, vốn phức tạp và còn xa lạ với phần lớn nhà đầu tư. 4. Giá cả và rủi ro không rõ ràng: Thiếu minh bạch trong việc hình thành giá, rủi ro bị giảm công suất và trách nhiệm tài chính. 5. Sự chi phối của EVN: Việc EVN vừa là nhà điều hành thị trường vừa là đối thủ cạnh tranh gây lo ngại về tính công bằng.		đễ dàng hơn cho việc đăng ký thông qua các quy trình rõ ràng và tinh gọn. 3. Tăng khả năng tiếp cận thị trường → Cải thiện tính minh bạch của thị trường điện và cung cấp các chương trình đào tạo cho người dùng. 4. Làm rõ rủi ro và trách nhiệm → Xác định rõ ai chịu trách nhiệm đối với các thay đổi về giá, cắt giảm công suất và rủi ro hợp đồng. 5. Đảm bảo cạnh tranh công bằng → Tách biệt vai trò của EVN và cho phép các nhà cung cấp dịch vụ mới (như nhà môi giới năng lượng) tham gia thị trường. 6. Thúc đẩy hiệu quả và lưu trữ năng lượng → Khuyến khích kết hợp DPPA với các giải pháp tiết kiệm năng lượng và hệ thống lưu trữ điện bằng pin.
--	--	--

Khác	Nexus cùng các thách thức trong việc phát triển điện mặt trời và điện gió trên bờ: Xung đột trong quy định pháp luật về đất đai: Hiện đang tồn tại sự mâu thuẫn giữa Nghị định 56/2025/NĐ-CP và Luật Điện lực 2024 liên quan đến việc thu hồi đất cho các dự án điện. Nghị định 56 yêu cầu tất cả các dự án điện mặt trời và điện gió đều phải đấu thầu, bất kể đã có quỹ đất hay chưa. Tuy nhiên, Luật Điện lực lại cho rằng các dự án đã được giao đất đúng mục đích thì có thể không cần phải đấu thầu. Sự thiếu nhất quán này dẫn đến tình trạng bên trúng thầu không thể triển khai vì quỹ đất đã thuộc quyền sở hữu của đơn vị khác, do đó cần được rà soát và điều chỉnh để đảm bảo khả năng triển khai dự án. Thay đổi hành chính tại các địa phương: Việc sáp nhập và điều chỉnh đơn vị hành chính tại nhiều tỉnh đang gây ra nhiều gián đoạn. Các thay đổi này ảnh hưởng đến kế hoạch phát triển kinh tế – xã hội từ cấp vùng, tỉnh cho đến quy hoạch xây dựng cấp xã, dẫn đến sự chậm trễ khi bộ máy hành chính mới được hình thành và cán bộ được sắp xếp lại. Cơ chế giá điện sau FIT chưa rõ ràng: Việc thiếu một cơ chế giá điện minh bạch và kịp thời sau khi chính sách giá FIT kết thúc vào năm 2021 đã làm suy giảm niềm tin của nhà đầu tư, dẫn đến nhiều dự	Trung bình	Bao gồm ở trên
------	--	------------	----------------

	án bị trì hoãn hoặc hủy bỏ. Quá trình chuyển đổi từ FIT sang cơ chế đấu thầu hoặc PPA PPA với giá trần vẫn chưa rõ ràng về phương pháp xác định giá, chia sẻ rủi ro và lộ trình triển khai. Các hợp đồng PPA chưa đủ chặt chẽ: Các hợp đồng PPA hiện nay thường chưa đủ tính ràng buộc pháp lý, thiếu các cam kết đảm bảo thanh toán và cơ chế chia sẻ rủi ro liên quan đến hạ tầng, chính sách và pháp lý. Điều này làm giảm sức hấp dẫn đối với các tổ chức tài chính quốc tế khi xem xét đầu tư dài hạn. Khung chính sách chưa hoàn thiện: Mặc dù Việt Nam đã ban hành Quy hoạch điện VIII và cam kết trung hòa carbon, nhưng vẫn chưa có Luật Năng lượng Tái tạo hoặc Luật Chuyển dịch Năng lượng riêng biệt. Việc này dẫn đến hệ thống chính sách bị phân tán, thiếu tính pháp lý cao và khó triển khai đồng bộ giữa trung ương và địa phương.		
Khác	Khách hàng sử dụng điện phải có mức tiêu thụ từ 200,000 kWh/tháng trở lên mới đủ điều kiện tham gia cơ chế DPPA. Điều kiện này hạn chế số lượng người tiêu dùng đủ điều kiện, trong khi nhiều doanh nghiệp khác và SMEs (SMEs) cũng mong muốn được tiếp cận nguồn năng lượng tái tạo để đáp ứng các mục tiêu phát triển bền vững và yêu cầu xuất khẩu sang thị trường Mỹ hoặc châu Âu lại bị loại trừ. Tại các KCN sử dụng đường dây riêng,	Cao	Cần có sự linh hoạt hơn trong việc xác định đối tượng đủ điều kiện tham gia cơ chế DPPA, đặc biệt là đối với mô hình sử dụng đường dây riêng (và mô hình sau công tơ). Việc cho phép cộng gộp nhu cầu sử dụng điện bằng cách tạo điều kiện cho các doanh nghiệp trong cùng một KCN cùng tham gia hợp đồng với một đơn vị phát điện nên được quy định rõ ràng.

	bản thân KCN là khách hàng duy nhất của EVN và mức tiêu thụ điện của cả KCN thường đã vượt ngưỡng 200,000 kWh/tháng, do đó các khách hàng trong KCN nên được phép tham gia cơ chế DPPA mà không bị ràng buộc bởi điều kiện này. Nghị định 57 cũng yêu cầu giá bán điện của các dự án trong cơ chế DPPA phải tuân theo mức giá trần được quy định áp dụng cho các nguồn điện tương ứng, tuy nhiên mức giá trần hiện tại quá thấp và không đủ tính khả thi về mặt tài chính (ví dụ: điện mặt trời mặt đất là 1.382,7 VNĐ/kWh, điện mặt trời nổi là 1.685,8 VNĐ/kWh). Hiện cũng chưa rõ liệu có áp dụng giá trần cho ĐMTMN hay không. Quy trình cấp phép vẫn chưa được làm rõ và chưa được áp dụng thống nhất giữa các tỉnh. Việc thiếu hướng dẫn cụ thể gây khó khăn cho các địa phương trong việc áp dụng pháp luật, xem xét và phê duyệt giấy phép cho các dự án DPPA, dẫn đến việc triển khai bị chậm trễ, mặc dù Nghị định 80 đã được ban hành từ tháng 7 năm 2024 và Nghị định 57 từ tháng 3 năm 2025.		Giá bán điện trong các dự án sử dụng đường dây riêng nên do các bên liên quan trong hợp đồng tự thỏa thuận, không bị giới hạn bởi giá trần. Thông tư hướng dẫn cần sớm được ban hành, có tham khảo ý kiến từ các bên tham gia thị trường, nhằm tháo gỡ các hạn chế trong cấp phép, đồng thời thiết lập rõ ràng các mốc thời gian, thủ tục và trách nhiệm.
Bên mua điện	Cả Schneider Electric và các khách hàng PPA của chúng tôi đều mong muốn được làm rõ liệu bên mua điện có thể đăng ký khối lượng DPPA cao hơn mức tiêu thụ thực tế, nếu họ sẵn sàng chịu toàn bộ rủi ro chênh lệch hợp đồng với đơn vị phát điện. Ví dụ, liệu chúng tôi có thể ký hợp đồng DPPA với	Trung bình	Chúng tôi kiến nghị cho phép bên mua điện được đăng ký sản lượng điện theo hợp đồng DPPA cao hơn mức tiêu thụ thực tế. Trong nhiều trường hợp, các bên mua điện có nhu cầu sử dụng phần sản lượng dư này để cung cấp Chứng nhận năng lượng tái tạo (EAC) cho các

	sản lượng 18 GWh, trong khi sản lượng tiêu thụ thực tế ghi trên hóa đơn EVN chỉ là 11 GWh? Đây là một trong những vấn đề cấp thiết nhất mà chúng tôi đang gặp phải khi trao đổi với các bên mua điện và xem xét việc nộp hồ sơ tham gia cơ chế DPPA.		đơn vị trực thuộc không đủ điều kiện tham gia cơ chế DPPA. Xin cảm ơn sự xem xét của quý cơ quan và chúng tôi mong sớm nhận được phản hồi từ phía Chính phủ.
--	---	--	---