

CHIẾN LƯỢC VÀ KHUNG ĐẤU THẦU CẠNH TRANH DỰ ÁN ĐIỆN MẶT TRỜI Ở VIỆT NAM



Báo cáo được Ngân hàng Thế giới nghiên cứu và chuẩn bị với đóng góp của các tư vấn PricewaterhouseCoopers (PWC) và Baker McKenzie. Nhiệm vụ này do Chương trình Hỗ trợ Quản lý ngành Năng lượng (ESMAP) tài trợ; đây là chương trình được hỗ trợ từ quỹ tín thác nhiều nhà tài trợ do Ngân hàng Thế giới và Quỹ hạ tầng toàn cầu (GIF) quản lý.

Các tác giả: Nhóm Ngân hàng Thế giới (Sabine Cornieti và Trần Hồng Kỳ với hỗ trợ của Agnes Chew, Franz Gerner, Rahul Kitchlu, Bhanu Mehrotra, Cam Thi Kim Nguyen và Edwin Hin Lung Yuen), đóng góp của PWC (Raamkumar M Ragu, Rahul Raizada, Glenn Hughes, Kameswara Rao, Nikhil Abraham, Trần Nhật Bách, Abhinav Goyal) và Baker McKenzie (Đặng Chi Liêu và Nguyễn Thanh Hải).

Góp ý kiến: Arnaud Braud, Claire Nicolas và Nadia Taobane (Ngân hàng Thế giới)

Biên tập: Stephen Spector và Steven Kennedy

Thiết kế: Debra Naylor

© 2019 Ngân hàng Tái thiết và Phát triển Quốc tế/Ngân hàng Thế giới
1818 H Street NW | Washington DC 20433
202-473-1000 | www.worldbank.org

Báo cáo này là sản phẩm của các cán bộ thuộc Ngân hàng Thế giới với đóng góp của các đối tác bên ngoài. Các kết quả tìm hiểu, giải thích và kết luận đưa ra trong báo cáo này không phản ánh quan điểm chính thức của Ngân hàng Thế giới, Ban Giám đốc điều hành Ngân hàng Thế giới hoặc các chính phủ mà họ đại diện.

Ngân hàng Thế giới không đảm bảo tính chính xác của các dữ liệu trong báo cáo này. Các đường biên giới, màu sắc, tên gọi và các thông tin khác biểu hiện trên các bản đồ trong báo cáo này không hàm ý bất kỳ đánh giá nào của Ngân hàng Thế giới về vị thế pháp lý của bất kỳ vùng lãnh thổ nào và cũng không thể hiện bất kỳ sự ủng hộ hay chấp nhận nào của Ngân hàng Thế giới về các đường biên giới đó.

Quyền và Quyền hạn

Các tài liệu trong báo cáo này đều có bản quyền. Do Ngân hàng Thế giới khuyến khích phổ biến kiến thức của mình, có thể sao chép toàn bộ hoặc một phần báo cáo này cho các mục đích phi thương mại miễn là có nêu ghi nhận đầy đủ cho báo cáo này.

Tất cả các câu hỏi liên quan đến bản quyền và giấy phép xin gửi về Văn phòng Vụ xuất bản, Ngân hàng Thế giới, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA; fax: 202-522-2625; pubrights@worldbank.org.

ESMAP và GIF đánh giá cao việc gửi bản sao hoặc đường dẫn đến bất kỳ ấn phẩm nào sử dụng ấn phẩm này làm nguồn, tới ESMAP Manager/GIF Manager, Ngân hàng Thế giới, 1818 H Street NW, Washington, DC, 20433 USA; esmap@worldbank.org/managementunit@globalinfrafacility.org.

Tất cả các hình ảnh vẫn luôn là tài sản hoàn toàn thuộc về nguồn của chúng và không được sử dụng cho bất kỳ mục đích nào mà không có sự cho phép bằng văn bản từ nguồn đó.

Ghi công

Đề nghị ghi nguồn báo cáo như sau: "Ngân hàng Thế giới. 2019. *Chiến lược và Khung đấu thầu cạnh tranh dự án điện mặt trời ở Việt Nam*. Washington, DC: Ngân hàng Thế giới.

CHIẾN LƯỢC VÀ KHUNG ĐẤU THẦU CẠNH TRANH DỰ ÁN ĐIỆN MẶT TRỜI Ở VIỆT NAM



MỤC LỤC

Báo cáo tóm tắt	5
1. Giới thiệu	9
2. Mục tiêu và mốc thời gian triển khai điện mặt trời	11
3. Khung pháp lý	13
3.1 Đánh giá các khả năng của khung pháp lý	13
3.1.1 MOIT xây dựng hướng dẫn chi tiết hơn về thủ tục đấu thầu	13
3.1.2 Luật đầu tư	13
3.1.3 Khung pháp lý đấu thầu để lựa chọn nhà thầu cung cấp hàng hóa và dịch vụ	13
3.1.4 Khung pháp lý về đấu thầu để lựa chọn nhà đầu tư cho các dự án có sử dụng đất	14
3.1.5 Luật đối tác công tư (PPP)	14
3.2 Các khuyến nghị pháp lý	14
4. Phương án triển khai	16
4.1 Đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp	17
4.1.1 Mô tả mô hình đấu thầu	17
4.1.2 Các bước chính của phương án đấu thầu tại trạm biến áp	17
4.1.3 Khía cạnh kỹ thuật	18
4.1.4 Giấy phép	18
4.2 Đấu thầu cạnh tranh công viên điện mặt trời	18
4.2.1 Mô tả mô hình đấu thầu	18
4.2.2 Các bước chính của phương án công viên điện mặt trời	19
4.2.3 Giấy phép	20
5. Vai trò và trách nhiệm	21
5.1 Vai trò và trách nhiệm của các bên trong phương án tại trạm biến áp	21
5.2 Vai trò và trách nhiệm của các bên trong phương án công viên điện mặt trời	21
6. Khung đấu thầu	22
6.1 Cơ chế đấu thầu	22
6.2 Khung mua sắm	23
6.3 Khung hợp đồng	23
7. Chiến lược lợi ích kinh tế xã hội	24
8. Kết luận	27
Phụ lục 1. Chương trình cải cách ngành điện Việt Nam	31
Phụ lục 2. Kết quả phân tích không gian địa lý	34
Phụ lục 3. Phân tích chuỗi cung ứng điện mặt trời	38



BÁO CÁO TÓM TẮT

THÔNG TIN CHUNG

Nguồn điện mặt trời là một phương án ngày càng trở nên hấp dẫn đối với Việt Nam nhờ chi phí đã giảm xuống trong thời gian gần đây, thời gian xây dựng nhanh và đóng góp của điện mặt trời giúp đảm bảo an ninh năng lượng và duy trì môi trường bền vững.

Tháng 3 năm 2016, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 428/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia VII sửa đổi (PDP 7 sửa đổi) theo đề xuất của Bộ Công Thương (MOIT) cho giai đoạn 2016-2020, tầm nhìn đến năm 2030. Theo Quy hoạch, tổng công suất đặt năm 2020 là 60 GW, 96 GW vào năm 2025 và 130 GW vào năm 2030. Tổng công suất đặt hiện nay vào khoảng 47 GW. Do đó, mục tiêu 60 GW vào năm 2020 chắc chắn không đạt được – nguyên nhân chủ yếu là do tăng trưởng nhu cầu điện thấp hơn dự kiến dẫn tới nhu cầu tăng công suất lắp đặt cũng giảm xuống.

PDP 7 sửa đổi đã chú trọng hơn vào phát triển năng lượng tái tạo và đặt ra một chiến lược đầy tham vọng để phát triển nguồn điện từ năng lượng này. Quy hoạch đặt mục tiêu nguồn điện từ năng lượng tái tạo chiếm 6,5% tổng công suất đặt (không bao gồm thủy điện lớn) vào năm 2020 và 10,7% vào năm 2030. Mục tiêu công suất điện mặt trời (PV) đề ra trong quy hoạch là 850 MW vào năm 2020, 4 GW vào năm 2025 và 12 GW vào năm 2030.

Để hỗ trợ phát triển điện mặt trời, tháng 4 năm 2017, Chính phủ Việt Nam đã ban hành Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg đưa ra chính sách biểu giá điện năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới (Feed-in-tariff (FIT)). Chính sách FIT đã hết hiệu lực vào tháng 6 năm 2019. Chính sách đã đưa ra điều kiện để các đơn vị sản xuất điện độc lập (IPP) đăng ký áp dụng FIT. Giá điện mặt trời theo FIT là 2.086 đồng/kWh (ấn định ở mức 0,0935USD/kWh) cho các hợp đồng mua bán điện (PPA) có thời hạn 20 năm. Hiện nay Chính phủ đang thảo luận giá FIT lần hai (FIT 2) cho các dự

án có ngày vận hành thương mại (COD) chậm nhất vào cuối năm 2020. Đến giữa năm 2019 đã có khoảng 4,5 GW dự án điện mặt trời được triển khai theo FIT, đáp ứng mục tiêu điện mặt trời năm 2025 vào năm 2019.

Chính phủ Việt Nam hiện nay đang sửa đổi các mục tiêu điện mặt trời trong Quy hoạch phát triển điện lực 8 cho giai đoạn 2021-2030 (PDP 8). Mục tiêu điện mặt trời đang thảo luận hiện nay là 18 GW đến năm 2030. PDP 8 dự kiến sẽ hoàn thành và công bố vào đầu năm 2020.

CHƯƠNG TRÌNH ĐẤU THẦU CẠNH TRANH ĐIỆN MẶT TRỜI CHO VIỆT NAM

Nhằm mục tiêu mở rộng quy mô nguồn điện mặt trời một cách bền vững và chi phí hợp lý, Chính phủ Việt Nam có kế hoạch chuyển từ FIT sang cơ chế đấu thầu cạnh tranh. Với hỗ trợ của Ngân hàng Thế giới, Chính phủ đang thiết kế một chương trình dựa trên chiến lược hiện có được xây dựng từ đóng góp đầu vào của các bộ ngành, khu vực tư nhân và các đối tác phát triển. Chiến lược này trình bày các khuyến nghị cho Chính phủ Việt Nam với mục đích vạch ra một lộ trình phát triển chương trình điện mặt trời bền vững.

Trong chiến lược được thiết kế cẩn thận này, Chính phủ cần có quyết định ở những khía cạnh chính sau: (i) vai trò và trách nhiệm của các bên, bao gồm cả nhà nước và tư nhân, (ii) liệu có cần phải thay đổi cơ sở pháp lý và các quy định hiện hành không, (iii) loại phương án triển khai phù hợp nhất với điều kiện của Việt Nam và (iv) chính phủ sẽ tiếp nhận những rủi ro nào và cung cấp cho IPP các công cụ nào để giảm thiểu rủi ro. Làm rõ những điểm này trước khi lựa chọn IPP sẽ giúp đẩy nhanh quá trình lựa chọn IPP, giảm nguy cơ thất bại khi đấu thầu và mang lại một tầm nhìn dài hạn để triển khai các dự án điện mặt trời. Nhìn từ góc độ IPP, chính phủ có chiến lược rõ ràng sẽ giúp

giảm thiểu rủi ro mà các IPP nhận thức được gồm khung pháp lý yếu hoặc không đầy đủ, quy trình lựa chọn không rõ ràng và các lo ngại phát triển dự án khác.

Dưới đây là những điểm chính của chiến lược:

- **Mục tiêu và các mốc thời gian triển khai điện mặt trời.** Để báo hiệu cho các nhà đầu tư tư nhân biết Việt Nam là một nơi đầu tư tiềm năng dài hạn trong thị trường điện mặt trời toàn cầu, điều quan trọng là phải có các mục tiêu triển khai điện mặt trời trong trung hạn với các mốc thời gian rõ ràng. Do PDP 8 chưa hoàn thành nên báo cáo này giả định mục tiêu điện mặt trời được điều chỉnh 18 GW vào năm 2030. Do 18 GW chưa phải là mục tiêu chính thức nên số liệu này chỉ dùng cho mục đích minh họa.

Hiện nay đã có khoảng 4,5 GW điện mặt trời được xây dựng theo FIT 1, chính sách này đã hết hiệu lực vào tháng 6 năm 2019. Dựa vào các dự án mới sắp hòa lưới và thông báo về nội dung FIT 2, dự kiến có thêm khoảng 1,5GW sẽ được phát triển theo FIT 2 vào cuối năm 2020. Tổng cộng có khoảng 6 GW dự án điện mặt trời được xây dựng theo chính sách FIT. Do đó, dự kiến khoảng 12 GW sẽ được xây dựng theo đấu thầu cạnh tranh đến năm 2030.

Việt Nam có thể thí điểm đấu thầu cạnh tranh vào năm 2020/2021 thông qua ba phương án khác nhau với tổng công suất 1,2 GW: (i) 500 MW đấu thầu cạnh tranh theo mô hình trạm biến áp, (ii) 200 MW công viên điện mặt trời nổi và (iii) 500 MW công viên điện mặt trời mặt đất. Sau giai đoạn thí điểm, cần đấu thầu khoảng 1-2 GW mỗi năm cho cả hai phương án đấu thầu tại trạm biến áp và công viên điện mặt trời (được trình bày thêm trong Phần 2 về mốc thời gian và Phần 4 về các phương án triển khai). Kinh nghiệm quốc tế cho thấy nên triển khai đấu thầu theo định kỳ, chẳng hạn như cứ sau 12 hoặc 18 tháng, theo công suất đề ra trong PDP 8.

- **Khung pháp lý.** Các quy định hiện hành của Việt Nam không đưa ra cụ thể một khung toàn diện nào để lựa chọn cạnh tranh các IPP trong thị trường điện Việt Nam. Do đó, Chính phủ cần có thêm hướng dẫn pháp lý cho pháp luật hiện hành. Tuy nhiên, do lựa chọn IPP theo đấu thầu cạnh tranh trong thị trường điện về mặt kỹ thuật có thể dựa vào nhiều luật khác nhau như Luật đối tác công tư (PPP), Luật đầu tư và Luật đấu thầu, hoặc theo khung của MOIT, cần quyết định quy trình lựa chọn cạnh tranh dựa vào luật/quy định nào.

Dựa trên đánh giá pháp lý toàn diện và thảo luận rộng rãi với các Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI), MOIT và các Bộ ngành khác, khuyến nghị sử dụng Luật đầu tư. Đấu thầu cạnh tranh theo Luật đầu tư giúp đảm bảo phối hợp giữa quy hoạch tổng thể nguồn điện quốc gia với kế hoạch đầu tư của tỉnh, giảm việc lựa chọn IPP với cấp giấy phép. Tuy nhiên, thực hiện điều này đòi hỏi phải phối hợp chặt chẽ giữa các cơ quan ở trung ương và cấp tỉnh.

Thủ tướng Chính phủ cần ban hành Quyết định để hướng dẫn trên hai khía cạnh. Thứ nhất, hợp tác giữa MOIT, Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) và chính quyền địa phương (Ủy ban Nhân dân tỉnh - PPC) và Sở Kế hoạch và Đầu tư (DPI) về quy trình đấu thầu, cụ thể là các tiêu chí và thủ tục sử dụng trong quá trình đánh giá và lựa chọn nhà thầu. Vai trò và trách nhiệm của từng cơ quan cần được quy định rõ. Thứ hai, về phương án triển khai được lựa chọn và khung đấu thầu cấp cao (như: cơ chế thanh toán, cơ cấu giá điện, thời hạn PPA và hỗ trợ tiềm năng của chính phủ).

Để đảm bảo đưa các dự án này vào PDP không tạo ra nút thắt cổ chai, Chính phủ cần có cơ chế linh hoạt để phân bổ dự án trong PDP. Giải pháp tối ưu là không phân bổ công suất điện mặt trời trong PDP, tức là không phân bổ trước một công suất điện mặt trời nào đó cho một dự án cụ thể, thay vào đó cần đề cập là đó là công suất dành cho IPP/dự án thắng thầu thông qua lựa chọn cạnh tranh. Hình thức linh hoạt này là khá phổ biến. Với việc chuyển từ nguồn điện sở hữu nhà nước sang sở hữu tư nhân, Chính phủ thiết lập cơ cấu tối ưu thông qua quy trình quy hoạch dựa trên bằng chứng ngày càng đóng vai trò quan trọng. Chính phủ cần quyết định cơ cấu năng lượng trung hạn trong PDP 8 và lựa chọn nhà đầu tư dựa vào xác định thời điểm tối ưu đưa các nhà máy điện hòa lưới.

- **Phương án triển khai.** Sau khi xem xét kỹ lưỡng các phương án cạnh tranh khác nhau được thể giới sử dụng và những thách thức chính Việt Nam đang đối mặt, khuyến nghị triển khai theo hai phương án, đó là (i) đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp và (ii) đấu thầu cạnh tranh công viên điện mặt trời (nổi và mặt đất).

Mục đích của các phương án này là giúp Việt Nam giải quyết những hạn chế chính về khả năng sẵn sàng của lưới điện, rủi ro hạn chế và quy trình giao đất phức tạp. Cả hai phương án đều nhằm mục đích giảm bớt các rủi ro phát triển mà IPP nhận thức được, nhờ đó giảm được phí bảo hiểm rủi ro trong chi phí vốn. Kết quả chính là giá điện trong PPA do các bên phát triển dự án đề xuất dự kiến sẽ giảm xuống so với phương án đấu thầu cạnh tranh không biết trước địa điểm.

Nếu đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp, điều quan trọng phải đảm bảo khi chọn các trạm biến áp là cần phối hợp với các tỉnh hoàn thành sàng lọc các ràng buộc về môi trường và xã hội. Các IPP được tự chọn mặt bằng và tuân thủ các quy định của nhà nước về xã hội và môi trường.

Nếu đấu thầu cạnh tranh theo phương án công viên điện mặt trời, chính phủ lựa chọn mặt bằng và thực hiện công việc này với các tỉnh để đảm bảo tác động tối thiểu đến môi trường và xã hội.

- **Vai trò và trách nhiệm.** Các cơ quan nhà nước chủ chốt tham gia vào lựa chọn đấu thầu cạnh tranh IPP bao gồm MOIT, MPI, EVN và các PPC có dự án. Vai trò và trách nhiệm chính của các cơ quan này được nêu trong bảng ES.1 dưới đây:

BẢNG ES.1 Vai trò và trách nhiệm

VAI TRÒ	TRÁCH NHIỆM	(CÁC) BÊN LIÊN QUAN
Ban đấu thầu	Ban này sẽ (i) cùng với cố vấn giao dịch lập khung đấu thầu và tài liệu mời thầu; và (ii) mời thầu, thực hiện và kết thúc quá trình lựa chọn IPP.	MOIT và/hoặc EVN chủ trì quá trình này với hỗ trợ của EVN/MOIT và của PPC nơi có trạm biến áp/công viên điện mặt trời. Các PPC phải tham gia đầy đủ vì sau quá trình lựa chọn là phê duyệt Giấy phép đầu tư (trực tiếp hoặc gián tiếp tùy thuộc vào quy trình đấu thầu dựa vào luật nào).
Bên ký PPA	Bên ký PPA sẽ ký PPA với IPP và thanh toán cho lượng điện năng do IPP cung cấp theo mức giá xác định trong đấu thầu cạnh tranh.	EVN (nhưng cũng có thể thay đổi sau khi có thị trường điện đầy đủ – xem Phụ lục 1).
Lựa chọn trạm biến áp/lộ ra và công suất	Lựa chọn trạm biến áp/lộ ra cần thực hiện trong một nghiên cứu kỹ thuật rộng hơn về lưới điện để đảm bảo những ràng buộc tối thiểu khi tích hợp NLTT và mặt bằng để đảm bảo xung quanh trạm có đủ mặt bằng phù hợp.	EVN/NPT/PCs với hỗ trợ của PPC và MOIT
Lựa chọn mặt bằng cho công viên điện mặt trời	Lựa chọn mặt bằng cần phù hợp với Quy hoạch đất đai của tỉnh với mục tiêu giảm thiểu tác động môi trường và xã hội.	PCC với hỗ trợ của MOIT và EVN
Giải phóng mặt bằng cho công viên điện mặt trời	Người dân trong khu vực giải phóng mặt bằng được bồi thường và cơ quan liên quan được trao đầy đủ quyền sở hữu	PPC hoặc EVN
Cơ quan quản lý công viên điện mặt trời	Phát triển kỹ thuật, huy động tài chính và xây dựng hạ tầng (hàng rào và đường dây truyền tải) và Vận hành và Bảo dưỡng (O&M)	Cơ quan nhà nước (PPC hoặc EVN)
Chủ nhà máy điện	Chủ nhà máy điện chịu trách nhiệm (i) tài trợ, xây dựng và vận hành nhà máy điện mặt trời (trong trường hợp đấu thầu tại trạm biến áp; (ii) xác định mặt bằng; và (iii) bồi thường tái định cư.	IPP được lựa chọn trong đấu thầu cạnh tranh

- **Khung đấu thầu.** Khung đấu thầu cung cấp khuôn khổ mua sắm toàn bộ chương trình điện mặt trời. Khung này bao gồm (i) các vấn đề cụ thể về mua sắm và (ii) các vấn đề cụ thể về hợp đồng. Cụ thể, khung này gồm các chi tiết về các cơ chế đấu thầu, khung mua sắm và các thỏa thuận hợp đồng, đây sẽ là cơ sở cho hợp đồng giữa chính phủ và IPP thắng thầu. Mỗi nhân tố trong đó góp phần vào chương trình đấu thầu bền vững và có thể mở rộng thông qua cân bằng chia sẻ rủi ro giữa các bên liên quan trong quá trình đấu thầu và trong suốt vòng đời của tài sản.

Các khuyến nghị chính trong khung đấu thầu cấp cao là:

a. Cơ chế đấu thầu

- **Quy trình đấu thầu.** Khuyến nghị áp dụng quy trình hai túi hồ sơ Yêu cầu năng lực (RFQ)/Yêu cầu đề xuất (RFP) đối với đấu thầu cạnh tranh điện mặt trời thí điểm tại Việt Nam.
- **Tiêu chí năng lực.** Để đảm bảo sự tham gia của các IPP đã được chứng minh trong quá trình đấu thầu, quá trình đấu thầu sẽ kiểm tra các IPP về cả năng lực kỹ thuật và năng lực tài chính. Năng lực kỹ thuật bao gồm kinh nghiệm của IPP trong phát triển/xây dựng các dự án có công suất tương tự. Năng lực tài chính kiểm tra khả năng của IPP trong huy động tài chính và vốn chủ sở hữu dài hạn.

- **Cơ chế phát hiện giá lập lại.** Quy trình đấu thầu lập lại thường được thực hiện thời gian thực qua internet giúp giảm đáng kể về giá mà thường không thực hiện được khi đấu thầu tĩnh trên giấy. Tuy nhiên, hệ thống này yêu cầu mức độ trưởng thành của thị trường, chuẩn bị và cạnh tranh nếu nó mang lại kết quả tích cực. Do đó, đối với đấu thầu thí điểm ban đầu, khuyến nghị dùng hồ sơ dự thầu tài chính trong phong bì được niêm phong.

- **Lựa chọn đơn vị thắng thầu.** Do trọng tâm hiện nay của Chính phủ đối với lĩnh vực điện mặt trời là thu hút công nghệ và nguồn vốn quốc tế có chi phí thấp nhất, khuyến nghị chọn đơn vị thắng thầu dựa trên giá nộp thầu thấp nhất.

b. Khung mua sắm

- **Cơ chế thanh toán.** Khuyến nghị thanh toán dựa vào điện năng, tức là lượng điện đo đếm ròng do dự án điện mặt trời bán ra tính bằng MWh/kWh theo giá điện do IPP chào trong hồ sơ dự thầu thay vì cơ chế thanh toán dựa vào MW.

- **Cơ cấu giá điện.** Trong ngắn hạn, cơ cấu giá điện có thể liên kết hoàn toàn với đồng USD và lạm phát. Mục tiêu trung hạn chỉ nên liên kết một phần với USD hoặc thanh toán hoàn toàn bằng đồng Việt Nam, tùy thuộc

vào tình hình thị trường cho vay trong nước tại thời điểm đấu thầu.

- **Giá trần.** Đối với đấu thầu cạnh tranh thí điểm, có thể dùng FIT làm giá trần để đảm bảo giá chào thầu cạnh tranh thấp hơn giá FIT hiện tại.

c. Khung hợp đồng

- **Thời hạn PPA.** Tính tới tuổi thọ tài sản của các nhà máy điện mặt trời và do các nhà máy này cần nhiều chi phí vốn (CAPEX), khuyến nghị sử dụng PPA 25 năm cho các dự án trong phương án đấu thầu
- **Thu xếp bao tiêu.** Khuyến nghị trong PPA cần có điều khoản cho phần sản xuất điện vượt quá số giờ đã nêu. Trong kịch bản đấu thầu cạnh tranh, giảm rủi ro hạn chế này cho các dự án điện mặt trời giúp giảm giá điện mà các đơn vị phát triển sẽ chào trong hồ sơ dự thầu của mình.
- **Thay đổi luật.** Tính tới các yếu tố làm thay đổi quy định tại Việt Nam như đưa vào triển khai Thị trường điện bán buôn Việt Nam (VWEM), khuyến nghị các IPP phải được bảo vệ trước những thay đổi luật thông qua thư hỗ trợ của Chính phủ Việt Nam.
- **Chấm dứt và Trọng tài.** Khuyến nghị trong PPA phải có các điều khoản về chấm dứt do sự kiện vỡ nợ của bên bán và bên mua cùng với cơ chế bồi thường chấm dứt tương ứng và điều khoản về trọng tài quốc tế.

• Chiến lược lợi ích kinh tế xã hội.

Theo phân tích chuỗi cung cấp thực hiện năm 2018 như được trình bày trong Phụ lục 3, mục tiêu 12 GW điện mặt trời trong PDP 7 sửa đổi dự kiến mỗi năm sẽ tạo ra 25.000 việc làm toàn thời gian trong phát triển dự án, dịch vụ và vận hành và bảo trì (O&M) trong giai đoạn đến năm 2030. Việc làm liên quan đến phát triển điện mặt trời ở Việt Nam được tạo ra từ (i) phát triển và vận hành các nhà máy điện mặt trời và (ii) sản xuất thiết bị. Danh mục đầu tiên bao gồm các việc làm trong phát triển, thiết kế, xây dựng và vận hành các nhà máy điện mặt trời. Việc làm tạo ra trong ngành sản xuất dự kiến sẽ đạt gần 20.000 việc làm toàn thời gian vào năm 2030. Hầu hết các việc làm này được định hướng xuất khẩu và phụ thuộc vào Việt Nam duy trì thị phần hiện tại của

mình trong thị trường điện mặt trời toàn cầu. Điều này phụ thuộc trở lại vào việc Việt Nam duy trì được sức hấp dẫn của mình đối với các hãng sản xuất tấm năng lượng mặt trời trên thế giới.

Theo kết quả phân tích chuỗi cung cấp, chương trình điện mặt trời mới này có thể là chất xúc tác cho lợi ích kinh tế-xã hội và có thể được hỗ trợ theo những cách sau đây.

- Cung cấp tầm nhìn trong nước và quốc tế.** Để hỗ trợ phát triển ngành ở trong nước, Chính phủ có thể (i) thông báo cho thị trường các điểm chính của chương trình trong đó có các mục tiêu phát triển ngành và địa phương, và (ii) đưa các nhà cung cấp trong nước vào chuỗi giá trị điện mặt trời để họ có thể nhận diện được các cơ hội phù hợp, từ đó họ có thể tự định vị khi cần.
- Tạo điều kiện đánh giá các cơ hội trong nước.** Chính phủ có thể tiến hành các nghiên cứu bổ sung để đánh giá tiềm năng của thị trường trong nước trong chuỗi giá trị điện mặt trời và chia sẻ các nghiên cứu đó với các ứng thầu đã được sơ tuyển để tạo điều kiện cho các ứng thầu khảo sát các cơ hội trong nước để tìm kiếm đối tác/ký kết hợp đồng phụ.
- Nâng cao vị thế của các đơn vị trong nước tham gia và tạo ra việc làm tại chỗ trong chuỗi giá trị.** Chính phủ có thể lập bản đồ các đơn vị trong nước tham gia cũng như các kỹ năng của họ, sau đó nhận diện các cách thức các bên có thể lấp đầy khoảng trống trong chuỗi giá trị điện mặt trời.

Khi phát triển các công viên điện mặt trời, Chính phủ có thể nhấn mạnh việc đảm bảo cho người dân sinh sống quanh công viên trở thành người hưởng lợi trực tiếp từ cơ sở hạ tầng. Lợi ích này có được từ khoản phí thu hàng năm từ công viên điện mặt trời có thể sử dụng cho các dự án phát triển hay yêu cầu bắt buộc tuyển dụng hoặc đào tạo cho các nhân viên địa phương. Thực hiện nghiên cứu kinh tế xã hội để đánh giá nhu cầu của cộng đồng địa phương sẽ giúp phối hợp với tất cả các bên liên quan thiết kế các chương trình phù hợp đáp ứng những nhu cầu này trong phạm vi có thể. Cũng có thể thúc đẩy lồng ghép giới trong các chương trình này.

GIỚI THIỆU

Trong Quy hoạch phát triển điện lực 7 sửa đổi (PDP 7 sửa đổi) ban hành năm 2016, Chính phủ Việt Nam đặt mục tiêu 12 gigawatt (GW) công suất điện mặt trời. Chính phủ cũng đề ra các mục tiêu trung gian 850 megawatt (MW) điện mặt trời vào năm 2020 và 4 GW vào năm 2025. Tuy nhiên, vào giữa năm 2019, Việt Nam đã đạt được mục tiêu của năm 2025 với công suất đặt hơn 4,5 GW. Chính phủ hiện nay đang tính tới mục tiêu cao hơn trong Quy hoạch phát triển điện lực 8 (PDP 8) từ 12 lên 18 GW. Mức gia tăng này chủ yếu xuất phát từ thực tế là trong bối cảnh cụ thể, nguồn điện mặt trời (PV) có thể là nguồn phát điện có chi phí thấp nhất ở Việt Nam. Dự kiến PDP 8 cho giai đoạn 2020 – 2030 sẽ được công bố vào năm 2020.

4,5 GW dự án điện mặt trời đã xây dựng tại Việt Nam được phát triển theo chính sách biểu giá điện năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới (feed-in-tariff (FIT)), chính sách này đã hết hiệu lực từ giữa năm 2019. Giá FIT trong Hợp đồng mua bán điện (PPA) là 0,0935 USD/kWh có thời hạn 20 năm (FIT 1) theo Thông tư của Quyết định 11 do Bộ Công Thương (MOIT) ban hành. Dự thảo Quyết định mới hiện đang được thảo luận (FIT 2). Tháng 11 năm 2019, Thủ tướng Chính phủ đã yêu cầu MOIT (i) đề xuất giá FIT thấp hơn cho các dự án đã ký PPA và có thể đưa vào vận hành thương mại (COD) trước cuối năm 2020 và (ii) xây dựng một cơ chế đấu thầu cạnh tranh, công khai và minh bạch để giảm chi phí của nguồn điện mặt trời.

Từ năm 2018, Ngân hàng Thế giới đã hỗ trợ Chính phủ Việt Nam trong quá trình chuyển đổi từ FIT sang đấu thầu cạnh tranh. Các hạn chế chính được nhận diện trong triển khai điện mặt trời bền vững với giá cả phải chăng được trình bày dưới đây.

a. Thiếu quy hoạch tập trung gây ra hạn chế về giải tỏa công suất và hạn chế phát điện. Giữa PDP 7 sửa đổi và Quy hoạch phát triển điện mặt trời của MOIT không có mối liên kết rõ ràng. Quy hoạch phát triển điện mặt trời có công suất điện mặt trời cao hơn nhiều so với đề xuất trong PDP 7 sửa đổi. Quy hoạch truyền tải cũng không được phối hợp với công suất nêu trong Quy hoạch phát triển điện mặt trời dẫn đến hạn chế hơn nữa về tích hợp năng lượng tái tạo (VRE). Thêm vào đó, theo cơ chế FIT, các đơn vị sản xuất điện độc lập (IPP) quyết định vị trí đặt các dự án điện mặt trời và lập nghiên cứu tích hợp lưới điện được Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) phê duyệt. Vì vậy, do EVN không biết dự án nào sẽ COD, họ đánh giá các dự án một cách riêng lẻ, hết dự án này đến dự án khác mà không đánh giá được một cách tổng thể. Thách thức này dẫn tới việc 4,5 GW điện mặt trời được xây dựng ngoài dự kiến, gấp 5 lần khối lượng quy hoạch trong PDP 7 sửa đổi. Các dự án này hiện đang phải đối mặt với việc bị hạn chế nghiêm trọng và thiếu công suất truyền tải theo kế hoạch của EVN.

b. Thiếu thông số rõ ràng và thống nhất để đánh giá chất lượng các dự án. Không xây dựng trần công suất điện mặt trời ở từng tỉnh và cũng không có các thông số thống nhất giữa các tỉnh để đánh giá chất lượng các đề xuất dự án điện mặt trời của IPP. Do đó, khi nhận được số lượng đề xuất vượt quá công suất mục tiêu trong PDP 7 sửa đổi, quy trình lựa chọn những dự án cần được bổ sung vào Quy hoạch phát triển điện mặt trời và nhận giấy phép đầu tư giữa các tỉnh không hài hòa với nhau.

c. Thách thức về mặt bằng và quy hoạch. Do Việt Nam là một nước nhiệt đới, đất đai màu mỡ, địa hình kết hợp đồng bằng, đồi núi và cao nguyên rừng rậm, với diện tích đất chiếm không quá hai mươi phần trăm lãnh thổ, những nhu cầu cạnh tranh về đất đai ảnh hưởng tới triển khai điện mặt trời. Sử dụng đất nêu trong Quy hoạch đất đai do các tỉnh chủ trì. Hiện tại, công tác quy hoạch đất đai không được tiến hành đồng bộ với quy hoạch phát triển nguồn điện. Do triển khai điện mặt trời cần nhiều diện tích đất, mức độ sẵn có về mặt bằng và quy hoạch đất đai hiện đang là những thách thức đối với phát triển điện mặt trời.

d. Các cơ quan tham gia có trách nhiệm chồng chéo với nhau. Các bên tham gia chính ở cấp trung ương gồm MOIT, Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI), Bộ Tài nguyên và Môi trường (MONRE) và EVN, và ở cấp tỉnh gồm Sở Kế hoạch và Đầu tư (DPI), Sở Công Thương (DOIT) và Sở Tài nguyên và Môi trường (DONRE). Để quá trình lập quy hoạch diễn ra suôn sẻ, điểm chủ chốt là các bên liên quan phải có trách nhiệm và vai trò rõ ràng khi làm việc cùng nhau.

e. Thiếu nguồn tài trợ dự án không truy đòi (ra ngoài phạm vi tài sản dự án) bằng Đồng Việt Nam. Các điều khoản trong PPA hiện nay khiến cho các IPP giảm khả năng tiếp cận tài chính dự án bằng USD. Các ngân hàng trong nước cảm thấy yên tâm với PPA và rủi ro của EVN và sẵn sàng tài trợ cho các dự án điện mặt trời. Tuy nhiên, hiện không có ngân hàng trong nước nào có thể tài trợ cho các dự án điện mặt trời theo hình thức tài trợ dự án không truy đòi và cho vay kỳ hạn dài, điều này làm giảm quan tâm của các IPP cũng như số lượng IPP

có thể phát triển dự án mà không có bảng cân đối kế toán mạnh hoặc có hỗ trợ từ tập đoàn.

Báo cáo này đề ra khuôn khổ cho Chương trình đấu thầu cạnh tranh điện mặt trời của Việt Nam với mục tiêu mở rộng quy mô triển khai điện mặt trời ở mức giá mua điện cạnh tranh. Các khuyến nghị đề xuất là câu trả lời cho các hạn chế được nhận diện ở trên để đảm bảo Chương trình được triển khai bền vững và thành công. Chiến lược này trình bày các khuyến nghị cho Chính phủ Việt Nam với mục đích vạch ra một con đường phát triển chương trình điện mặt trời bền vững.

Cụ thể, Phần 2 trình bày mục tiêu và mốc thời gian triển khai điện mặt trời theo thông lệ quốc tế tốt nhất. Phần 3 nêu ra các thay đổi cần thực hiện đối với khung pháp lý để đảm bảo triển khai thuận lợi việc lựa chọn cạnh tranh các IPP. Phần 4 trình bày hai phương án triển khai khuyến nghị áp dụng ở Việt Nam khi đánh giá các hạn chế về lưới điện và mặt bằng. Phần 5 trình bày thêm về vai trò và trách nhiệm của các cơ quan hữu quan chính dựa vào khung pháp lý đề xuất và các phương án triển khai. Phần 6 phác thảo về cơ chế đấu thầu, khung mua sắm và khung hợp đồng khuyến nghị và Phần 7 trình bày các khuyến nghị về lợi ích kinh tế xã hội gia tăng.

Chương trình đấu thầu cạnh tranh điện mặt trời được Chính phủ Việt Nam xác nhận cần phải tích hợp tất cả các khía cạnh này để đảm bảo công tác triển khai điện mặt trời trở thành chất xúc tác cho phát triển kinh tế xã hội trong khi vẫn duy trì được giá điện thấp để không cản trở tới phát triển kinh tế.

MỤC TIÊU VÀ MỐC THỜI GIAN TRIỂN KHAI ĐIỆN MẶT TRỜI

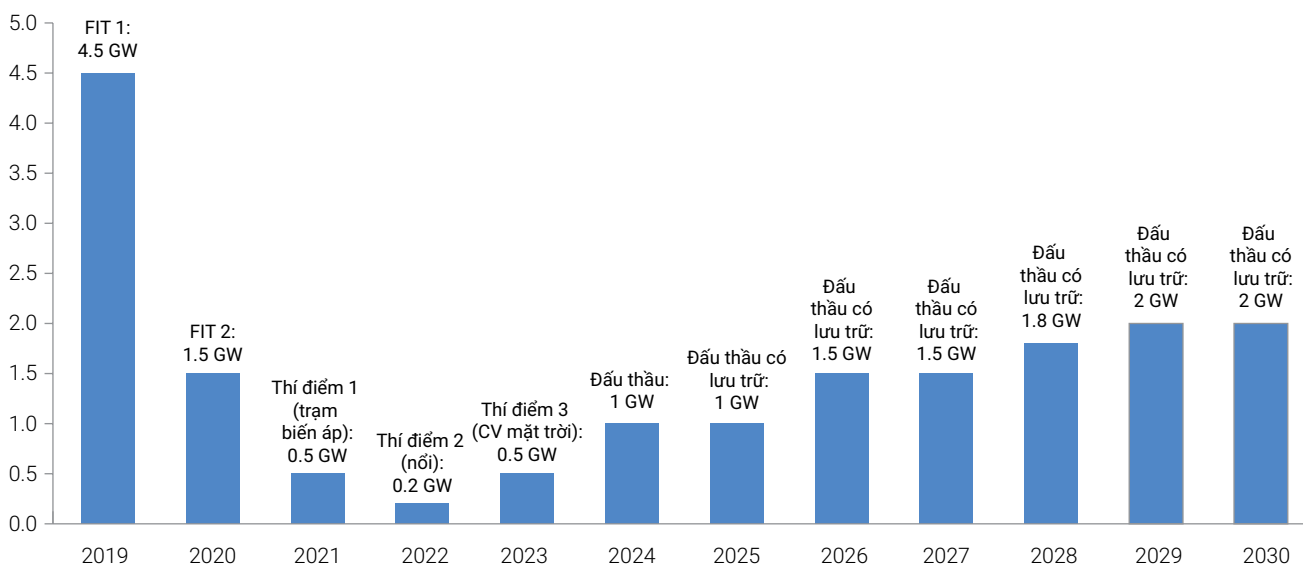
Để báo hiệu cho các nhà đầu tư tư nhân biết rằng Việt Nam là một nơi đầu tư tiềm năng tin cậy dài hạn trong thị trường điện mặt trời, điều quan trọng là phải có các mục tiêu triển khai trung hạn với mốc thời gian rõ ràng (sau mỗi 12, 18 hoặc 24 tháng) để có thể thông tin tới khu vực tư nhân.

Hiện nay, do PDP 8 mới chưa hoàn thành, theo các cuộc thảo luận với MOIT, báo cáo này giả định mục tiêu điện mặt trời vào năm 2030 là 18 GW. Do 18 GW chưa phải là mục tiêu chính thức nên số liệu này chỉ dùng cho mục đích minh họa. Đến giữa năm 2019, đã có khoảng 4,5 GW công suất điện mặt trời được xây dựng theo chính sách FIT 1. Giả sử có thêm 1,5 GW phát triển theo FIT 2 vào cuối năm 2020. Như vậy, giả định có khoảng 6 GW được xây dựng theo các chính sách FIT. Theo quyết định của Chính phủ chuyển dịch từ FIT sang đấu thầu cạnh tranh, 12 GW còn lại sẽ được xây dựng theo hình thức đấu thầu cạnh tranh đến năm 2030.

Theo kinh nghiệm quốc tế, khuyến nghị triển khai đấu thầu theo định kỳ, chẳng hạn cho mỗi 12 hoặc 18 tháng, theo các mục tiêu được phê duyệt trong quy hoạch nguồn điện. Quy trình này có thể phải điều chỉnh cho phù hợp với thị trường điện mới, theo đó, EVN có thể không phải là bên mua duy nhất (xem Phụ lục 1). Tuy nhiên, điều quan trọng cần lưu ý là do các dự án điện mặt trời cần nhiều chi phí vốn (CAPEX) nên cần có PPA dài hạn để các IPP có thể tiếp cận nợ dài hạn theo tài chính dự án và giảm giá PPA.

Như được trình bày cụ thể hơn trong Phần 4, Chính phủ Việt Nam có thể thí điểm đấu thầu cạnh tranh vào năm 2020/2021 theo 3 phương án: (i) đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp, (ii) công viên điện mặt trời nổi và (iii) công viên điện mặt trời mặt đất. Các phương án này giúp Chính phủ thí điểm hai phương án triển khai khác nhau, đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp

HÌNH 2.1. Triển khai điện mặt trời (GW) theo năm COD



và công viên điện mặt trời, mỗi phương án có những ưu điểm và hạn chế khác nhau và được phát triển song song khá phổ biến tại các quốc gia sản xuất điện mặt trời lớn như Ấn Độ. Hai phương án này được trình bày trong Phần 4. Kế hoạch thí điểm này cũng giúp Chính phủ thí điểm hai loại công nghệ khác nhau, đó là điện mặt trời nổi và trên mặt đất. Mỗi phương án cũng có những ưu điểm và hạn chế khác nhau. Điện mặt trời nổi có thể kết hợp với thủy điện làm giảm tác động tiềm tàng lên lưới điện và giảm tác động đến đất đai nhưng lại bị hạn chế vì diện tích mặt nước đủ lớn để xây dựng nhà máy. Điện mặt trời mặt đất linh hoạt hơn nhưng lại cần diện tích đất không sử dụng rất lớn.

Sau giai đoạn thí điểm, Chính phủ có thể đấu thầu khoảng từ 1 đến 2 GW mỗi năm cho cả hai loại, tại trạm biến áp và công viên điện mặt trời. Sau năm 2025, khi giá lưu trữ điện bằng ắc quy kỳ vọng giảm thêm 20-30 phần trăm so với mức hiện nay, khuyến nghị tiến hành đấu thầu cho điện mặt trời có lưu trữ để nâng cao tích hợp điện mặt trời vào lưới từ góc độ chi phí thấp nhất. Hình 2.1 minh họa những đề xuất trong chương trình điện mặt trời. Tuy nhiên, điều quan trọng là phải liên kết các mục tiêu này với quy hoạch nguồn điện toàn diện chi phí thấp nhất sẽ được phê duyệt trong PDP 8.

Do giá PPA của công viên điện mặt trời thấp hơn so với tại trạm biến áp, triển khai theo phương án này có thể nhanh hơn so với đấu thầu tại trạm biến áp trong Chương trình. Chính phủ có thể chuẩn bị cho khoảng 8 GW công viên điện mặt trời – cả nổi và trên mặt đất - trong số 12 GW còn lại được xây dựng đến năm 2030. Triển khai công viên điện mặt trời có thể đảm bảo phân phối dự án và lợi ích kinh tế xã hội tốt hơn giữa các tỉnh do quy hoạch triển khai điện mặt trời được Chính phủ và EVN kiểm soát hoàn toàn.

Quá trình này kéo dài khoảng 6 tháng, từ khi bắt đầu đấu thầu cạnh tranh yêu cầu năng lực (RFQ) cho tới yêu cầu đề xuất (RFP) và ký kết PPA. Theo phương án tại trạm biến áp, IPP cần giải phóng mặt bằng và hoàn thành nghiên cứu về môi trường và xã hội trước khi đóng tài chính. Do đó, sau khi lựa chọn IPP theo phương án tại trạm biến áp, dự kiến cần khoảng 12-18 tháng cho tới khi vận hành thương mại (COD). Theo phương án công viên điện mặt trời, chính phủ cần xác định trước mặt bằng và phải có được một số giấy phép trước khi lựa chọn IPP. Tuy nhiên, thời gian này được bù lại sau khi ký kết PPA vì IPP không cần thực hiện các bước này nữa và thông thường sẽ COD trong vòng 12 tháng sau khi chọn được IPP đối với phương án công viên điện mặt trời.

KHUNG PHÁP LÝ

Các quy định hiện hành của Việt Nam không đưa ra khuôn khổ cụ thể nào để lựa chọn IPP cạnh tranh trong thị trường điện. Do đó, Chính phủ cần có thêm các hướng dẫn pháp lý cho pháp luật hiện hành. Lựa chọn IPP cạnh tranh có thể tổ chức dựa trên các quy định khác nhau, cụ thể là Luật đầu tư, Luật đấu thầu và Luật PPP hoặc Thủ tướng ban hành Quyết định để thực hiện lựa chọn cạnh tranh theo khung hiện hành của MOIT và bổ sung thêm hướng dẫn cho MOIT về đấu thầu cạnh tranh.

Theo đánh giá pháp lý đầy đủ và loại hình phương án triển khai khuyến nghị cho Việt Nam và các cuộc thảo luận với MPI, MOIT và các Bộ khác, Luật đầu tư có lẽ là phù hợp nhất. Luật này đảm bảo phối hợp giữa quy hoạch phát triển nguồn điện và kế hoạch đầu tư của tỉnh, gắn lựa chọn IPP với cấp giấy phép. Tuy nhiên, thực hiện điều này cần có phối hợp chặt chẽ giữa các cơ quan trung ương và cấp tỉnh và một giải pháp tốt thay thế là hướng dẫn của MOIT.

3.1 ĐÁNH GIÁ CÁC KHẢ NĂNG CỦA KHUNG PHÁP LÝ

Có thể cân nhắc các phương án dưới đây từ góc độ pháp lý để triển khai đấu thầu cạnh tranh:

3.1.1 MOIT xây dựng hướng dẫn chi tiết hơn về thủ tục đấu thầu

Theo phương án này, MOIT ban hành một thông tư về thủ tục đấu thầu cạnh tranh cho các dự án điện mặt trời theo quy định hiện hành. Trong trường hợp đó, các thủ tục đấu thầu cạnh tranh được tiến hành tách biệt với các thủ tục có trong PDP và các thủ tục phê duyệt giấy phép đầu tư. Sau khi được lựa chọn thông qua đấu thầu cạnh tranh, các IPP có trách nhiệm xin phê duyệt giấy phép đầu tư.

Để MOIT có cơ sở pháp lý ban hành Thông tư, Thủ tướng Chính phủ cần có Quyết định giao cho MOIT ban hành hướng dẫn pháp lý về thủ tục đấu thầu cạnh tranh cho các dự án điện mặt trời.

3.1.2 Luật đầu tư

Luật đầu tư quy định thủ tục về đánh giá và phê duyệt các dự án do nhà đầu tư đề xuất. Tuy nhiên, trong Luật đầu tư chưa có thủ tục về đấu thầu (tức là đấu thầu cho một số dự án do các nhà đầu tư đề xuất). Để tổ chức đấu thầu cạnh tranh các dự án điện mặt trời theo Luật đầu tư, Chính phủ cần ban hành văn bản pháp lý để hướng dẫn/quy định chi tiết Luật đầu tư liên quan đến quy trình đấu thầu.

Theo phương án này, các thủ tục đấu thầu cạnh tranh để ký PPA được tích hợp với các thủ tục phê duyệt giấy phép đầu tư. Điều này có nghĩa là từ kết quả của quá trình đấu thầu cạnh tranh, các dự án được chọn sẽ được phê duyệt giấy phép đầu tư theo Quyết định phê duyệt chủ trương đầu tư và ký kết PPA.

Phương án này phù hợp hơn đối với đấu thầu cạnh tranh các dự án mới đề xuất nhưng chưa được phê duyệt để đưa vào PDP và đã có giấy phép đầu tư.

3.1.3 Khung pháp lý đấu thầu để lựa chọn nhà thầu cung cấp hàng hóa và dịch vụ

Quy định về đấu thầu quy định các thủ tục đấu thầu cụ thể (như tiêu chí lựa chọn, mẫu Yêu cầu đề xuất) cho các gói thầu mua sắm hàng hóa hoặc dịch vụ. Tuy nhiên, lựa chọn đơn vị cung cấp điện có thể không được xem là mua sắm hàng hóa, dịch vụ hoặc bất kỳ hoạt động nào khác phải tuân theo các quy định về đấu thầu. Do đó, để thực hiện lựa chọn cạnh tranh theo quy định về đấu thầu theo Nghị định 63/2014, Chính phủ cần sửa đổi các quy định về đấu thầu (Luật đấu thầu, Nghị định

63/2014/NĐ-CP và các thông tư hướng dẫn) để phù hợp với chương trình đấu thầu cạnh tranh điện mặt trời.

Chúng tôi đề xuất rằng theo phương án này, quy trình đấu thầu cần tách biệt khỏi quyền phát triển, do sau quá trình đấu thầu cạnh tranh, các IPP được chọn có trách nhiệm xin giấy phép và các phê duyệt còn lại cho dự án của mình. Do đó, phương án này sẽ được ưu tiên hơn cho các dự án điện mặt trời đã được cấp các giấy phép đầu tư và phát triển liên quan.

3.1.4 Khung pháp lý về đấu thầu để lựa chọn nhà đầu tư cho các dự án có sử dụng đất

Khung pháp lý này được thiết kế cho các dự án sử dụng đất có giá trị thương mại cao trong khi các dự án điện mặt trời thường được phát triển ở những khu vực không có dân cư. Điều này gây ra một số lỗ hổng khi áp dụng cơ chế đấu thầu hiện tại cho phương án này. Do đó để thực hiện lựa chọn cạnh tranh theo quy định về đấu thầu theo Nghị định 30/2015 và Thông tư 16/2016, Chính phủ cần sửa đổi các quy định hiện hành (Luật đấu thầu, Nghị định 30/2015/NĐ-CP và Thông tư 16/2016/TT-BKHĐT) để giải quyết các lỗ hổng này.

3.1.5 Luật đối tác công tư (PPP)

Tháng 5 năm 2018, Chính phủ đã ban hành Nghị định 63/2018/NĐ-CP, hiện nay Nghị định này là cơ sở pháp lý chính cho các hoạt động đầu tư theo hình thức PPP. Điều 4.1 của Nghị định 63 khuyến khích thực hiện dự án đầu tư theo hình thức PPP, đặc biệt đối với các lĩnh vực sau: giao thông, nhà máy điện, đường dây truyền tải, hệ thống chiếu sáng công cộng, các công trình cơ sở hạ tầng phục vụ thương mại, khu đô thị, khu kinh tế, khu công nghiệp, tổ hợp công nghiệp, nông nghiệp và phát triển nông thôn;...

Về lý thuyết, có thể áp dụng các quy định PPP của Nghị định 63 vào các dự án điện mặt trời, đặc biệt là cho các dự án có quy mô lớn. Tuy nhiên, trên thực tế, hình thức PPP không phải là hình thức đầu tư phổ biến cho các dự án điện mặt trời hoặc năng lượng tái tạo khác tại Việt Nam (so với hình thức đầu tư tư nhân/IPP). Quy định PPP chỉ áp dụng được cho các dự án đã được xác định. Bất kể các dự án do cơ quan chính phủ hay các nhà đầu tư đề xuất, mục đích cuối cùng của Nghị định 63 là tìm được một nhà đầu tư để phát triển một dự án đầu tư cụ thể, thực hiện thông qua quá trình đấu thầu. Điều này không thể thực hiện được đối với đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp. Tuy nhiên, có thể thực hiện phương án công viên điện mặt trời theo khuôn khổ pháp lý PPP áp dụng cho các dự án điện (bao gồm Thông tư 38/2015/TT-BCT của MOIT hướng dẫn về đầu tư PPP cho các dự án điện).

3.2 CÁC KHUYẾN NGHỊ PHÁP LÝ

Cả Luật PPP và Luật đấu thầu đều có những hạn chế đối với một trong hai phương án đấu thầu cạnh tranh được lựa chọn này, đó là đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp và công viên điện mặt trời. Một phương án đơn giản hơn là chỉ đạo của MOIT nhưng giải pháp toàn diện nhất và có thể dẫn tới giảm giá PPA là phương án sử dụng Luật đầu tư.

Theo phương án Luật đầu tư, Quyết định của Thủ tướng Chính phủ cần nêu rõ những điểm sau đây:

- a. **Tổ chức đấu thầu cạnh tranh theo Luật đầu tư.** Theo cách này, Chính phủ hướng dẫn hài hòa việc cấp giấy phép đầu tư cho các dự án điện mặt trời khi IPP ký PPA thông qua lựa chọn cạnh tranh. Sau khi FIT 2 hết hiệu lực, các tỉnh cần bỏ các giấy phép đầu tư còn lại cho các dự án điện mặt trời để đảm bảo cạnh tranh công bằng giữa các IPP theo đấu thầu cạnh tranh.
- b. **Hướng dẫn về cơ chế hợp tác giữa các cơ quan chức năng.** Chính phủ cần có hướng dẫn về cơ chế hợp tác giữa MOIT, EVN và chính quyền địa phương (PPC và Sở KHĐT) trong quá trình đấu thầu. Các cơ quan này cần hợp tác chặt chẽ với nhau đặc biệt là trong đánh giá và lựa chọn các dự án vì kết quả cuối cùng của đấu thầu cạnh tranh sẽ dẫn đến cấp giấy phép đầu tư cũng như ký kết PPA tương ứng do các tỉnh và EVN/MOIT chủ trì. Thật vậy, ở giai đoạn RFP sau khi đã chọn được các IPP đủ điều kiện năng lực, các IPP sẽ nộp đề xuất kỹ thuật và đề xuất tài chính để nếu được lựa chọn các IPP sẽ ký PPA với giá đề xuất và được tỉnh cấp giấy phép đầu tư. Do đó, MOIT cùng với PPC (là cơ quan thẩm quyền phê duyệt đầu tư) sẽ phối hợp cùng tiếp nhận hồ sơ dự thầu của IPP và tiến hành lựa chọn.
- c. **Hướng dẫn về vai trò và trách nhiệm của các bên liên quan.** Cần làm rõ vai trò và trách nhiệm của từng cơ quan theo hai phương án đấu thầu cạnh tranh đề xuất. Các cơ quan chủ chốt bao gồm MOIT, EVN, NPT và PPC, mỗi bên có vai trò rất lớn đối với thành công của đấu thầu cạnh tranh. Phần 5 trình bày chi tiết hơn về vai trò của các cơ quan này.
- d. **Cần có cơ chế linh hoạt khi đưa dự án vào PDP 8.** Để đảm bảo việc đưa các dự án vào PDP không tạo ra nút thắt cổ chai, Chính phủ cần có cơ chế linh hoạt để phân bổ dự án trong PDP. Giải pháp tối ưu là không phân bổ công suất điện mặt trời trong PDP, tức là không phân bổ trước một công suất điện mặt trời nào đó cho một dự án cụ thể, thay vào đó cần đề cập là đó là công suất dành cho IPP/dự án thắng thầu thông qua lựa chọn cạnh tranh.
- e. **Hướng dẫn về phương án triển khai lựa chọn cho Chương trình.** Chính phủ cần có hướng dẫn rõ ràng cho MOIT/EVN về phương án nào cần thúc đẩy ở Việt Nam. Khuyến nghị

phương án đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp và công viên điện mặt trời (nổi và mặt đất) dựa vào đánh giá các hạn chế của Việt Nam. Điều quan trọng là những phương án phải được đề cử sao cho có khả năng phản ánh vai trò và trách nhiệm cụ thể của phương án trong Quyết định đó. Điều này giúp đảm bảo triển khai suôn sẻ Chương trình. Ngoài ra, nó cũng cung cấp cơ sở pháp lý để phát triển công viên điện mặt trời và cải thiện phối hợp giữa quy hoạch phát triển nguồn điện và quy hoạch đất đai. Các phương án triển khai được trình bày cụ thể hơn trong Phần 4.

f. Hướng dẫn về khung đấu thầu cấp cao. Những khía cạnh chính cần Chính phủ làm rõ trước khi đấu thầu là các tiêu chí về năng lực, cơ chế thanh toán, cấu trúc giá điện, thời hạn PPA và hỗ trợ của chính phủ. Luật đầu tư quy định các thủ tục về đánh giá và phê duyệt các dự án do nhà đầu tư đề xuất. Tuy nhiên, luật này lại chưa có thủ tục đấu thầu (tức là đấu thầu cho một số dự án được đề xuất bởi một số nhà đầu tư). Khung đấu thầu cấp cao được trình bày trong Phần 6. Các khuyến nghị chủ chốt bao gồm (i) lựa chọn các ứng thầu sau khi đã đáp ứng năng lực kỹ thuật chỉ nên dựa trên các tiêu chí về giá và dự án sẽ trao cho nhà thầu có mức giá dự thầu thấp nhất; (ii) cơ cấu thanh toán tính bằng MWh hoặc kWh chứ không tính bằng MW; (iii) cơ cấu giá điện được liên kết với lạm phát và trong ngắn hạn liên kết với ngoại tệ nhưng trong trung hạn chỉ liên kết một phần với USD hoặc thanh toán toàn bộ bằng Đồng Việt Nam (VND); (iv) thời hạn PPA

nên là 25 năm; (v) công văn hỗ trợ từ Chính phủ trong trường hợp thay đổi luật cần được đính kèm với PPA; và (vi) khuyến nghị có điều khoản về trọng tài quốc tế.

Quyết định của Thủ tướng Chính phủ dự kiến chỉ đưa ra hướng dẫn cấp cao về Chương trình trung hạn. Khung đấu thầu, hợp đồng và mua sắm chính xác theo từng giai đoạn được xây dựng với sự hỗ trợ của cố vấn về giao dịch và được Ban đấu thầu, gồm MOIT, EVN và các tỉnh thông qua.

Thay vào đó, nếu Chính phủ quyết định chọn phương án MOIT, Thủ tướng có thể ban hành một Quyết định chỉ đưa ra các chỉ dẫn cần thiết cho MOIT để hướng dẫn lựa chọn IPP. Như đã đề cập, phương án này không hay bằng thực hiện đấu thầu cạnh tranh theo Luật đầu tư vì nó có thể dẫn đến giá PPA cao hơn. Thật vậy, phương án này sẽ làm các IPP không cảm thấy yên tâm ngay cả khi IPP được chọn thông qua cạnh tranh vì nó không đảm bảo cho các IPP sẽ được cấp giấy phép đầu tư. Có thể triển khai quy trình thực hiện nhanh cho phương án đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp để các IPP được lựa chọn nhận được giấy phép đầu tư một cách kịp thời.

Trong phương án công viên điện mặt trời, giấy phép đầu tư trong mọi trường hợp sẽ được tự động cấp vì địa điểm dự án đã được chọn với tỉnh và chính phủ đã chuẩn bị sẵn mặt bằng cho các dự án đó.

4

PHƯƠNG ÁN TRIỂN KHAI

Dựa vào các rủi ro chính được nhận diện ở Việt Nam, cụ thể là rủi ro hạn chế và phức tạp trong giải phóng mặt bằng cũng như sự khác biệt tiềm tàng giữa quy hoạch đất đai và quy hoạch phát triển nguồn điện, khuyến nghị sử dụng hai phương án sau: (i) đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp và (ii) công viên điện mặt trời (nổi và trên mặt đất).

BẢNG 4.1. Rủi ro phát triển: mặt bằng và lưới điện

Rủi ro sở hữu đất	<p>Quyền sử dụng đất được bảo đảm là rất quan trọng đối với đầu tư dài hạn và huy động tài chính. Tài sản chính được coi là bảo đảm đối với bên cho vay là nhà máy điện mặt trời. Quyền sở hữu nhà máy phụ thuộc vào quyền hợp pháp đối với đất, cho phép công ty dự án (Công ty phục vụ mục đích đặc biệt (SPV)) nắm giữ nhà máy trong các hợp đồng dự án (PPA và các thỏa thuận tài chính).</p> <p>Tùy thuộc vào cơ cấu pháp lý của đất đai, tiếp cận đất có thể thông qua các hệ thống chính thức, không chính thức hoặc tập quán. IPP sẽ đánh giá hệ thống chiếm hữu đất của một quốc gia để đánh giá an ninh đất đai mà hệ thống đó cung cấp cho dự án của mình. Nếu đất đai không được bảo đảm để dự án có thể vay được vốn ngân hàng thì thông thường, IPP sẽ không đầu tư vào quốc gia đó hoặc sẽ kỳ vọng lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu rất cao. Giải pháp công viên điện mặt trời là cách tốt để đảm bảo quyền sở hữu đất đối với các IPP và giảm bớt rủi ro về mức độ sẵn sàng của đất đai.</p>
Hiểu biết về điều kiện lưới điện và rủi ro hạn chế	<p>Hiểu biết hạn chế về tính sẵn sàng/điều kiện lưới điện dẫn đến (i) IPP phải mất quá nhiều thời gian để lấy thông tin từ chính phủ/công ty điện lực để thực hiện nghiên cứu tích hợp lưới điện cho một dự án cụ thể, và (ii) nghiên cứu tích hợp lưới không hoàn chỉnh có thể không phản ánh đúng tình hình thực tế của lưới điện.</p> <p>Nếu dự án dựa vào nghiên cứu lưới không hoàn chỉnh, dự án có tiềm năng bị rủi ro hạn chế vì dự án không dựa trên các ràng buộc kỹ thuật và thương mại hợp lý. Đây là một rủi ro sẽ phát sinh trong quá trình vận hành nhưng có liên quan tới giai đoạn phát triển của dự án vì nó phụ thuộc vào địa điểm dự án kết nối vào lưới điện.</p>

Nguồn: Ngân hàng Thế giới. 2019. Con đường chắc chắn để phát triển bền vững điện mặt trời.

BẢNG 4.2. Đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp

ĐẤU THẦU CẠNH TRANH TẠI TRẠM BIẾN ÁP	
Chính phủ xác định các trạm biến áp với MW công suất sẵn có và MW công suất nhất định tại mỗi trạm được dùng để đấu thầu.	
+	Phương án này giúp sử dụng tối ưu năng lực truyền tải hiện có khi triển khai các dự án điện mặt trời, giảm chi phí tiềm tàng để tích hợp các dự án này. Nó giúp chủ động thúc đẩy đầu tư vào lưới điện để đấu nối các nguồn VRE mới.
×	Nếu số lượng trạm biến áp chọn được quá ít, có thể xảy ra cạnh tranh lớn đối với đất xung quanh trạm biến áp đó và đẩy giá PPA tăng lên.
Mexico đã phát triển theo phương án này và đã rất thành công trong việc hỗ trợ phát triển điện mặt trời một cách có kiểm soát hơn ở quốc gia này. Chương trình thưởng phạt của Đức là một biến thể của chương trình này.	

Nguồn: Ngân hàng Thế giới. 2019. Con đường chắc chắn để phát triển bền vững điện mặt trời.

4.1 ĐẤU THẦU CẠNH TRANH TẠI TRẠM BIẾN ÁP

4.1.1 Mô tả mô hình đấu thầu

Chính phủ Việt Nam thông qua EVN/NPT sẽ xác định các trạm biến áp ở các tỉnh với giới hạn công suất kết nối dành cho nguồn điện mặt trời và mở thầu cho MW công suất nhất định tại mỗi trạm biến áp. Mô hình đấu thầu tại trạm biến áp được khuyến nghị áp dụng trong bối cảnh Việt Nam vì nó giúp tối ưu hóa sử dụng công suất truyền tải hiện có khi triển khai các dự án điện mặt trời giúp giảm chi phí phát sinh tiềm tàng để tích hợp VRE và giảm rủi ro hạn chế.

4.1.2 Các bước chính của phương án đấu thầu tại trạm biến áp

Các bước chính của phương án đấu thầu tại trạm biến áp bao gồm:

- a. EVN và NPT xác định các trạm biến áp tiềm năng.** EVN và NPT xác định danh mục các trạm biến áp/lộ ra có công suất khả dụng (hoặc trạm biến áp/lộ ra cần nâng cấp ít nhất để tích hợp từ 50 đến 150 MW điện mặt trời). Dự kiến các đơn vị này cần xem xét nhiều yếu tố liên quan trong việc quyết định trạm biến áp nào có thể tích hợp được VRE, chẳng hạn như quy hoạch cho các dự án nguồn điện khác, mở rộng truyền tải, các trung tâm tiêu thụ mới hoặc các cân nhắc về hệ thống (như đặt nguồn điện ở phía xa nhất, v.v). Cần có phân tích dòng phụ tải động và tĩnh để thông báo khi lựa chọn.
- b. EVN và MOIT với hỗ trợ của các tỉnh sẽ lựa chọn các trạm biến áp đề xuất để đấu thầu.** Lựa chọn lần cuối các trạm biến áp được thực hiện thông qua xem xét nhiều tiêu chí:
 - Tính khả dụng về kỹ thuật của lưới tại trạm biến áp đang xem xét (đã được đánh giá ở bước a.),
 - Giới hạn công suất cho tích hợp VRE vào phần lưới đó,

- Tình trạng sử dụng đất và mức độ sẵn sàng (thông thường trong vòng 20 km) xung quanh trạm biến áp – lưu ý đặc biệt tới các tiêu chí về môi trường và xã hội,
- Chi phí đất đai ở các huyện lân cận trạm biến áp và
- Cường độ bức xạ mặt trời xung quanh trạm biến áp.

c. MOIT và/hoặc EVN sẽ công bố đấu thầu cạnh tranh với danh mục các trạm biến áp. Sau khi đã hoàn thiện khung đấu thầu (quy trình đấu thầu, phân bổ rủi ro hợp đồng, hồ sơ mời thầu mẫu về năng lực, mẫu RFPs, v.v), MOIT và/hoặc EVN sẽ mở thầu cạnh tranh bằng việc công bố các trạm biến áp sẵn có và MW công suất của các trạm và đưa ra các tiêu chí về hợp lệ/năng lực cho các ứng thầu đủ điều kiện cho giai đoạn RFP. Các tiêu chí hợp lệ/năng lực này sẽ được gắn với năng lực tài chính của IPP, kinh nghiệm kỹ thuật của IPP và mức độ phát triển đối với vị trí do IPP đề xuất xung quanh trạm biến áp đó.

d. IPP xác định mặt bằng xung quanh trạm biến áp đã chọn.

Mặt bằng được IPP xác định xung quanh một trong những trạm biến áp đã được xác định. Để được chọn trước trong phương án đấu thầu cạnh tranh, IPP cần phải xác định trước các lô đất.

e. IPP nộp hồ sơ năng lực. IPP trình bày (i) năng lực tài chính và khả năng huy động vốn, (ii) kinh nghiệm trong xây dựng và vận hành điện mặt trời, (iii) chi tiết về mặt bằng đã xác định kết hợp với nghiên cứu tiền khả thi rút gọn của dự án. Lập tài liệu cụ thể về yêu cầu năng lực và tiêu chí hợp lệ/năng lực cần đáp ứng sẽ do cố vấn giao dịch của Chính phủ thực hiện.

f. MOIT cùng với PPC và EVN lựa chọn danh sách ngắn IPP và gửi gói RFP cho các IPP đủ điều kiện. Dựa vào các thông số sơ tuyển, IPP được lựa chọn vào danh sách ngắn và phải điền vào RFP nhận được. RFP bao gồm các phần sau: (i) hướng dẫn cho các ứng thầu và biểu mẫu; (ii) một bộ đầy đủ các thỏa thuận hợp đồng, bao gồm thỏa thuận thực hiện, PPA, thỏa thuận đấu nối và giấy phép đầu tư; (iii) tất cả các thông số kỹ thuật cho xây dựng và vận hành nhà máy và mã lưới điện. Ngoài ra, chính phủ có thể bổ sung vào RFP các tài liệu sau: (i) danh sách các giấy phép cần thiết đối với tất cả các IPP trước và trong khi hoạt động, (ii) tài liệu các điều khoản bảo lãnh và huy động tài chính ổn định do các tổ chức tài chính phát triển đề xuất phối hợp với Chính phủ và (iii) danh mục các giả định bao gồm xử lý thuế cùng với mô hình tài chính được sử dụng để so sánh các đề xuất tài chính.

g. IPP nộp đề xuất kỹ thuật và tài chính. Trong đề xuất tài chính, IPP cần công bố giá mua PPA thấp nhất của mình. Là một phần trong đề xuất kỹ thuật, IPP phải nêu rõ (i) vị trí

dự án đề xuất, hiện trạng sử dụng đất, trình bày về đáp ứng các điều kiện cho thuê đất, giao đất, chuyển đổi mục đích sử dụng đất, thời gian ước tính để nhận được phê duyệt đất đai; và (nếu có) kế hoạch giải phóng mặt bằng và bồi thường tổng thể, (ii) nghiên cứu khả thi, (iii) năng lực kỹ thuật, (iv) năng lực tài chính, (v) tài liệu điều khoản ngân hàng. Yêu cầu phải có bảo lãnh dự thầu nộp cùng với đề xuất của IPP.

h. Lựa chọn IPP. Đề xuất kỹ thuật được mở và tất cả các IPP đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đều đạt. Chỉ mở đề xuất tài chính của những IPP đã đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật. Các IPP có giá PPA đề xuất thấp nhất sẽ thắng thầu. Nếu các IPP được lựa chọn về tiêu chí tài chính cho một trạm biến áp nhiều hơn công suất khả dụng ở trạm biến áp đó, dự án có giá thấp nhất tại trạm đó sẽ thắng và các dự án khác sẽ bị loại.

i. Công bố đơn vị trúng thầu, ký kết hợp đồng và cấp giấy phép. IPP thắng thầu ký PPA với EVN và được cấp giấy phép đầu tư (trực tiếp nếu lựa chọn cạnh tranh theo Luật đầu tư và gián tiếp nếu theo luật khác). Trong chương trình thực hiện nhanh, PPC phê duyệt bổ sung dự án được chọn vào kế hoạch sử dụng đất tại địa phương, ra quyết định cho thuê/giao đất hoặc chuyển đổi mục đích sử dụng đất và tiến hành giải phóng mặt bằng/bồi thường. IPP sẽ ký các thỏa thuận kỹ thuật phụ trợ (bao gồm Thỏa thuận kết nối lưới điện) và xin các giấy phép khác (như: phê duyệt Đánh giá tác động môi trường (EIA), giấy phép xây dựng) cho dự án. Như đã trình bày ở trên, trong trường hợp Chính phủ quyết định không tổ chức đấu thầu cạnh tranh theo Luật đầu tư, các tỉnh có thể đề xuất quy trình thực hiện nhanh để đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp để các IPP được chọn được cấp giấy phép đầu tư.

4.1.3 Khía cạnh kỹ thuật

EVN/NPT sẽ thiết lập phạm vi hoặc giới hạn công suất cho một cấp điện áp nhất định. Phạm vi công suất và cấp điện áp thông thường có tính tới các đường dây/ngăn lộ đa mạch như sau.

BẢNG 4.3. Phạm vi điện áp và công suất cho điện mặt trời

CẤP ĐIỆN ÁP	PHẠM VI CÔNG SUẤT
110 kV	50 MW–100 MW
220 kV	Lên đến 250 MW

Để đảm bảo tính kinh tế của quy mô và tích hợp tốt hơn trong hệ thống, đấu thầu tại trạm biến áp mang lại giá thấp hơn nếu các trạm biến áp được chọn có điện áp cấp độ truyền tải.

4.1.4 Giấy phép

Ở giai đoạn RFQ. IPP phải có được thư chấp nhận sơ bộ của PPC tỉnh trước khi nghiên cứu địa điểm dự án và chuẩn bị nghiên cứu tiền khả thi rút gọn cho dự án.

Ở giai đoạn RFP. IPP lập nghiên cứu khả thi kỹ thuật và có một số thỏa thuận về đất đai.

Ngay sau khi lựa chọn IPP. Về mua bán điện, IPP có được chấp thuận mua điện về nguyên tắc của EVN và ký các thỏa thuận kỹ thuật phụ trợ (bao gồm Thỏa thuận kết nối lưới điện) và PPA với EVN. Về đất đai của dự án, PPC phê duyệt đưa đất của dự án vào kế hoạch sử dụng đất địa phương có liên quan. PPC ban hành quyết định cho phép dự án được chọn thuê/giao đất hoặc chuyển đổi mục đích sử dụng đất. IPP tiến hành các thủ tục giải phóng mặt bằng và bồi thường. Dự án được chọn sau đó sẽ được cấp giấy chứng nhận quyền sử dụng đất (LURC). Về xây dựng và thiết kế, PPC/DOIT ban hành phê duyệt hành lang tuyến cho các công trình đấu nối của dự án. PPC hoặc DOC cấp giấy phép xây dựng cho dự án. Về các giấy phép và phê duyệt khác, PPC hoặc DONRE ban hành phê duyệt ĐTM; Phòng cảnh sát phòng cháy chữa cháy phê duyệt thiết kế phòng cháy và chữa cháy cho dự án được chọn.

Sau khi lựa chọn và trước COD của dự án. IPP, với hỗ trợ của MOIT/EVN, nộp đơn xin Giấy phép hoạt động điện lực.

4.2 ĐẤU THẦU CẠNH TRANH CÔNG VIÊN ĐIỆN MẶT TRỜI

4.2.1 Mô tả mô hình đấu thầu

Chính phủ Việt Nam (cụ thể là PPC và EVN) sẽ xác định (các) địa điểm, tiến hành giải phóng mặt bằng và đầu tư vào cơ sở hạ tầng thiết yếu nếu được thỏa thuận (hàng rào, cấp nước, v.v.). EVN/NPT với các tỉnh cam kết thực hiện đầu tư vào hạ tầng công viên điện mặt trời. Khi dự án đạt đến “trạng thái sẵn sàng để đấu thầu cạnh tranh”, tức là đã được chấp thuận và có các phê duyệt cần thiết, quy trình đấu thầu cạnh tranh bắt đầu và các IPP thắng thầu sẽ chịu trách nhiệm thu xếp tài chính, xây dựng và vận hành dự án điện mặt trời.

Mô hình này có thể thu hút các công ty lớn hơn và ít chấp nhận rủi ro hơn. Các nhà đầu tư toàn cầu, những người thường cảnh giác với các rủi ro pháp lý và phát triển sở tại, nhiều khả năng sẽ tham gia phương án này. Công viên điện mặt trời giúp giảm đáng kể rủi ro phát triển, đặc biệt là trong giải phóng mặt bằng và chấp thuận và rút ngắn thời gian phát triển cho khu vực tư nhân, giúp tiết kiệm chi phí và từ đó giảm giá PPA.

BẢNG 4.4. Đấu thầu cạnh tranh công viên điện mặt trời

ĐẤU THẦU CẠNH TRANH CÔNG VIÊN ĐIỆN MẶT TRỜI	
Chính phủ xác định (các) địa điểm, tiến hành giải phóng mặt bằng và xây dựng cơ sở hạ tầng cho công viên điện mặt trời có thể từ đường dây giải tỏa công suất đến các công trình cơ bản (như hàng rào, đường sá, chiếu sáng đường phố, v.v.). Khi dự án đã sẵn sàng để đấu thầu cạnh tranh, quy trình đấu thầu bắt đầu và IPP thắng thầu chịu trách nhiệm cấp vốn, xây dựng và vận hành dự án điện mặt trời.	
+	Công viên điện mặt trời giúp giảm đáng kể rủi ro phát triển (đặc biệt là những vấn đề liên quan đến giải phóng mặt bằng và sự chấp thuận) và rút ngắn thời gian phát triển cho khu vực tư nhân, giúp tiết kiệm chi phí và do đó giảm giá PPA.
×	Cơ quan thực hiện cần có thời gian và ngân sách trả trước để phát triển các công trình trong công viên điện mặt trời trước khi tiến hành đấu thầu. Có rủi ro là cơ sở hạ tầng dự kiến từ chính phủ không được xây dựng theo mốc thời gian đã thỏa thuận với IPP thắng thầu, dẫn đến gia tăng chi phí đối với chính phủ. Điều quan trọng là phải đưa những chậm trễ tiềm tàng này vào đánh giá những gì chính phủ sẽ xây dựng và những gì IPP sẽ phải làm (như đường dây đấu nối).
Ấn Độ và Ma-rốc đã đi đầu trong chương trình công viên điện mặt trời của nhà nước mang lại giá PPA cạnh tranh. Nhóm Ngân hàng Thế giới đã xây dựng ý tưởng điện mặt trời mở rộng giúp giảm rủi ro phát triển ban đầu. Ý tưởng này đã thành công ở Ză-m-bi-a và Sê-nê-gan.	

Nguồn: Ngân hàng Thế giới. 2019. *Con đường chắc chắn để phát triển bền vững điện mặt trời*.

BẢNG 4.5. Phân bổ tối ưu cơ sở hạ tầng công viên điện mặt trời giữa các bên tư nhân và nhà nước

HẠNG MỤC	BÊN ĐẢM NHẬN TỐI ƯU
Đất cho công viên điện mặt trời, bao gồm cả xác định hành lang tuyến và và quyền sở hữu	Nhà nước mua sắm dự án điện mặt trời - thường là doanh nghiệp điện lực của nhà nước.
Hàng rào	Tốt nhất là do nhà nước thực hiện để đảm bảo các khu định cư mới không được xây dựng sau và trong khi mua sắm.
Chuẩn bị mặt bằng về mặt kỹ thuật	Nếu địa điểm phức tạp và nếu có nhiều hơn một IPP trong cùng một công viên, tốt nhất là nhà nước chuẩn bị mặt bằng, đặc biệt là liên quan đến công tác đất.
Đường dây kết nối từ nhà máy đến trạm biến áp	Nếu có nhiều hơn một IPP trong cùng một công viên, tốt nhất là phía nhà nước thực hiện công việc này. Nếu không, sẽ là đủ khi hàng lang tuyến được đảm bảo.
Cấp thoát nước	Sẽ do nhà nước thực hiện nếu việc cung cấp nước và lũ lụt gây ra rủi ro và có vài IPP cùng trong một công viên.
Trạm thời tiết	Có thể do nhà nước thực hiện để tối ưu hóa chi phí.
Trạm cứu hỏa	Có thể do nhà nước thực hiện để tối ưu hóa chi phí.
Đường chính	Có thể do nhà nước thực hiện để tối ưu hóa chi phí.
Chiếu sáng đường phố	Có thể do nhà nước thực hiện để tối ưu hóa chi phí.
Đường nội khu	Có thể do nhà nước thực hiện để tối ưu hóa chi phí.

Nguồn: Trích từ Cầu đến Ấn Độ (2017).

Hạn chế chính khi thực hiện theo phương án này là năng lực thể chế hạn chế của các chính phủ và thiếu ngân sách để thực hiện công tác cơ sở hạ tầng. Đầu tư vào hạ tầng công viên có thể chỉ giới hạn ở giải phóng mặt bằng và hàng rào nếu bị hạn chế ngân sách.¹

Thỏa thuận hợp đồng giữa Chính phủ Việt Nam (là cơ quan quản lý công viên điện mặt trời) và IPP (thường là dưới dạng Thỏa thuận về công viên điện mặt trời) cần phải thiết lập các quyền và nghĩa vụ theo hợp đồng giữa hai bên trong thời hạn PPA.

Chính phủ có thể thu hồi các chi phí phát triển, đầu tư và bảo trì cơ sở hạ tầng chung và đất đai thông qua (i) khoản phí công viên điện mặt trời hàng năm do IPP chi trả trong thời hạn PPA hoặc (ii) nhận được khoản tiền bằng cách cho thuê quyền sử

dụng hạ tầng trong công viên điện mặt trời theo hợp đồng cho thuê. EVN thu hồi vốn đầu tư vào hạ tầng truyền tải thông qua phí truyền tải được quy định phù hợp. Phí công viên điện mặt trời và phí truyền tải phải được thiết lập và ấn định trước quá trình đấu thầu và sẽ được nêu rõ trong hồ sơ dự thầu.

Có thể sử dụng phí công viên điện mặt trời để thúc đẩy phát triển ở tỉnh có dự án.

4.2.2 Các bước chính của phương án công viên điện mặt trời

Các bước chính của phương án công viên điện mặt trời bao gồm:

- a. a. EVN và NPT xác định các trạm biến áp tiềm năng.** EVN và NPT xác định danh mục các trạm biến áp có công suất khả dụng với khối lượng phù hợp để đấu thầu theo tiêu chí tương tự như đấu thầu tại trạm biến áp.

1. Có thể thuê bên thứ ba để phát triển hạ tầng công viên điện mặt trời nhưng đây không phải là giải pháp tối ưu và công viên điện mặt trời do chính phủ chủ trì sẽ có hiệu quả kinh tế hơn.

- b. PPC với hỗ trợ của MOIT và EVN xác định mặt bằng xung quanh trạm biến áp được chọn.** PPC với hỗ trợ của EVN xác định mặt bằng thích hợp cho triển khai dự án điện mặt trời (thông thường có diện tích tối thiểu khoảng 200 ha cho công suất 150 MW) và hành lang tuyến đến trạm biến áp.
- c. Chuẩn bị công viên điện mặt trời trước khi đấu thầu.** Khi mặt bằng và hành lang tuyến đã được chọn, EVN với hỗ trợ của UBND tỉnh nhận được phê duyệt cần thiết để phát triển hạ tầng công viên điện mặt trời (hàng rào, cấp nước (nếu có), đường sá và đường dây kết nối đến trạm biến áp). PPC phê duyệt đưa dự án được lựa chọn vào kế hoạch sử dụng đất của địa phương và ra quyết định cho thuê/giao đất hoặc chuyển đổi mục đích sử dụng đất. Thực hiện nghiên cứu khả thi, đánh giá tác động môi trường và xã hội (ESIA) và nghiên cứu địa kỹ thuật. Dựa vào kết quả của kế hoạch tái định cư, EVN tiến hành các thủ tục giải phóng mặt bằng/bồi thường và xây dựng hàng rào. EVN cùng với PPC nhận được phê duyệt EIA và giấy phép xây dựng cho dự án.
- d. MOIT/EVN sẽ công bố đấu thầu cạnh tranh cho công viên điện mặt trời.** Sau khi hoàn thành khung đấu thầu (quy trình đấu thầu, phân bổ rủi ro hợp đồng, mẫu thư mời tham gia, mẫu RFP, v.v.), MOIT phối hợp với PPC triển khai đấu thầu cạnh tranh cho công viên điện mặt trời bằng việc thông báo vị trí và các thông số chính của công viên điện mặt trời, phát hành hồ sơ mời tham gia vòng loại, đưa ra các tiêu chí cần đáp ứng để đủ điều kiện cho giai đoạn RFP. Các tiêu chí đủ điều kiện liên kết với năng lực tài chính và kinh nghiệm kỹ thuật của IPP.
- e. IPP nộp hồ sơ năng lực.** IPP trình bày (i) năng lực tài chính và năng lực huy động vốn và (ii) kinh nghiệm trong xây dựng và vận hành nhà máy điện mặt trời. Lập tài liệu cụ thể về yêu cầu năng lực và tiêu chí hợp lệ/năng lực cần đáp ứng sẽ do cố vấn giao dịch của Chính phủ thực hiện.
- f. MOIT phối hợp với PPC và EVN lựa chọn danh sách ngắn các IPP và gửi RFP.** Dựa vào các thông số sơ tuyển, IPP được lựa chọn vào danh sách ngắn và điền vào RFP nhận được. RFP bao gồm nghiên cứu khả thi công viên điện mặt trời cùng với phân tích về tích hợp lưới, ESIA và kế hoạch xã hội và môi trường, phân tích địa kỹ thuật, chi tiết về sở hữu đất đai,

thỏa thuận thực hiện công viên điện mặt trời và các giấy phép được cấp. Đây là phần bổ sung ngoài những nội dung đã đề cập trong RFP cho đấu thầu tại trạm biến áp,

- g. IPP nộp đề xuất kỹ thuật và tài chính.** Trong đề xuất tài chính, IPP cần công bố giá mua PPA thấp nhất của mình. Là một phần trong đề xuất kỹ thuật, IPP sẽ nêu rõ (i) năng lực kỹ thuật, (ii) năng lực tài chính, (iii) tài liệu điều khoản ngân hàng. Yêu cầu phải có bảo lãnh dự thầu nộp cùng với đề xuất của IPP.
- h. Lựa chọn IPP. Đề xuất kỹ thuật được mở và tất cả các IPP đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đều đạt.** Chỉ mở đề xuất tài chính của những IPP đã đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật. Các IPP có PPA đề xuất giá thấp nhất sẽ thắng thầu.
- i. Công bố bên trúng thầu, ký kết hợp đồng.** IPP thắng thầu ký PPA và thỏa thuận công viên điện mặt trời với EVN và được cấp giấy phép đầu tư.
- j. EVN xây dựng đường dây truyền tải đến trạm biến áp.** Sau khi IPP được chính thức lựa chọn, EVN có thể bắt đầu xây dựng đường truyền và có khoảng 12 tháng để hoàn thành công tác xây dựng.

4.2.3 Giấy phép

Trước quá trình đấu thầu, MOIT ban hành phê duyệt để đưa công viên điện mặt trời (cùng với quy hoạch trạm biến áp/kết nối) vào PDP nếu chưa phê duyệt cơ chế linh hoạt về không phân bổ công suất nhà máy điện. EVN được giao đất, giấy phép xây dựng và giấy phép EIA.

Ngay sau khi lựa chọn IPP, IPP nhận được Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư, ký thỏa thuận với EVN về chi trả hạ tầng cho công viên điện mặt trời, ký PPA, nhận phê duyệt cuối cùng từ PPC hoặc DOC dưới hình thức giấy phép xây dựng dành riêng cho nhà máy điện mặt trời và nhận được phê duyệt thiết kế phòng cháy và chữa cháy cho dự án được chọn từ phòng cảnh sát phòng cháy chữa cháy.

Sau khi lựa chọn và trước COD, IPP với hỗ trợ của MOIT/EVN xin Giấy phép hoạt động điện lực.

VAI TRÒ VÀ TRÁCH NHIỆM

5.1 VAI TRÒ VÀ TRÁCH NHIỆM CỦA CÁC BÊN TRONG PHƯƠNG ÁN TẠI TRẠM BIẾN ÁP

Vai trò của các cơ quan chính trong phương án tại trạm biến áp được nêu ra trong bảng 5.1.

BẢNG 5.1. Vai trò và trách nhiệm trong phương án đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp

VAI TRÒ	TRÁCH NHIỆM	(CÁC) BÊN LIÊN QUAN
Ban đấu thầu	Ban này sẽ (i) cùng với cố vấn giao dịch lập khung đấu thầu và tài liệu mời thầu; và (ii) mời thầu, thực hiện và kết thúc quá trình lựa chọn IPP.	MOIT và/hoặc EVN chủ trì quá trình này với hỗ trợ của EVN/MOIT và của PPC nơi có trạm biến áp/công viên điện mặt trời. Các PPC phải tham gia đầy đủ vì quá trình lựa chọn sẽ dẫn tới việc phê duyệt giấy phép đầu tư.
Bên ký PPA	Bên ký PPA ký kết PPA với IPP và sẽ chịu trách nhiệm thanh toán cho điện năng do IPP cung cấp theo mức giá xác định trong đấu thầu cạnh tranh.	EVN (nhưng cũng có thể thay đổi sau khi có thị trường điện đầy đủ – xem Phụ lục 1).
Lựa chọn trạm biến áp/lộ ra và công suất	Lựa chọn trạm biến áp phải được thực hiện với tư cách là một phần trong nghiên cứu kỹ thuật rộng hơn về lưới để đảm bảo những ràng buộc tối thiểu khi tích hợp VRE và của mặt bằng để đảm bảo xung quanh trạm có đủ mặt bằng phù hợp.	EVN/NPT/Tổng công ty điện lực (PCs) với hỗ trợ của PPC và MOIT
Chủ nhà máy điện	Chủ nhà máy điện có trách nhiệm tài trợ, xây dựng và vận hành nhà máy điện mặt trời; và trong trường hợp đấu thầu tại trạm biến áp: (ii) xác định mặt bằng; và (iii) bồi thường tái định cư)	IPP

5.2 VAI TRÒ VÀ TRÁCH NHIỆM CỦA CÁC BÊN TRONG PHƯƠNG ÁN CÔNG VIÊN ĐIỆN MẶT TRỜI

Vai trò và trách nhiệm của các bên trong phương án đấu thầu công viên điện mặt trời (bảng 5.2) tương tự như phương án tại trạm biến áp nhưng có một điểm khác về vai trò của IPP trong việc lựa chọn mặt bằng.

BẢNG 5.2. Vai trò và trách nhiệm trong phương án đấu thầu công viên điện mặt trời

VAI TRÒ	TRÁCH NHIỆM	(CÁC) BÊN LIÊN QUAN
Lựa chọn mặt bằng cho công viên điện mặt trời	Lựa chọn mặt bằng cần phù hợp với quy hoạch đất đai và có tác động tối thiểu về môi trường và xã hội.	PPC với hỗ trợ của MOIT và EVN
Giải phóng mặt bằng cho công viên điện mặt trời	Người dân trong khu vực giải phóng mặt bằng phải được bồi thường và bên liên quan phải có đầy đủ quyền sở hữu	PPC hoặc EVN
Cơ quan quản lý công viên điện mặt trời	Phát triển kỹ thuật, huy động tài chính và xây dựng hạ tầng (hàng rào và đường dây truyền tải) và Vận hành và Bảo dưỡng (O&M)	Cơ quan nhà nước (PPC hoặc EVN)

6

KHUNG ĐẤU THẦU

Khung đấu thầu cung cấp khuôn khổ mua sắm toàn bộ chương trình điện mặt trời. Khung này bao gồm (i) các vấn đề cụ thể về mua sắm và (ii) các vấn đề cụ thể về hợp đồng. Cụ thể, khung này gồm các chi tiết về các cơ chế đấu thầu, khung mua sắm và các thỏa thuận hợp đồng, đây sẽ là cơ sở cho các hợp đồng. Mỗi nhân tố trong đó góp phần vào chương trình đấu thầu bền vững và có thể mở rộng thông qua cân bằng chia sẻ rủi ro giữa các bên liên quan trong quá trình đấu thầu và trong suốt vòng đời của tài sản.

Các nhân tố này được tích hợp vào các quy định của quốc gia, thường là dưới dạng nghị định của bộ. Chính phủ cần xây dựng một kế hoạch cấp cao để phân bổ các rủi ro mua sắm và rủi ro hợp đồng trong quan hệ đối tác với khu vực tư nhân. Khung đấu thầu cần xây dựng chi tiết hơn và hoàn thiện cho một giai đoạn cụ thể của chương trình/dự án khi bắt đầu tiến hành mua sắm.

6.1 CƠ CHẾ ĐẤU THẦU

Dựa vào các đầu vào thị trường và mức độ cạnh tranh, cơ quan đấu thầu xác định cơ chế đấu thầu, quá trình này phải được tuân thủ khi đấu thầu, các tiêu chí về năng lực để lựa chọn IPP và các tiêu chí để lựa chọn IPP thắng thầu, trong đó có quy định về phát hiện giá lặp lại.

Các khuyến nghị cho từng khía cạnh được trình bày dưới đây.

a. Quy trình đấu thầu. Khuyến nghị áp dụng quy trình hai túi hồ sơ RFQ/RFP khi thực hiện đấu thầu cạnh tranh điện mặt trời thí điểm ở Việt Nam. Trong quy trình đấu thầu này, ứng thầu trình nộp RFQ về năng lực của IPP. Sau khi lọt vào danh sách ngắn các IPP đủ điều kiện, IPP sẽ nhận được RFP. IPP nộp đề xuất kỹ thuật (túi hồ sơ một) chứng minh đủ năng lực/hợp lệ

và đề xuất tài chính/giá điện (túi hồ sơ hai) với giá điện chào cho dự án hợp lệ.

b. Tiêu chí năng lực. Để đảm bảo sự tham gia của các IPP đã được chứng minh trong quá trình đấu thầu, hồ sơ dự thầu sẽ kiểm tra các IPP về cả năng lực kỹ thuật và năng lực tài chính:

- Năng lực kỹ thuật bao gồm kinh nghiệm của IPP trong phát triển/xây dựng các dự án có công suất tương tự. Cơ quan đấu thầu cũng có thể chọn xem xét kinh nghiệm như vậy cho bất kỳ dự án cơ sở hạ tầng nào khác ngoài các dự án điện mặt trời.
- Năng lực tài chính sẽ kiểm tra năng lực đảm bảo tài chính dài hạn của IPP (khoản vay và vốn chủ sở hữu). Kinh nghiệm của IPP về đóng tài chính trong các dự án tương tự ở các khu vực địa lý tương tự có thể được xem xét cho năng lực tài chính. Các chỉ số tài chính như giá trị tài sản ròng có thể được sử dụng để tính toán năng lực vốn chủ sở hữu của IPP.

c. Cơ chế phát hiện giá lặp lại. Quy trình đấu thầu lặp lại thường được thực hiện thời gian thực qua internet giúp giảm đáng kể về giá mà thường không thể thực hiện được khi đấu thầu tĩnh trên giấy. Tuy nhiên, hệ thống này yêu cầu mức độ trưởng thành của thị trường, chuẩn bị và cạnh tranh nếu nó mang lại kết quả tích cực. Do đó, đối với đấu thầu thí điểm ban đầu, khuyến nghị dùng hồ sơ chào thầu tài chính trong phong bì được niêm phong. Quá trình phát hiện giá lặp lại có thể được đưa vào ở các giai đoạn sau sau khi đo lường được mức độ quan tâm của các ứng thầu và trưởng thành thị trường.

d. Lựa chọn đơn vị thắng thầu. Do trọng tâm hiện nay của Chính phủ đối với lĩnh vực điện mặt trời là thu hút công nghệ và nguồn vốn quốc tế có chi phí thấp nhất, khuyến nghị chọn đơn vị thắng thầu dựa trên giá nộp thầu thấp nhất.

6.2 KHUNG MUA SẴM

Khung mua sắm cấp cao thể hiện các quyết định đối với các tiêu chí sau: (i) cơ chế thanh toán, (ii) chỉ số giá; và (iii) giá trần.

- a. Cơ chế thanh toán.** Khuyến nghị thanh toán dựa vào điện năng, tức là lượng điện đo đếm ròng do dự án điện mặt trời bán ra tính bằng MWh/kWh theo giá điện do IPP chào trong hồ sơ dự thầu thay vì cơ chế thanh toán dựa vào MW.
- b. Chỉ số trượt giá điện.** Cơ cấu giá điện phải gắn với lạm phát, và trong ngắn hạn được gắn với ngoại tệ nhưng trong trung hạn sẽ chỉ liên kết một phần với USD hoặc hoàn toàn bằng Đồng Việt Nam (phụ thuộc vào thị trường cho vay trong nước).
- c. Giá trần.** Một số quốc gia đưa ra thông tin này để đảm bảo giá PPA của dự án phù hợp với quốc gia đó, nhưng có thể hiểu đó là tín hiệu giá cho thị trường, khuyến khích các ứng thầu đề xuất mức giá trong phạm vi giá trần nhưng không cạnh tranh như đáng lẽ phải diễn ra. Mặt khác, nếu mức giá trần quá thấp, đấu giá có thể không đủ ứng thầu tham gia. Đối với đấu thầu cạnh tranh thí điểm, có thể dùng FIT làm giá trần để đảm bảo rằng giá chào thầu cạnh tranh thấp hơn giá FIT.

6.3 KHUNG HỢP ĐỒNG

Khung hợp đồng đưa ra các điều khoản về các vấn đề trong PPA sẽ được ký kết với các IPP đủ điều kiện: (i) thời hạn PPA; (ii) thu xếp bao tiêu và hạn chế; (lii) ứng phó với thay đổi luật pháp; và (iv) chấm dứt và trọng tài.

Khung hợp đồng xác định cơ chế chia sẻ rủi ro giữa các bên trong hợp đồng. Ở đây thảo luận tập trung vào các điều khoản để cải thiện khả năng lành mạnh về tài chính của PPA do đó thu hút được nguồn tài chính có chi phí thấp, khuyến khích đầu tư quốc tế và kích thích cạnh tranh hơn.

- **Thời hạn PPA.** Tính tới tuổi thọ tài sản của các nhà máy điện mặt trời và do các nhà máy này cần nhiều chi phí vốn (CAPEX), khuyến nghị sử dụng PPA 25 năm cho các dự án trong phương án đấu thầu.
- **Thu xếp bao tiêu.** Khuyến nghị trong PPA cần có điều khoản cho phần sản xuất điện vượt quá số giờ đã nêu. Trong kịch bản đấu thầu cạnh tranh, giảm rủi ro hạn chế này cho các dự án điện mặt trời giúp giảm giá điện mà các đơn vị phát triển sẽ chào trong hồ sơ dự thầu của mình.
- **Thay đổi luật.** Tính tới các yếu tố làm thay đổi quy định tại Việt Nam như đưa vào triển khai VWEM, khuyến nghị các IPP phải được bảo vệ trước những thay đổi luật thông qua thư hỗ trợ của Chính phủ. Các nhà đầu tư phải được bồi thường cho những tác động do thay đổi luật gây ra thông qua cơ chế giá điện bồi thường hoặc thông qua một cơ chế khác phù hợp do cơ quan có thẩm quyền quy định
- **Chấm dứt và Trọng tài.** Khuyến nghị trong PPA phải có các điều khoản về chấm dứt do sự kiện vỡ nợ của bên bán và bên mua cùng với cơ chế bồi thường chấm dứt tương ứng và điều khoản về trọng tài quốc tế.

7

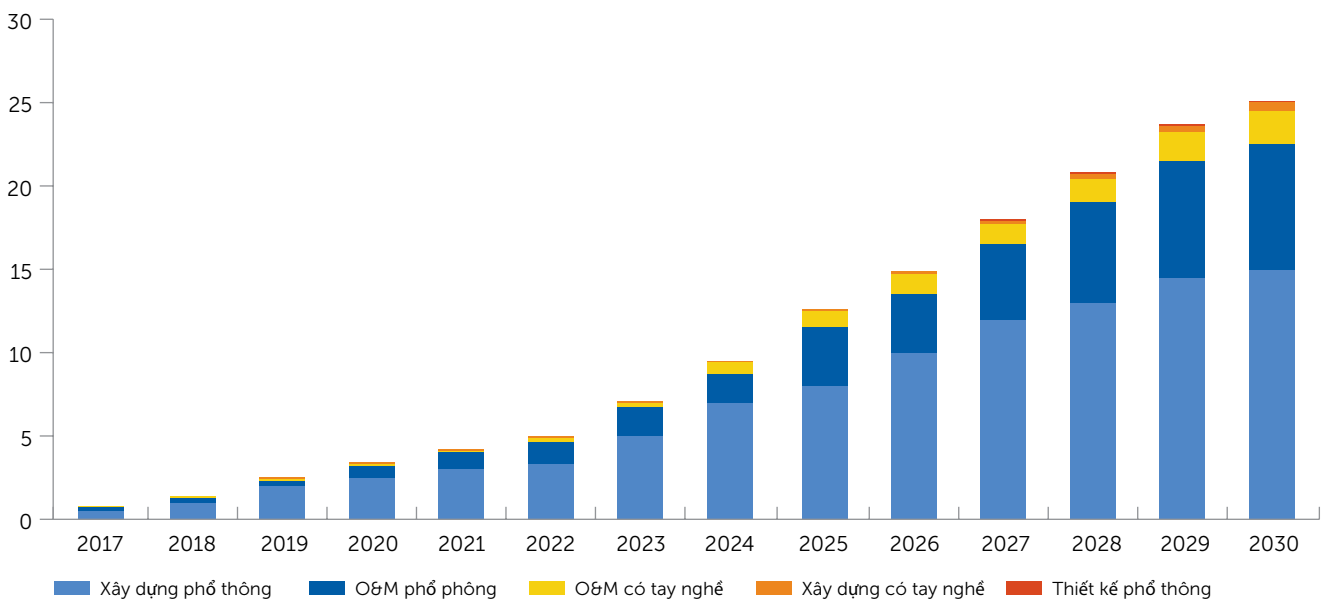
CHIẾN LƯỢC LỢI ÍCH KINH TẾ XÃ HỘI

Theo phân tích chuỗi cung cấp thực hiện năm 2018² và được trình bày trong Phụ lục 3, mục tiêu 12 GW điện mặt trời trong PDP 7 sửa đổi dự kiến mỗi năm sẽ tạo ra 25.000 việc làm toàn thời gian trong phát triển dự án, dịch vụ và vận hành và bảo trì (O&M) trong giai đoạn đến năm 2030. Việc làm liên quan đến phát triển điện mặt trời tại Việt Nam được tạo ra từ (i) phát triển và vận hành các nhà máy điện mặt trời và (ii) sản xuất thiết bị. Danh mục đầu tiên bao gồm các việc làm trong phát triển, thiết kế, xây dựng và vận hành các nhà máy điện mặt trời. Các công việc được tạo ra liên quan đến thực hiện dự án chỉ mang tính tạm thời và biến mất khi nhà máy được đưa vào vận hành và

phát điện. Sau giai đoạn thực hiện là O&M, kéo dài theo thời gian tuổi thọ của nhà máy.

Việc làm tạo ra trong lĩnh vực sản xuất dự kiến sẽ đạt gần 20.000 việc làm toàn thời gian đến năm 2030. Hầu hết các việc làm này được định hướng xuất khẩu và phụ thuộc vào Việt Nam duy trì thị phần hiện tại của mình trong thị trường điện mặt trời toàn cầu. Điều này lại phụ thuộc trở lại vào việc quốc gia duy trì được sức hấp dẫn của mình đối với các hàng sản xuất tấm năng lượng mặt trời trên thế giới.

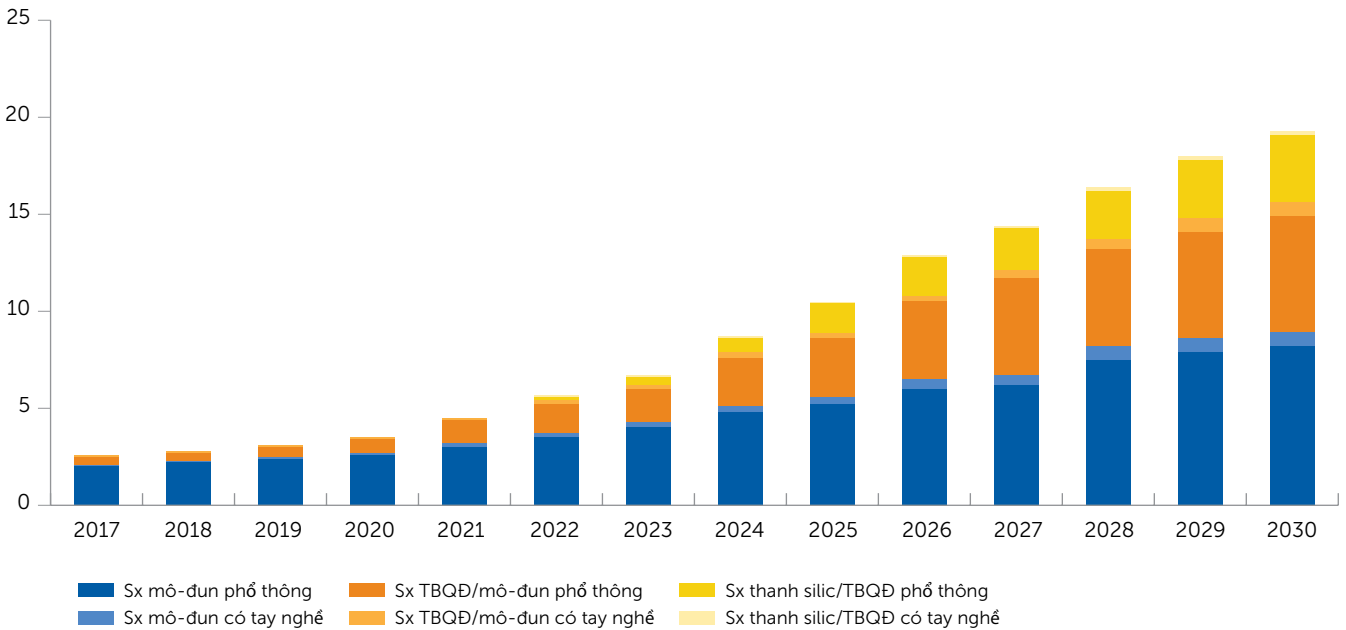
HÌNH 7.1. Việc làm dự kiến được tạo ra trong phát triển dự án, dịch vụ và O&M nhờ mục tiêu đạt 12 GW điện mặt trời, 2017-30 (hàng ngàn việc làm toàn thời gian)



Nguồn: Ngân hàng Thế giới. 2018. *Đánh giá chuỗi cung cấp điện mặt trời của Việt Nam*

2. Ngân hàng Thế giới. 2018. *Đánh giá chuỗi cung cấp điện mặt trời của Việt Nam* <http://pubdocs.worldbank.org/en/301671539903264866/Vietnam-Solar-PV-Supply-Chain-Assessment-10May2018>

HÌNH 7.2. Việc làm dự kiến được tạo ra trong lĩnh vực sản xuất nhờ mục tiêu đạt 12 GW điện mặt trời, 2017-30 (hàng ngàn việc làm toàn thời gian)



Nguồn: Ngân hàng Thế giới, 2018. *Đánh giá chuỗi cung cấp điện mặt trời của Việt Nam*

Quy hoạch hợp lý với các mục tiêu trung hạn sẽ giúp các quốc gia tối đa hóa lợi ích kinh tế xã hội do các dự án điện mặt trời được thực hiện theo lộ trình bền vững và tích hợp mang lại. Có thể tối đa hóa các lợi ích này theo nhiều cách, như mô tả dưới đây:

a. Cung cấp tầm nhìn trong nước và quốc tế. Để hỗ trợ cho phát triển ngành ở trong nước, Chính phủ có thể (i) thông báo cho thị trường các điểm chính của chương trình trong đó có các mục tiêu phát triển ngành và địa phương, và (ii) đưa các nhà cung cấp trong nước vào chuỗi giá trị điện mặt trời để họ có thể nhận diện được các cơ hội phù hợp từ đó họ có thể tự định vị khi cần. Việc hình thành cụm doanh nghiệp cũng có thể giúp các đơn vị trong nước được hưởng lợi từ chương trình điện mặt trời được triển khai, phổ biến kiến thức đầy đủ về chuỗi giá trị điện mặt trời, phối hợp với các tổ chức đào tạo chuyên nghiệp cung cấp những khóa đào tạo liên quan giúp các công ty trong nước có được tầm nhìn và liên kết với các đối tác quốc tế tham gia trong các quá trình đấu thầu khi có thể.

b. Tạo điều kiện đánh giá các cơ hội trong nước. Chính phủ có thể tiến hành các nghiên cứu bổ sung để đánh giá tiềm năng của thị trường trong nước trong chuỗi giá trị điện mặt trời và chia sẻ các nghiên cứu đó với các ứng thầu đã được sơ tuyển để tạo điều kiện cho các ứng thầu khảo sát các cơ hội trong nước để tìm đối tác hoặc ký kết hợp đồng phụ. Có thể tổ chức các cuộc họp giữa các ứng thầu đã được sơ tuyển (và các nhà thầu phụ chủ chốt của họ về kỹ thuật,

mua sắm và xây dựng cũng như vận hành và bảo trì) với các công ty trong nước.

c. Nâng cao vị thế của các đơn vị trong nước tham gia và tạo ra việc làm tại chỗ trong chuỗi giá trị. Chính phủ có thể lập bản đồ các đơn vị trong nước tham gia cũng như các kỹ năng của họ, sau đó nhận diện các cách thức để các bên có thể lấp đầy khoảng trống trong chuỗi giá trị điện mặt trời. Bất kỳ đánh giá về mặt lý thuyết nào cũng có thể được cải thiện thông qua so sánh các đơn vị trong nước tham gia với các nhà thầu phụ đã được chọn từ trước bằng cách chẳng hạn như yêu cầu các nhà thầu đã qua sơ tuyển giải thích lý do tại sao họ không có ý định chọn nhà thầu phụ trong nước, và nếu không thì lý do tại sao lại không chọn. Thông tin này sẽ giúp các bên hữu quan của nhà nước thiết kế một chương trình phù hợp để nâng cao vị thế của các đơn vị trong nước trong chuỗi giá trị. Theo IRENA, nếu nhìn từ góc độ bền vững, cần chú trọng đặc biệt tới công tác vận hành và bảo trì vì chúng chiếm hơn một nửa số việc làm liên quan đến nhà máy điện mặt trời.

Khi phát triển các công viên điện mặt trời, Chính phủ có thể tính tới các biện pháp đảm bảo cho người dân sinh sống quanh công viên trở thành người hưởng lợi trực tiếp từ cơ sở hạ tầng mới xây dựng. Một cách để thực hiện điều này là khoản phí thu hàng năm từ công viên điện mặt trời để tài trợ cho các dự án phát triển hay yêu cầu bắt buộc tuyển dụng các nhân viên địa phương. Thực hiện nghiên cứu kinh tế xã hội để đánh giá nhu cầu của cộng đồng địa phương sẽ giúp phối hợp với tất cả các bên liên quan thiết kế các chương trình phù hợp đáp ứng những nhu cầu

này trong phạm vi có thể. Cũng sẽ rất hữu ích nếu lồng ghép giới trong các chương trình này.

Mặc dù Chính phủ thường hiểu rõ nhu cầu của cộng đồng và cách thức đáp ứng nhưng chính phủ lại thường thiếu phương tiện tài trợ cho các biện pháp cần thiết để giải quyết các nhu cầu này. Quy trình đấu thầu có thể bao gồm điều khoản về việc IPP tài trợ một tỷ lệ nhỏ trong chi phí vốn (ví dụ: 1 phần trăm) để chính phủ sử dụng cho phát triển địa phương. Ví dụ, ở Nam Phi, các dự án được mua sắm trong Chương trình mua sắm các đơn vị sản xuất điện năng lượng tái tạo độc lập được đề

nghị dành một phần trăm nào đó trong tổng doanh thu của dự án để phát triển kinh tế xã hội mang lại lợi ích cho cộng đồng địa phương. Như trường hợp dự án điện mặt trời Redstone 100MW CSP, cam kết đóng 2,5% cho quỹ tín thác cộng đồng. Được thành lập dưới hình thức là một tổ chức phi lợi nhuận, quỹ này sẽ mang lại lợi ích cho các cộng đồng địa phương sinh sống quanh khu vực dự án, đặc biệt là phụ nữ (những người tham gia với tư cách là người nhận ủy thác). Những phân bổ do quỹ nhận được phải được áp dụng cho các chương trình phát triển cộng đồng cụ thể, bao gồm chăm sóc sức khỏe, giáo dục, đào tạo và phát triển.

KẾT LUẬN

Để thay thế FIT, Chính phủ Việt Nam đang chuẩn bị chương trình đấu thầu cạnh tranh điện mặt trời đầu tiên của mình với kế hoạch mở rộng triển khai điện mặt trời ở mức giá mua điện cạnh tranh. Với hỗ trợ của Ngân hàng Thế giới, Chính phủ đang thiết kế một chương trình dựa trên chiến lược hiện có được xây dựng từ đóng góp đầu vào của các bộ ngành và của khu vực tư nhân

Những khía cạnh chính trong chiến lược cần chính phủ phải ra quyết định bao gồm: (i) vai trò và trách nhiệm của các bên nhà nước và tư nhân, (ii) liệu có cần phải thay đổi pháp luật và các quy định hiện hành không, (iii) loại phương án triển khai phù hợp nhất với điều kiện của Việt Nam và (iv) chính phủ sẽ tiếp nhận những rủi ro nào và cung cấp cho IPP các công cụ nào để giảm thiểu rủi ro. Làm rõ những điểm này trước khi lựa chọn IPP sẽ giúp đẩy nhanh quá trình lựa chọn IPP, giảm nguy cơ thất bại khi đấu thầu và mang lại một tầm nhìn dài hạn để triển khai các dự án điện mặt trời. Nhìn từ góc độ IPP, chính phủ có chiến lược rõ ràng sẽ giúp giảm thiểu những lo ngại của các nhà đầu tư tiềm năng về khung pháp lý yếu, quy trình lựa chọn và các vấn đề phát triển khác.

Những điểm liên quan đến các khía cạnh của chiến lược bao gồm:

- **Mục tiêu và các mốc thời gian triển khai điện mặt trời.** Để báo hiệu cho các nhà đầu tư tư nhân biết Việt Nam là một nơi đầu tư tiềm năng dài hạn trong thị trường điện mặt trời toàn cầu, Việt Nam cần thiết lập các mục tiêu triển khai điện mặt trời trong trung hạn với các mốc thời gian rõ ràng. Theo kinh nghiệm quốc tế, nên triển khai đấu thầu theo định kỳ, chẳng hạn như cứ sau 12 hoặc 18 tháng, như quy định trong kế hoạch phát triển nguồn điện quốc gia chính thức. Việt Nam có thể thí điểm đấu thầu cạnh tranh vào năm 2020/2021 thông qua ba phương án với tổng công suất 1,2 GW: (i) 500

MW đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp, (ii) 200 MW công viên điện mặt trời nổi và (iii) 500 MW công viên điện mặt trời mặt đất. Sau giai đoạn thí điểm, nên đấu thầu khoảng 1–2 GW mỗi năm cho cả hai phương án đấu thầu tại trạm biến áp và công viên điện mặt trời như mô tả trong Phần 2 và Phần 4.

- **Khung pháp lý.** Các quy định hiện hành của Việt Nam không đưa ra cụ thể một khung toàn diện để lựa chọn cạnh tranh các IPP. Do đó, Chính phủ cần có thêm hướng dẫn pháp lý cho pháp luật hiện hành và quyết định lựa chọn cạnh tranh trong thị trường điện sẽ dựa vào luật nào. Theo các cuộc thảo luận rộng rãi với MOIT, MPI và các bộ khác cũng như dựa trên đánh giá pháp lý toàn diện, khuyến nghị sử dụng Luật đầu tư. Thủ tướng Chính phủ cần ban hành Quyết định để hướng dẫn trên hai khía cạnh: thứ nhất là hợp tác giữa MOIT, EVN và chính quyền địa phương (PPC và DPI) trong quá trình đấu thầu, cụ thể là đánh giá và lựa chọn dự án và các tiêu chí sử dụng cho quá trình đánh giá, vai trò và trách nhiệm của các cơ quan này và thứ hai là hướng dẫn về các kế hoạch triển khai và khung đấu thầu cấp cao (ví dụ như cơ chế thanh toán, cơ cấu giá điện, thời hạn PPA và hỗ trợ tiềm năng của chính phủ).

Để đảm bảo đưa các dự án này vào PDP không tạo ra nút thắt cổ chai, Chính phủ cần có cơ chế linh hoạt để phân bổ dự án trong PDP. Giải pháp tối ưu là không phân bổ công suất điện mặt trời trong PDP, tức là nêu một khối lượng công suất trong PDP và dành riêng công suất này cho IPP/dự án thắng thầu trong lựa chọn cạnh tranh.

- **Kế hoạch triển khai.** Sau khi xem xét kỹ lưỡng các phương án cạnh tranh khác nhau đã sử dụng trên thế giới và những thách thức chính Việt Nam đang đối mặt, khuyến nghị triển khai theo hai phương án, đó là (i) đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp và (ii) đấu thầu cạnh tranh công viên điện mặt trời (nổi và mặt đất). Mục đích của các phương án này là

giúp quyết những hạn chế chính Việt Nam đang đối mặt, đó là khả năng sẵn sàng của lưới điện, rủi ro hạn chế và quá trình giao đất phức tạp. Cả hai phương án đều nhằm mục đích giảm các rủi ro phát triển mà IPP nhận thức được, nhờ đó giảm được phí bảo hiểm rủi ro trong chi phí vốn. Kết quả chính là giá điện dự kiến sẽ giảm xuống.

- **Vai trò và trách nhiệm.** Các cơ quan nhà nước chính tham gia vào lựa chọn đấu thầu cạnh tranh IPP là MOIT, MPI, EVN và PPC.
- **Khung đấu thầu.** Các khuyến nghị cốt lõi trong khung đấu thầu cấp cao là:
 - a. Năng lực của nhà thầu. Sau khi đã đạt năng lực kỹ thuật, chỉ dựa vào tiêu chí giá để lựa chọn đơn vị thắng thầu và dự án được trao cho nhà thầu có giá chào thấp nhất ;
 - b. Cơ cấu thanh toán. Cơ cấu thanh toán được tính bằng MWh hoặc kWh chứ không tính bằng MW;
 - c. Cấu trúc giá điện. Trong ngắn hạn, cơ cấu giá điện có thể liên kết với lạm phát và trong ngắn hạn liên kết với USD nhưng trong trung hạn chỉ nên liên kết một phần với USD hoặc thanh toán hoàn toàn bằng đồng Việt Nam (tùy thuộc vào thị trường cho vay trong nước ở thời điểm đấu thầu);
- **Chiến lược lợi ích kinh tế xã hội.** Các bước chính để tối đa hóa lợi ích kinh tế xã hội từ phát triển năng lượng mặt trời như sau:
 - d. Thời hạn PPA. Thời hạn PPA nên là 25 năm;
 - e. Thay đổi luật pháp. Cần đưa thư hỗ trợ của Chính phủ khi có sự kiện thay đổi luật vào PPA; và
 - f. Trọng tài. Khuyến nghị có điều khoản quy định về trọng tài quốc tế để giải quyết tranh chấp.

- a. Cung cấp tầm nhìn trong nước và quốc tế.
- b. Tạo điều kiện đánh giá các cơ hội trong nước
- c. Tối đa hóa lợi ích cho cộng đồng địa phương.
- d. Quản lý kỳ vọng để đảm bảo kết quả tốt hơn.
- e. Nâng cao vị thế của các đơn vị trong nước tham gia và tạo ra việc làm tại chỗ trong chuỗi giá trị.

PHỤ LỤC

PHỤ LỤC 1

CHƯƠNG TRÌNH CẢI CÁCH NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

Quyết định 63 ban hành tháng 11 năm 2013 đã đề ra lộ trình tái cơ cấu thị trường điện và thiết lập môi trường cạnh tranh theo định hướng thị trường. Mục tiêu của cải cách bao gồm: (i) phát triển thị trường điện cạnh tranh theo phân kỳ và bền vững; (ii) thu hút các nhà đầu tư mới vào ngành điện; (iii) giảm đầu tư và trợ cấp của nhà nước trong ngành điện; (iv) nâng cao hiệu quả của ngành điện và đảm bảo cung cấp điện ổn định và đáng tin cậy, và (v) giảm áp lực tăng giá điện.

Các giai đoạn phát triển thị trường được coi là một phần của cải cách bao gồm:

- a. Cấp độ 1: Thị trường phát điện cạnh tranh** (Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam - VCGM). Đặc điểm chính của VCGM là các nhà máy phát điện có thể gia nhập thị trường và bán điện cho EVN, là bên mua duy nhất với giá cạnh tranh.
- b. Cấp độ 2: Thị trường bán buôn điện cạnh tranh** (Thị trường bán buôn điện cạnh tranh - VWEM). Đặc điểm chính của VWEM là tất cả các máy phát điện và các công ty phân phối điện bán buôn sẽ tham gia vào thị trường. Do đó, ngoài EVN, sẽ có những bên mua buôn khác.
- c. Cấp độ 3: Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.** Ở cấp độ này, chia tách các hoạt động của công ty phân phối thành các hoạt động quản lý và vận hành lưới điện và bán lẻ điện. Người dùng cuối được tự do lựa chọn các nhà cung cấp cho mình.

Hiện nay, có hai loại nhà máy điện tham gia vào VCGM. Nhà máy điện giao dịch trực tiếp (DTG) được điều độ tập trung và đã có SPPA. Nhà máy điện giao dịch gián tiếp (ITG) không điều độ tập trung mà thay vào đó là được lập lịch trước. ITG bao gồm: các dự án BOT, nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (SMHP) và các trường hợp ngoại lệ khác.

CÁC PHƯƠNG ÁN CẢI THIỆN NGUỒN ĐIỆN DÀI HẠN Ở VIỆT NAM

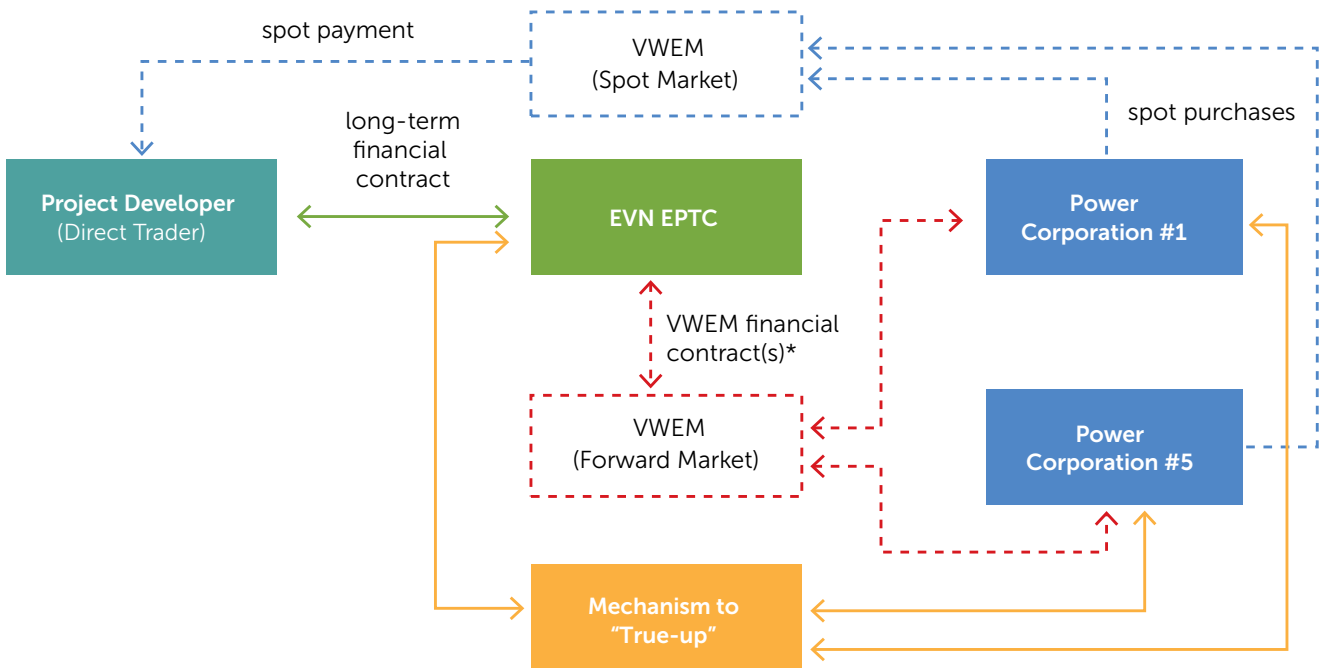
Intelligent Energy Systems (IES) phối hợp với SW Advisory (SWA) và Energy Market Consulting (EMCa) đã đưa ra báo cáo về các phương án cải thiện mức cung cấp đầy đủ nguồn điện trong dài hạn ở Việt Nam, đây là một phần trong tài liệu trình nộp cho Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) về chương trình cải cách ngành điện ở Việt Nam. Trọng tâm của báo cáo là về các thỏa thuận dài hạn.

Tóm lại, cho đến khi thị trường VWEM trưởng thành, báo cáo đề xuất sử dụng cơ cấu dưới đây làm giải pháp tạm thời, trong đó EPTC (EVN) hoạt động với tư cách là bên giao dịch của IPP thay mặt cho đơn vị phát triển trừ khi đơn vị phát triển chọn tham gia giao dịch trực tiếp trong VWEM.

Theo báo cáo này, khi VWEM đã trưởng thành, phương án dài hạn tốt nhất để tham gia vào VWEM là đề nghị tất cả các nhà máy phát điện mới (bao gồm cả điện mặt trời) tham gia vào VWEM. Trong dài hạn, khi thị trường đã trưởng thành, đề xuất sử dụng cơ cấu sau.

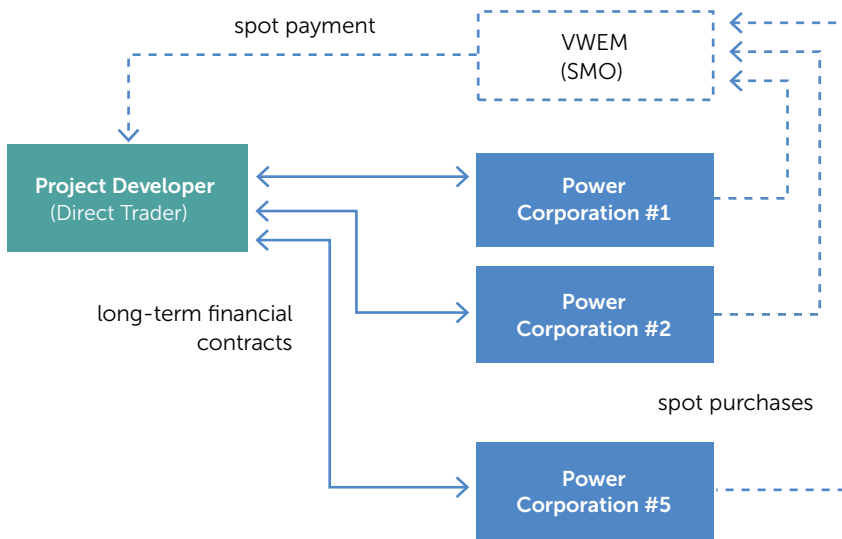
Ngoài ra, báo cáo khuyến nghị chuyển từ chế độ PPA vật lý hiện nay sang hợp đồng dựa theo PPA tài chính với cơ chế thanh toán dựa trên Hợp đồng sai khác. Chế độ này sẽ áp dụng cho tất cả các dự án mới ở tất cả các công nghệ bao gồm cả điện mặt trời. Yêu cầu các đơn vị phát triển dự án phải thu hồi một cách hiệu quả dòng tiền từ thị trường giao ngay và EVN (trước mắt) hoặc các Tổng công ty điện lực (về lâu dài) cho những sai khác so với giá chào trong giá đấu giá.

HÌNH A1.1. Thị trường trung gian VWEM



Nguồn: Báo cáo của IES, phần 11.3.2.

HÌNH A1.2. Thị trường VWEM trưởng thành



Nguồn: Báo cáo của IES, phần 11.3.2.

KIẾN NGHỊ VỀ CHƯƠNG TRÌNH ĐẤU THẦU CẠNH TRANH ĐIỆN MẶT TRỜI DÀI HẠN

Chuyển dịch từ PPA vật lý hiện nay sang PPA tài chính với Hợp đồng sai khác ngay cả khi chỉ là một giải pháp tạm thời, cần đánh giá thêm về những vấn đề sau:

- a. Độ sâu của thị trường bán buôn điện.** Khối lượng điện năng được mua thông qua thị trường để đáp ứng nhu cầu và số lượng giao dịch liên quan cho thấy mức độ trưởng thành của thị trường. Độ sâu thị trường lớn hơn thể hiện khả năng hiển thị của giá cả thị trường và giảm biến động giá cả do có thay đổi đột ngột về cung hoặc cầu.
- b. Rủi ro tín dụng của bên đối tác:** Độ tin cậy về tín nhiệm của Đơn vị vận hành hệ thống và thị trường (SMO) đóng vai trò quan trọng trong thành công đấu giá điện mặt trời. Xếp hạng tín nhiệm SMO sẽ bị ảnh hưởng bởi xếp hạng tín nhiệm của các công ty bán lẻ điện (PC) và các công ty mua bán điện như EVN và các bên tham gia thị trường khác. Như vậy, cho đến khi thị trường trưởng thành, các dự án điện mặt trời và cơ chế đấu thầu được liên kết với thị trường giao ngay VWEM sẽ đòi hỏi các đơn vị phát triển phải dựa vào giá thị trường giao ngay do SMO hỗ trợ.
- c. Thu hút nguồn tài chính quốc tế.** Các tổ chức tài chính và nhà đầu tư có thể không chấp nhận các PPA dựa trên Hợp đồng sai khác thay cho PPA vật lý. Thị trường tài chính, bao gồm các tổ chức tài chính quốc tế, phải có niềm tin vào các quy định thị trường của VWEM, do đó thị trường cần phải thể hiện được sự trưởng thành và độ sâu thị trường như đã thảo luận ở trên.

Do đó, tổ chức đấu thầu trong thời kỳ chuyển đổi từ PPA vật lý sang hợp đồng sai khác có thể dẫn đến giá điện cao hơn do vì các ứng thầu tính tới yếu tố không chắc chắn về thu nhập liên quan đến hiệu quả hoạt động của VWEM.³

Do đó, phù hợp với Quyết định 63, khuyến nghị các dự án điện mặt trời cần tiếp tục dựa vào PPA vật lý cho đến khi VWEM trưởng thành đầy đủ.

CÁC CÂN NHẮC VỀ PHÁP LÝ

Đối với các giai đoạn tiếp theo của VWEM, MOIT đã ban hành Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018, có hiệu lực từ ngày 1 tháng 1 năm 2019 (Thông tư 45) hướng dẫn

hoạt động của VWEM. Hướng dẫn của Thông tư số 45 về hoạt động của VWEM bao gồm cả các dự án năng lượng tái tạo ngoài thủy điện. Theo hướng dẫn này, các dự án năng lượng tái tạo ngoài thủy điện có công suất đặt lớn hơn 30 MW có thể “chọn tham gia” vào VWEM. Trong trường hợp chọn tham gia thì các dự án này phải tuân thủ các yêu cầu về pháp lý và quy định đối với các nhà máy điện tham gia vào VWEM. Đối với các dự án năng lượng tái tạo ngoài thủy điện khác (chẳng hạn như những dự án có công suất đặt dưới 30MW), có thể chọn tham gia gián tiếp vào VWEM – nghĩa là không cần chào giá trực tiếp và không áp dụng cơ chế biểu giá của VWEM.

Bước tiếp theo là bổ sung khung pháp lý để thực hiện, Cục Điều tiết điện lực (ERA) cần xây dựng các hướng dẫn về việc tham gia cụ thể là áp dụng cho các dự án điện tái tạo ngoài thủy điện.

KHUYẾN NGHỊ TỪ GÓC ĐỘ PHÁP LÝ

Theo mô hình PPA hiện nay cho các dự án điện mặt trời, bên bán điện của các dự án điện mặt trời có quyền chọn tham gia vào thị trường bán buôn điện như đã nêu trong các quy định hiện hành về thị trường điện cạnh tranh. Nếu chọn tham gia vào VWEM, bên bán điện cần gửi thông báo trước bằng văn bản 120 ngày cho bên mua điện và cho ERAV. Trong trường hợp đó, các bên tham gia PPA có thể đơn phương chấm dứt PPA hiện có. Cơ chế này đưa ra làm phương án thay thế cho bên bán điện mặt trời cân nhắc.⁴ Như vậy, Chính phủ Việt Nam có thể xem xét tiếp tục áp dụng PPA vật lý này cho khung đấu giá mặt trời.

Nếu Chính phủ muốn khuyến khích các nhà phát triển điện mặt trời tham gia vào VWEM khi thị trường đã trưởng thành, Chính phủ cần cân nhắc vấn đề ưu đãi cho các dự án điện mặt trời và các dạng năng lượng tái tạo khác ngoài thủy điện. Ngoài việc giải quyết rủi ro tín dụng đối tác liên quan tới SMO và những vấn đề khác, Chính phủ có thể xem xét tới việc đưa vào khung hợp đồng một cơ chế bảo vệ rõ ràng trước những thay đổi luật pháp. Đơn vị phát triển trong những dự án có giá điện cố định được đảm bảo trong chương trình đấu giá điện mặt trời (cũng như chương trình FIT) muốn biết là Chính phủ và các bên mua điện khác (bên bao tiêu) có chịu những rủi ro do thay đổi pháp luật kể từ ngày thực hiện PPA. Cần có đảm bảo cần thiết bằng cách đưa vào PPA hoặc khung pháp lý một quy định cụ thể về thay đổi luật và điều chỉnh thanh toán tiền điện trong thời gian chuyển dịch từ PPA vật lý trong chương trình đấu giá điện mặt trời sang PPA tài chính trong VWEM.

3. Điều 4.2 và 4.3(b) Thông tư 45.

4. Thông tư 16/2017/TT-BCT của Bộ Công Thương, Phụ lục II, Điều 9.3.

PHỤ LỤC 2

KẾT QUẢ PHÂN TÍCH KHÔNG GIAN ĐỊA LÝ

Phụ lục này trình bày kết quả phân tích không gian địa lý trên toàn quốc được tiến hành để xác định nơi nguồn điện mặt trời có thể và cần được phát triển dựa vào cường độ mặt trời, phát triển lưới điện, và mức độ đáp ứng về đất đai và mái nhà.

Phân tích không gian địa lý kết hợp tiềm năng bức xạ mặt trời của Việt Nam với dữ liệu về sử dụng đất và độ che phủ đất. Nó cũng xem xét các yếu tố như độ cao, độ dốc, mức độ gần các trung tâm đô thị và các khu vực được bảo vệ. Bốn loại đất được xác định phù hợp để phát triển điện mặt trời và được sử dụng trong phân tích: (i) đất nông nghiệp (cây hàng năm, cây lâu năm và đất nông nghiệp), (ii) đất lâm nghiệp (sản xuất gỗ), (iii) đất đô thị và đất đã xây dựng (thành phố, cộng với đất được sử dụng để sản xuất điện hoặc tưới tiêu) và (iv) đất chưa sử dụng (đất cần cỗi, bãi chôn thả). Tiêu chí chính về mặt bằng sẵn có là độ

cao không lớn hơn 2.000 mét, độ dốc dưới 5 độ, mật độ dân số dưới 400 người trên km². Khu vực được bảo vệ phải cách địa điểm dự án tối thiểu 1 km và mức độ che phủ đất được phân loại dựa trên mục đích sử dụng. Để giảm bớt các hạn chế tiềm tàng trong khu vực dự án, phân tích đã giảm 75% diện tích đất được xác định. Phân tích này sẽ yêu cầu làm việc thêm với các tỉnh để xác định được khu vực đất phù hợp nhất cho các dự án điện mặt trời tiềm năng.

Sau đó, phân tích về tính sẵn sàng của mặt bằng được hợp nhất với dữ liệu bức xạ mặt trời.⁵ Ngoài cường độ mặt trời cao là yếu tố quyết định quan trọng đến giá cả PPA thấp, dự án cần xây dựng trên những vùng đất khô cằn không lý tưởng cho sử dụng nông nghiệp.

5. Bộ dữ liệu kết quả từ phân tích không gian địa lý được cung cấp dưới dạng dữ liệu không gian địa lý theo định dạng KMZ.

CÁC PHÁT HIỆN CHÍNH

Cường độ bức xạ mặt trời tốt nhất

Cường độ mặt trời tốt nhất (>4,4 kWh/m²/ngày) tập trung ở hai tỉnh: Ninh Thuận và Bình Thuận (hình A2.1). Ở Ninh Thuận có sẵn mặt bằng để sản xuất 5 GW và ở Ninh Thuận là 20 GW.

Các loại đất sẵn có chủ yếu ở hai tỉnh này là đất chưa sử dụng và đất nông nghiệp. Có bốn trạm biến áp điện lưới với điện áp từ 220 kV đến 500 kV. Hầu hết mặt bằng nằm trong bán kính 20 km của trạm biến áp. Cả hai thành phố thuộc tỉnh, Phan Thiết và Phan Rang- Tháp Chàm đều có nhu cầu phụ tải và đường dây truyền tải chính là trục 500 kV giúp quản lý điều độ tốt với các vùng còn lại của đất nước.

Cường độ bức xạ mặt trời rất tốt

Cường độ mặt trời rất tốt của Việt Nam (4,2-4,4 kWh/m²/ngày) tập trung ở 12 tỉnh (bảng A2.1 và hình A2.2), với tiềm năng hàng đầu 47 GW ở các tỉnh Bình Phước, 24 GW ở Tây Ninh, 14 GW ở Gia Lai, và 14 GW ở Bình Thuận.

Đất chủ yếu là đất chưa sử dụng, đất nông nghiệp và rừng sản xuất. Có 18 trạm biến áp có điện áp từ 220 đến 500 kV tại 12 tỉnh trên. Hầu hết mặt bằng nằm trong bán kính 20 km của trạm biến áp.

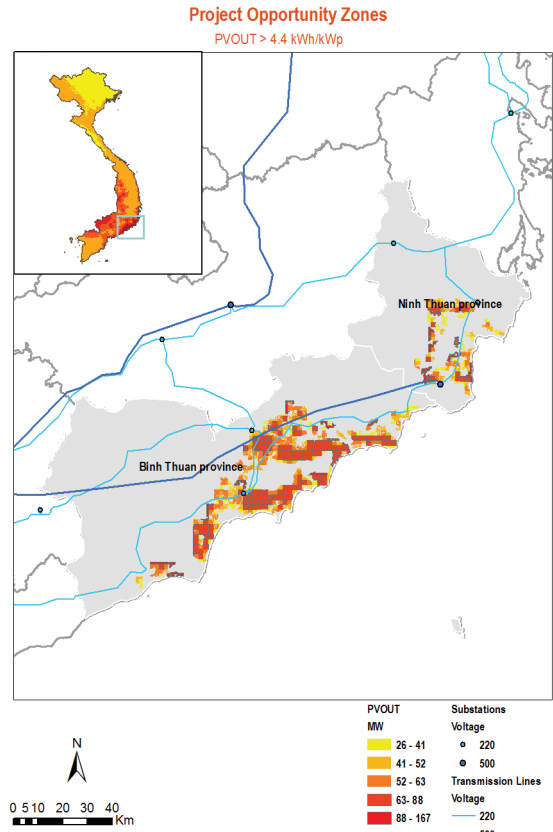
Các thành phố thuộc tỉnh đều có nhu cầu phụ tải, đường dây truyền tải chính là trục 500 kV giúp phép quản lý điều độ tốt hơn với các vùng còn lại của đất nước.

BẢNG A2.1. Các tỉnh và tiềm năng công suất đặt điện mặt trời (GW): tiềm năng rất tốt

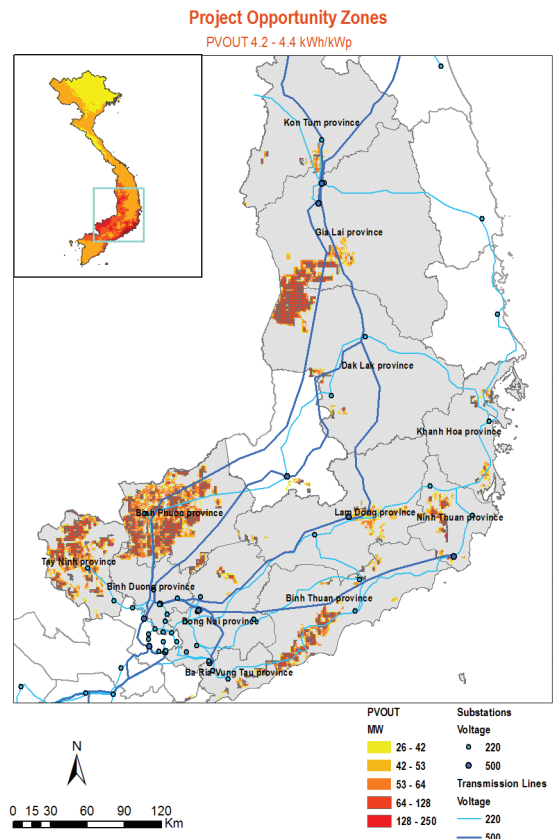
TÊN TỈNH	CÔNG SUẤT (GW)
Bình Phước	47,23
Tây Ninh	24,22
Gia Lai	14,65
Bình Thuận	14,19
Đắk Lắk	12,60
Lâm Đồng	6,53
Ninh Thuận	5,52
Khánh Hòa	3,04
Kon Tum	2,64
Bà Rịa- Vũng Tàu	2,16
Đồng Nai	1,50
Bình Dương	1,27

Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

HÌNH A2.1. Các khu vực có cường độ mặt trời tốt nhất



HÌNH A2.2. Các khu vực có cường độ mặt trời rất tốt

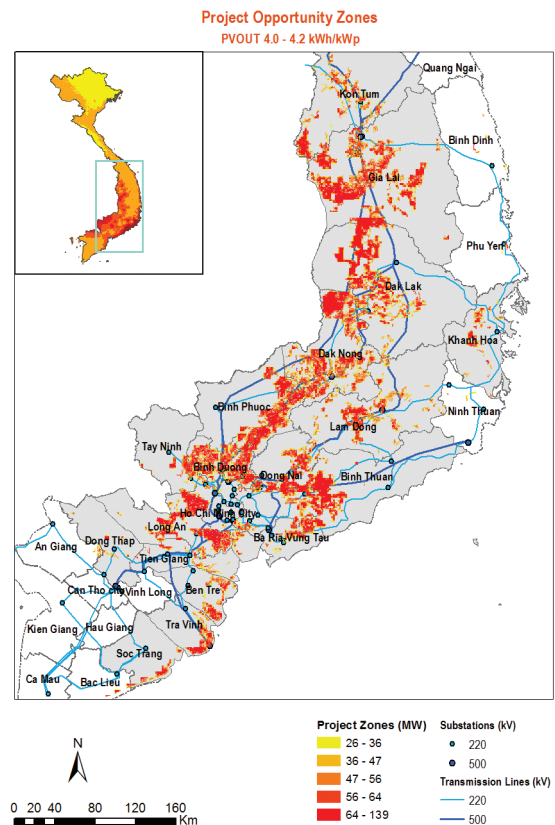


BẢNG A2.2. Các tỉnh và tiềm năng công suất đặt điện mặt trời (GW): tiềm năng tốt

TÊN TỈNH	CÔNG SUẤT (GW)
Gia Lai	54,69
Đắk Nông	44,60
Đắk Lắk	40,75
Bình Phước	27,80
Đồng Nai	25,05
Bình Dương	22,81
Long An	21,06
Lâm Đồng	20,22
Kon Tum	17,66
Bình Thuận	13,11
Bà Rịa- Vũng Tàu	7,19
Bến Tre	6,91
Trà Vinh	6,34
Khánh Hòa	5,59
Tây Ninh	3,65
Tiền Giang	3,17
Sóc Trăng	3,02
Thành phố Hồ Chí Minh	2,82
Đồng Tháp	1,17

Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

HÌNH A2.3. Các khu vực có cường độ mặt trời tốt



Cường độ bức xạ mặt trời tốt

Cường độ mặt trời tốt (4–4,2 kWh/m²/ngày) có ở 19 tỉnh (bảng A2.2 và hình A2.3), với tiềm năng lớn nhất ở Gia Lai (55GW), Đắk Nông (44GW), và Đắk Lắk (40 GW). Hầu hết đất đai sẵn có là các loại đất chưa sử dụng, đất nông nghiệp và rừng sản xuất. Ở 19 tỉnh này có 23 trạm biến áp điện áp từ 220 đến 500 kV. Hầu hết mặt bằng đều nằm trong bán kính 20 km của trạm biến áp.

Điện mặt trời nổi

Điện mặt trời nổi (FSPV) đang được sử dụng ngày càng nhiều để giảm nhu cầu về đất (1 MWp công suất lắp đặt tại Việt Nam cần khoảng 1,5 ha đất) và thuận lợi vì cùng vị trí với nhà máy thủy điện và từ đó cải thiện điều độ VRE.

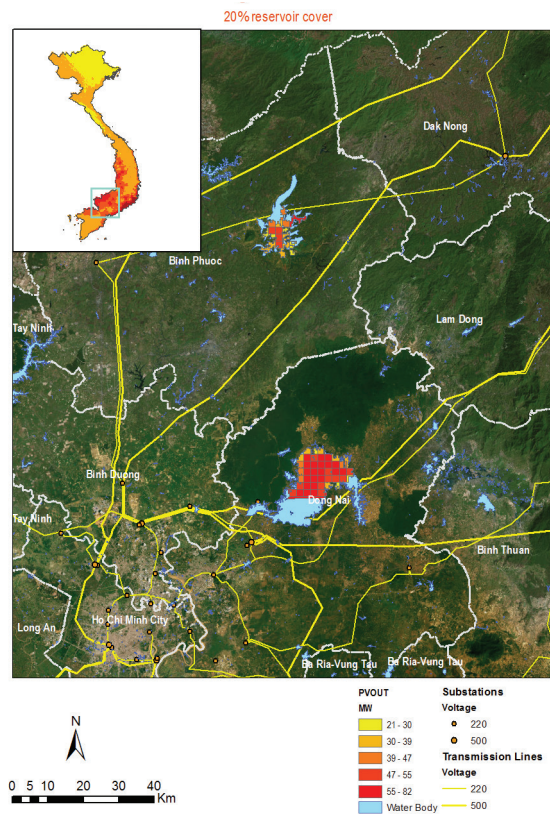
Mặc dù chi phí EPC của FSPV hiện tại ước tính cao hơn khoảng 10–20% so với các nhà máy lắp trên mặt đất do ít cạnh tranh trong sản xuất thiết bị và cần phải sử dụng cơ cấu neo đất tiên, các chi phí gia tăng này được bù đắp một phần từ tăng 10–12% sản xuất năng lượng nhờ hiệu ứng làm mát và giảm bụi do nước xung quanh gây ra (Nhóm Ngân hàng Thế giới, ESMAP và SERIS, *Nơi mặt trời gặp nước: Báo cáo về thị trường điện mặt trời nổi*, 2018). Hiệu suất tăng cao nhất ở vùng khí hậu nóng như Đông Nam Á, trong đó hiệu ứng làm mát quan trọng nhất.⁶

6. Nghiên cứu về điện mặt trời nổi của Ngân hàng Thế giới được công bố năm 2019 với tên gọi Nơi mặt trời gặp nước: Báo cáo về điện mặt trời nổi. Báo cáo tóm tắt được công bố năm 2018 (với cùng tiêu đề).

Điện mặt trời nổi tại cùng địa điểm với nguồn thủy điện mang lại nhiều thuận lợi như tối đa hóa cơ sở hạ tầng và kết nối lưới của nhà máy thủy điện, giảm thiểu tác động của những thay đổi theo mùa trong sản xuất điện, hỗ trợ phụ tải giờ cao điểm ban ngày và dự trữ nhiều thủy điện hơn cho giờ cao điểm buổi tối.

Việt Nam có chín hồ thủy điện có công suất lớn hơn 100 MW. Hai trong số đó, hồ Trị An và Thác Mơ, đáp ứng các yêu cầu về cường độ bức xạ mặt trời (thể hiện bằng PVout) tối thiểu là 4 kWh/m²/ngày và không nên che phủ hơn 20 phần trăm diện tích hồ chứa. Tổng công suất tiềm năng của hai hồ này khoảng 4,5 GW.

HÌNH A2.4. Tiềm năng điện mặt trời nổi



PHỤ LỤC 3

PHÂN TÍCH CHUỖI CUNG ỨNG ĐIỆN MẶT TRỜI

Phụ lục 3 trình bày các kết quả chính của *Đánh giá chuỗi cung ứng điện mặt trời tại Việt Nam* do Ngân hàng Thế giới ủy quyền thực hiện năm 2018.

PHÂN TÍCH

Điện mặt trời là một lĩnh vực đã trưởng thành và phát triển nhanh dựa trên công nghệ wafer silicon tinh thể đơn. Mặc dù Trung Quốc, Châu Âu và Mỹ là những thị trường chính nhưng 80 phần trăm các mô đun được sản xuất ở châu Á. Tại Việt Nam, các mô đun được sản xuất phối hợp với các nhà sản xuất Trung Quốc và Mỹ. Năm 2017 có 5 GW tấm năng lượng mặt trời sản xuất tại Việt Nam, chiếm 7% thị trường toàn cầu.

Thị trường điện mặt trời trong nước kỳ vọng sẽ đạt đỉnh khoảng 1,8 GW/năm theo các mục tiêu đề ra trong PDP 7 sửa đổi. Công suất sản xuất mô đun trong nước, hiện nay đang dành hoàn toàn cho xuất khẩu vào khoảng 5,2 GW/năm, gấp ba lần công suất tối đa dự kiến của thị trường trong nước. Trong bối cảnh đó, do quy mô các nhà máy thông thường, chỉ số ít các nhà máy sản xuất linh kiện có thể bán cho thị trường nội địa, còn phần lớn vẫn phải dựa vào xuất khẩu. Nhưng điều quan trọng là vạch ra một lộ trình rõ ràng cho 12 GW điện mặt trời sẽ khuyến khích hình thành các công ty EPC và các công ty dịch vụ khác trong nước tại Việt Nam để xây dựng các nhà máy theo quy hoạch (hình A3.1).

Xây dựng, vận hành, bảo trì và sản xuất cho thị trường trong nước có khả năng tăng GDP của Việt Nam lên khoảng 0,25 % vào năm 2030 và tạo ra hơn 25.000 việc làm.

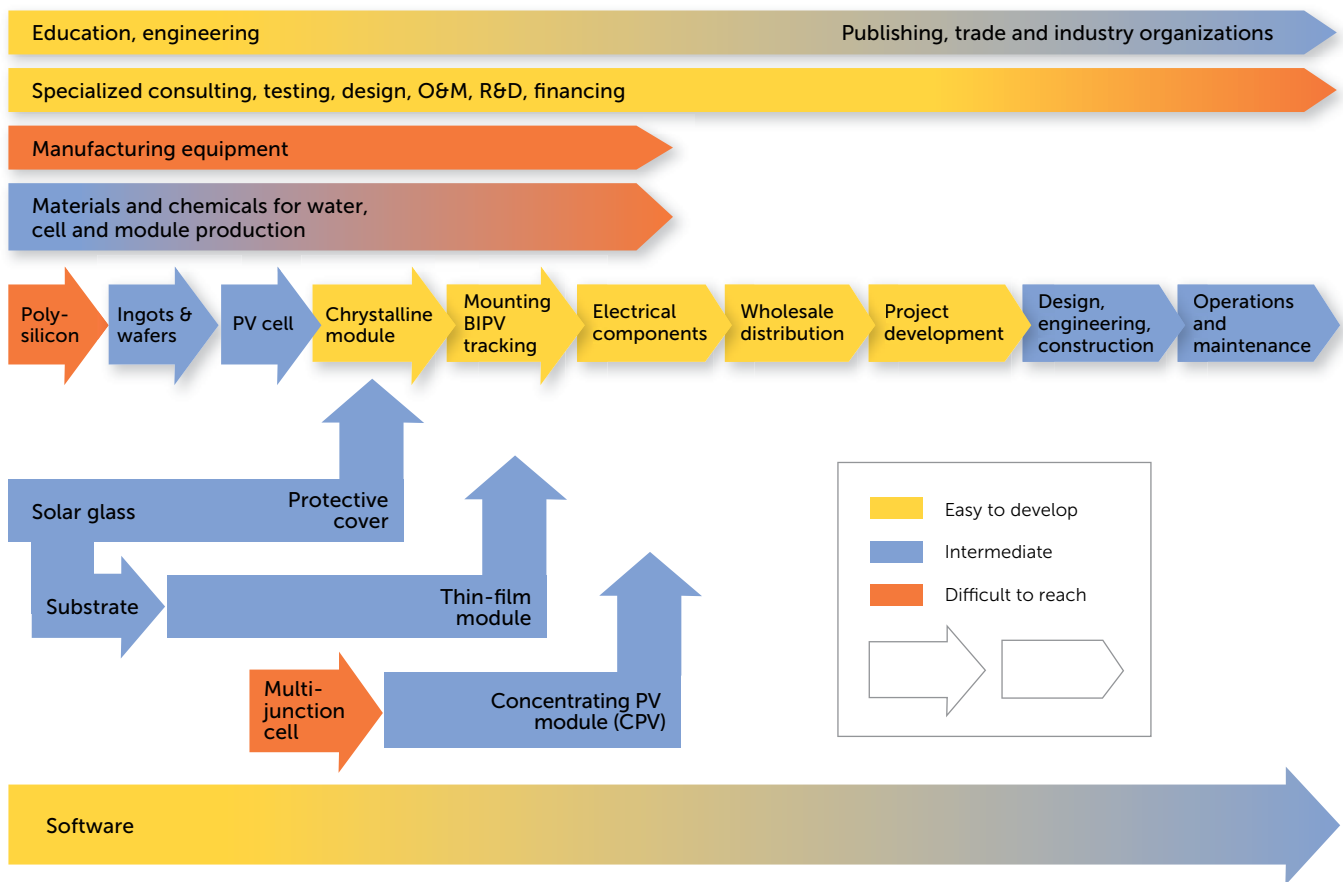
NHỮNG PHÁT HIỆN CHÍNH

Sức hấp dẫn ngành của Việt Nam. Khả năng cạnh tranh của Việt Nam trong sản xuất điện mặt trời đã được đánh giá dựa trên bốn thông số để so sánh với các quốc gia được chọn làm cơ sở (Trung Quốc, Malaysia, Philippines, Thái Lan và Hoa Kỳ). Bốn thông số đó là: (i) yếu tố sản xuất (mức độ sẵn sàng và chi phí nguyên vật liệu, lực lượng lao động và vốn); (ii) yếu tố nhu cầu (thị trường trong nước và xuất khẩu); (iii) yếu tố rủi ro và ổn định (rủi ro quốc gia, lạm phát, khung quy định cho năng lượng tái tạo); (iv) các yếu tố hỗ trợ kinh doanh (cơ sở hạ tầng, vị trí của ngành trong nền kinh tế, đổi mới và khả năng cạnh tranh).

Khả năng cạnh tranh của Việt Nam đi sau Trung Quốc, Malaysia, và Thái Lan trong tất cả các lĩnh vực của điện mặt trời trừ khung và cơ cấu. Thế mạnh chính của Việt Nam là các yếu tố sản xuất, đặc biệt là thị trường lao động, mức độ sẵn sàng của các nguyên liệu cho ngành điện mặt trời (đặc biệt là thép), và chi phí năng lượng để chịu đối với hộ tiêu dùng công nghiệp. Sản xuất mô đun, tế bào quang điện, thanh silic/wafer, và cuối cùng là biến tần chủ yếu dành để xuất khẩu và sẽ phát triển độc lập với xây dựng các dự án điện mặt trời trong nước. Cơ cấu và dịch vụ (như phát triển dự án, kỹ thuật, thiết kế và O&M) sẽ phát triển để phục vụ thị trường trong nước.

Tiềm năng tạo việc làm. Mục tiêu 12 GW điện mặt trời dự kiến sẽ hỗ trợ tạo ra 25.000 việc làm toàn thời gian trong phát triển dự án, dịch vụ và O&M hàng năm trong giai đoạn đến năm 2030. Việc làm liên quan đến phát triển điện mặt trời tại Việt Nam được tạo ra từ (i) phát triển và vận hành các nhà máy điện mặt trời và

HÌNH A3.1. Hoạt động kinh tế liên quan đến việc Việt Nam theo đuổi mục tiêu 12 GW điện mặt trời



Nguồn: Ngân hàng Thế giới. 2018. *Đánh giá chuỗi cung cấp điện mặt trời của Việt Nam*

(ii) sản xuất thiết bị. Loại đầu tiên bao gồm các việc làm khi phát triển, thiết kế, xây dựng và vận hành các nhà máy điện mặt trời. Các công việc được tạo ra liên quan đến thực hiện dự án mang tính tạm thời và biến mất khi nhà máy được đưa vào vận hành và phát điện. Sau giai đoạn thực hiện là O&M, kéo dài theo thời gian tuổi thọ của nhà máy.

Việc làm tạo ra trong lĩnh vực sản xuất dự kiến sẽ đạt gần 20.000 việc làm toàn thời gian đến năm 2030. Hầu hết các việc làm này được định hướng xuất khẩu và phụ thuộc vào Việt Nam duy trì thị phần hiện tại của mình trong thị trường điện mặt trời toàn cầu. Điều này lại phụ thuộc trở lại vào việc quốc gia duy trì được sức hấp dẫn của mình đối với các hãng sản xuất tấm năng lượng mặt trời quốc tế.

