

ỦY BAN NHÂN DÂN TỈNH NINH THUẬN

ĐỀ ÁN KHOA HỌC

**PHÁT TRIỂN NINH THUẬN TRỞ THÀNH
TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC**

**BÁO CÁO TỔNG HỢP CHUYÊN ĐỀ
HỆ THỐNG HÓA CƠ SỞ KHOA HỌC VÀ THỰC
TIỄN VỀ PHÁT TRIỂN TRUNG TÂM NĂNG
LƯỢNG TÁI TẠO. ĐỀ XUẤT MÔ HÌNH PHÁT
TRIỂN TỈNH NINH THUẬN TRỞ THÀNH TRUNG
TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC**

**Đơn vị thực hiện: Viện Khoa học năng lượng
(Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam)**

Chủ nhiệm: TS. NCVCC. Đoàn Văn Bình

Hà Nội, 2020

MỤC LỤC

MỤC LỤC.....	1
DANH MỤC HÌNH VẼ.....	3
DANH MỤC BẢNG BIỂU	4
DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT.....	5
NỘI DUNG 3	6
HỆ THỐNG HÓA CƠ SỞ KHOA HỌC VÀ THỰC TIỄN VỀ PHÁT TRIỂN TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO. ĐỀ XUẤT MÔ HÌNH PHÁT TRIỂN TỈNH NINH THUẬN TRỞ THÀNH TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC	6
I. Nghiên cứu tổng quan tình hình và kinh nghiệm quốc tế trong phát triển trung tâm năng lượng tái tạo quốc gia hoặc vùng tại một số quốc gia điển hình	6
I.1. Nghiên cứu, phân tích và đánh giá mô hình Trung tâm năng lượng tái tạo (Renewable Energy Zone – REZ) của bang Texas – Hoa Kỳ	8
I.2. Nghiên cứu, phân tích và đánh giá mô hình Trung tâm năng lượng tái tạo tại Úc	17
I.3. Nghiên cứu, phân tích mô hình Trung tâm Năng lượng tái tạo tại Trung Quốc	20
I.4. Nghiên cứu, phân tích mô hình Trung tâm Năng lượng tái tạo tại Tây Ban Nha.....	27
I.5. Một số kinh nghiệm phát triển trung tâm NLTT tại các nghiên cứu điển hình.....	31
II. Nghiên cứu đánh giá hiện trạng hạ tầng lưới điện truyền tải qua tỉnh Ninh Thuận; khu vực Nam Trung Bộ và khả năng tiếp nhận nguồn điện gió, nguồn mặt trời thương mại trên địa bàn.....	36
II.1. Tình hình phát triển phụ tải tỉnh Ninh Thuận và khu vực.....	36
II.2. Hiện trạng hạ tầng lưới điện truyền tải 500kV – 220kV qua tỉnh Ninh Thuận và khu vực	37
II.2.1. Hiện trạng lưới điện truyền tải 500kV	37

II.2.2. Hiện trạng lưới điện truyền tải 220kV	41
II.3. Khả năng tiếp nhận nguồn điện gió, nguồn điện mặt trời thương mại trên địa bàn	43
III. Nghiên cứu đánh giá hiện trạng hạ tầng lưới điện phân phối tỉnh Ninh Thuận và khả năng tiếp nhận nguồn điện mặt trời áp mái	66
III.1. Nghiên cứu đánh giá hiện trạng hạ tầng lưới điện phân phối tỉnh Ninh Thuận.....	66
IV. Đánh giá tổng quát về thể chế, cơ chế chính sách hiện có liên quan đến hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo (điện gió và điện mặt trời).....	77
V. Hệ thống hoá cơ sở khoa học và cơ sở thực tiễn về phát triển tỉnh Ninh Thuận trở thành trung tâm NLTT của cả nước	81
V.1. Cơ sở khoa học và điều kiện pháp lý	81
V.2. Cơ sở thực tiễn	83
VI. Đề xuất mô hình phát triển Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước.....	85
VI.1. Cấu trúc TTNLTT Ninh Thuận	85
VI.2. Mô hình quản lý và hoạt động TTNLTT Ninh Thuận.....	89
VII. Kết luận.....	90
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	93
Phụ lục 1: Tình trạng vận hành của đường dây/trạm biến áp bị quá tải	94
Phụ lục 2: Các cơ chế/ chính sách hỗ trợ phát triển NLTT.....	119

DANH MỤC HÌNH VẼ

Hình 3.1. Trung tâm năng lượng tái tạo Texas	9
Hình 3.1. Quy hoạch các TTNLTT của Úc.....	18
Hình 3.2. Công suất điện gió thế giới và công suất lắp đặt hàng năm giai đoạn 2008-2018 [1].....	21
Hình 3.3. Công suất lắp đặt điện gió xa bờ tầm nhìn đến 2050.....	22
Hình 3.4. LCOE của điện gió xa bờ tầm nhìn 2050 [3].....	23
Hình 3.5. Tổng công suất lắp đặt pin mặt trời năm 2019 [4].....	24
Hình 3.6. Tổng công suất lắp đặt tích lũy vào cuối năm 2019 [1].....	25
Hình 3.7. Nhiệm vụ chức năng của CNREC	26
Hình 3.8. Tình hình phát triển điện gió tại Tây Ban Nha [5].....	27
Hình 3.9. Tình hình phát triển điện mặt trời tại Tây Ban Nha [6]	29
Hình 3.10. Phòng thí nghiệm về cánh tuabin gió.....	31
Hình 3.11. Phòng thí nghiệm về điện mặt trời.....	31
Hình 3.12. Sơ đồ lưới điện 220kV và 500kV	40

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 3.1. Các quốc gia trong top 10 thế giới về lắp đặt PMT năm 2019 [1].....	28
Bảng 3.2. Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận và Khánh Hòa giai đoạn 2016 – 2025, có xét đến năm 2035	36
Bảng 3.3. Tốc độ tăng trưởng điện năng của tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh tiếp giáp tỉnh Ninh Thuận thuộc vùng duyên hải Nam Trung Bộ	36
Bảng 3.4. Danh mục các tuyến đường dây 220kV	41
Bảng 3.5. Danh mục các trạm biến áp 220kV	42
Bảng 3.6. Danh mục các nhà máy điện mặt trời đang vận hành.....	43
Bảng 3.7. Danh mục các nhà máy điện mặt trời dự kiến phát điện năm 2020 ...	48
Bảng 3.8. Danh mục các nhà máy điện gió đang vận hành	48
Bảng 3.9. Danh mục các nhà máy điện gió dự kiến vận hành năm 2020	49
Bảng 3.10. Bảng cân đối nguồn phát và phụ tải cơ sở mùa khô, mùa mưa năm 2020 ở cấp điện áp 220kV tỉnh Ninh Thuận	50
Bảng 3.11. Bảng cân đối nguồn phát và phụ tải cơ sở mùa khô, mùa mưa năm 2020 ở cấp điện áp 500kV tỉnh Ninh Thuận	53
Bảng 3.12. Bảng công suất tại các nút phụ tải 220kV năm 2020	56
Bảng 3.13. Kết quả kiểm tra chế độ cực đại năm 2020 lưới điện 500kV khu vực tỉnh Ninh Thuận – Bình Thuận – Khánh Hòa	57
Bảng 3.14. Kết quả kiểm tra chế độ cực đại năm 2020 lưới điện 220kV khu vực Ninh Thuận.....	58
Bảng 3.15. Các tuyến đường dây đầy tải	64
Bảng 3.16. Các TBA 110kV NM ĐMT và NM ĐG.....	67
Bảng 3.17. Tình trạng vận hành của các tuyến đường dây 110kV	69
Bảng 3.18 Tình trạng vận hành của các tuyến đường dây 22kV	70
Bảng 3.19. Tình hình các dự án ĐMT áp mái của tỉnh Ninh Thuận	73
Bảng 3.20. Khả năng tiếp nhận công suất lên lưới 22kV	75
Bảng 3.21. Khả năng truyền tải công suất lên lưới điện 110kV	76

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

BCT	Bộ Công thương
CN	Công nghiệp
ĐMT	Điện mặt trời
ĐMTAM	Điện mặt trời áp mái
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
NLG	Năng lượng gió
NLMT	Năng lượng mặt trời
NLTT	Năng lượng tái tạo
PMT	Pin mặt trời
WB	World Bank

NỘI DUNG 3

HỆ THỐNG HÓA CƠ SỞ KHOA HỌC VÀ THỰC TIỄN VỀ PHÁT TRIỂN TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO. ĐỀ XUẤT MÔ HÌNH PHÁT TRIỂN TỈNH NINH THUẬN TRỞ THÀNH TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC

Chuyên đề này tập trung nghiên cứu các mô hình phát triển trung tâm năng lượng tái tạo (NLTT) điển hình tại các quốc gia phát triển mạnh về NLTT và nghiên cứu điều kiện thực tiễn của Việt Nam, của tỉnh Ninh Thuận về tiềm năng NLTT, cơ sở hạ tầng điện lực, các điều kiện pháp lý liên quan và các điều kiện thực tiễn về kinh tế - xã hội trên địa bàn Ninh Thuận. Trên cơ sở đó đề xuất mô hình phát triển tỉnh Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước

I. Nghiên cứu tổng quan tình hình và kinh nghiệm quốc tế trong phát triển trung tâm năng lượng tái tạo quốc gia hoặc vùng tại một số quốc gia điển hình

Vì mục tiêu chống biến đổi khí hậu, giảm mức tăng nhiệt độ xuống dưới 2°C trong thiên niên kỷ và mục tiêu phát triển bền vững, ngành năng lượng toàn cầu đang có chuyển biến mạnh mẽ về chuyển đổi cơ cấu nguồn năng lượng cũng như cơ cấu tiêu thụ năng lượng. Quá trình chuyển đổi tập trung vào giảm tỷ trọng khai thác các nguồn năng lượng hóa thạch, tăng tỷ trọng khai thác năng lượng tái tạo, năng lượng mới, đồng thời tăng hiệu quả khai thác, sử dụng và tiết kiệm năng lượng. Giải pháp chính là các quốc gia, các tập đoàn công nghiệp lớn tăng đầu tư phát triển các công nghệ năng lượng tái tạo (NLTT) tiên tiến và cạnh tranh để nhanh chóng thương mại hóa.

Tại Châu Âu, các nguồn NLTT hiện đã đáp ứng được ít nhất 17% mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng ở châu Âu, dự kiến trong năm 2020, tỉ lệ này sẽ đạt 20%. Sự tăng trưởng này đã cho phép giảm cơ cấu của nhiên liệu hóa thạch trong tổng cung năng lượng của EU từ 81% năm 1995 đến 72,6% năm 2016 trong bối cảnh tổng cầu năng lượng gần như không thay đổi. Cơ cấu của NLTT ở châu Âu dự kiến sẽ tăng tốc hơn nữa, đạt 32% vào năm 2030.

Ở cấp độ toàn cầu, NLTT hiện chiếm khoảng 10% trong khi nhiên liệu hóa thạch duy trì tỷ lệ khoảng 81% trong cơ cấu năng lượng và dự kiến cơ cấu NLTT toàn cầu sẽ đạt 12,4% vào năm 2023. Phần lớn sự tăng trưởng này sẽ được thúc đẩy bởi ngành điện và sự tăng trưởng này có thể sẽ diễn ra mạnh nhất

ở Trung Quốc, với mức huy động thậm chí còn cao hơn cả EU và Hoa Kỳ kết hợp trong 20 năm tới.

Bên cạnh lợi thế về chi phí đầu tư đang giảm dần, huy động điện NLTT vào lưới điện hiện gặp một số rào cản kỹ thuật như công suất phát điện không ổn định, yêu cầu về các dịch vụ phụ trợ và công suất dự phòng trong bối cảnh công nghệ hiện tại chưa thể thương mại hóa và thúc đẩy thị trường tích trữ năng lượng với chi phí hợp lý hơn. Đối với một số nước phát triển, thực tế cho thấy phát triển NLTT tạo ra một số tác động tới các lĩnh vực khác, trong đó phải kể đến lĩnh vực nông nghiệp về khía cạnh cạnh tranh sử dụng đất, thay đổi cách thức quy hoạch đô thị khi các thành phố truyền thống được xây dựng trên nền tảng cung cấp NL từ nhiên liệu hóa thạch. Một số nơi quy hoạch cơ sở hạ tầng và đô thị gặp nhiều khó khăn để theo kịp hệ thống hạ tầng mới xoay quanh điện NLTT.

Ngoài những rào cản kỹ thuật nói trên, một vấn đề rất lớn đặt ra khi phát triển các nguồn điện tái tạo như điện gió, điện mặt trời là khả năng giải tỏa công suất phát lên lưới để đưa điện đến người dùng. Lý do là các dự án điện gió và điện mặt trời được đặt ở những vùng có nhiều gió, nhiều nắng và có quỹ đất đủ lớn để xây dựng các trang trại điện gió, điện mặt trời nhưng nhiều khi không gần các trung tâm phụ tải, các đường dây truyền tải điện gần đó lại không có sẵn hoặc không có khả năng mở rộng. Hệ thống truyền tải đến khu vực này thông thường cần từ 3 – 5 năm hoặc lâu hơn để lập kế hoạch và xây dựng, trong khi các dự án điện gió, điện mặt trời chỉ cần 1 – 3 năm để xây dựng. Các kế hoạch tài chính của các dự án điện gió, điện mặt trời ở những vùng này sẽ không thể thực hiện được nếu nhà máy phát điện được xây dựng mà không thể phát điện lên lưới. Ngược lại, các dự án truyền tải điện cũng không thể được xây dựng nếu như không có chứng minh hay cam kết về nhu cầu truyền tải. Đặc điểm này là khác biệt với phát triển các nhà máy điện truyền thống, thường được lập kế hoạch và xây dựng đồng bộ với lưới điện truyền tải. Khó khăn này gặp phải ở hầu hết các quốc gia phát triển NLTT như Mỹ, Úc, Ấn Độ, Trung Quốc, các nước Châu Âu, Châu Phi. Phát triển dự án điện tái tạo mà không xem xét đến khả năng mở rộng lưới điện truyền tải sẽ làm giảm tính kinh tế của các dự án và hạn chế khả năng phát triển điện tái tạo. Đây là hiện tượng chúng ta thường gọi là “tắc nghẽn truyền tải điện”.

Để giải quyết vấn đề làm sao có thể khai thác triệt để tiềm năng các nguồn năng lượng tái tạo, thông thường tập trung tại một cùng địa lý có những điều kiện tự nhiên thuận lợi về gió và bức xạ mặt trời theo cách hiệu quả nhất và có

tính cạnh tranh trong thị trường năng lượng. Các nước đi đầu trong lĩnh vực phát triển năng lượng tái tạo đã xây dựng và phổ biến quy trình hình thành và phát triển các trung tâm năng lượng tái tạo. Một “Trung tâm năng lượng tái tạo – Renewable Energy Zone/ REZ” được định nghĩa là một khu vực địa lý cho phép phát triển điện tái tạo nối lưới có lợi nhuận và hiệu quả. Khu vực địa lý đó có nguồn tài nguyên năng lượng tái tạo (gió, bức xạ mặt trời) chất lượng cao, có địa hình và điều kiện sử dụng đất phù hợp, có các nhà đầu tư phát triển các dự án điện tái tạo quan tâm. Phát triển một trung tâm năng lượng tái tạo gồm 2 quá trình đồng bộ là: (1) quy hoạch và xây dựng lưới điện truyền tải và (2) phát triển các dự án nguồn điện tái tạo.

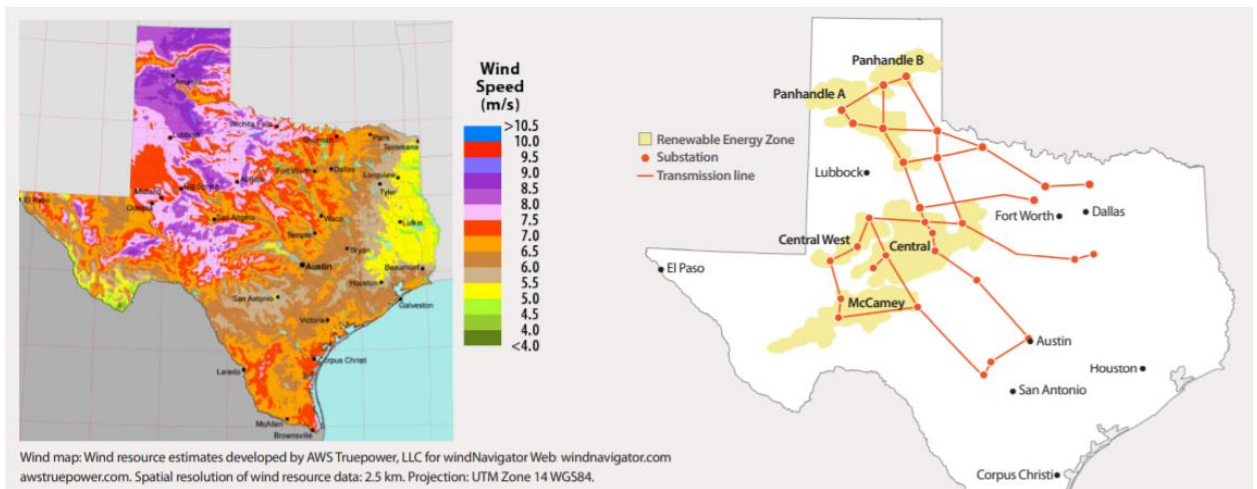
I.1. Nghiên cứu, phân tích và đánh giá mô hình Trung tâm năng lượng tái tạo (Renewable Energy Zone – REZ) của bang Texas – Hoa Kỳ

Mỹ là một quốc gia phát triển mạnh mẽ về NLTT. Tuy nhiên, quá trình phát triển năng lượng tái tạo ở đây cũng gặp những trở ngại nhất định. Đầu tiên là về chính sách, Quốc hội nỗ lực lập Tiêu chuẩn về chỉ tiêu năng lượng tái tạo liên bang (a federal renewable portfolio standard – RPS) nhưng đã thất bại nhiều lần từ những năm cuối 1990s¹. Tuy nhiên, trong cùng khoảng thời gian này, hai mươi chín tiểu bang và Đặc khu Columbia đã thông qua các RPS của riêng họ. Với tư cách là một nhóm, các RPS áp dụng sớm đang dẫn đầu việc tăng cường sản xuất điện từ năng lượng tái tạo và giảm sản xuất từ than và dầu nhiên liệu. Tuy nhiên, thành công không nhất quán. Trong khi hầu hết các tiểu bang chấp nhận RPS sớm đều đi trước các chỉ số quốc gia về năng lượng sạch, một số thì không. Năng lượng gió đã nổi lên như công nghệ tăng trưởng năng lượng tái tạo ưu việt do chi phí tương đối thấp, nhưng không phải tất cả các bang đều được ưu đãi như nhau về tiềm năng gió khả thi về mặt thương mại. Đối với các bang không có nguồn tài nguyên tái tạo dồi dào, dễ tiếp cận, chi phí thấp, một RPS thành công có thể phụ thuộc vào các chính sách về đường truyền tải trong khu vực để bổ sung cho các mục tiêu năng lượng tái tạo của họ. Các tiểu bang phát triển năng lượng tái tạo đã gặp phải những khó khăn thách thức mới phát sinh và đã tìm giải pháp để vượt qua. Truyền tải đã nổi lên như một thách thức đáng kể đối với phát triển năng lượng tái tạo, và một số tiểu bang đã đưa ra các sáng kiến để xác định các trung tâm năng lượng tái tạo để hướng dẫn xây dựng cơ sở hạ tầng mới. Hiệp hội các thống đốc miền Tây đã bắt đầu nỗ lực đầy tham vọng nhất cho đến nay, xác định các khu vực tập trung có tiềm năng năng lượng tái

¹ Early federal RPS proposals were included in legislation addressing competition in the electricity sector. See Comprehensive Electricity Competition Act, S. 1047, 106th Cong. (1999); Comprehensive Electricity Competition Act, S. 2287, 105th Cong. (1998). See also Clean Power Act, H.R. 4861, 106th Cong. (2000).

tạo hơn 199 gigawatt thích hợp cho trao đổi khu vực trên toàn bộ kết nối miền Tây. Chính phủ liên bang đã nỗ lực hỗ trợ thông qua DOE và các phòng thí nghiệm quốc gia của. Một điểm quan trọng cần rút ra từ các tài liệu về kinh nghiệm của nhà nước với chính sách năng lượng tái tạo là các hoàn cảnh khác nhau có thể dẫn đến các vấn đề và giải pháp khác nhau. Một số các bang có thị trường bán buôn cạnh tranh, trong khi những bang khác không. Chất lượng của gió, năng lượng mặt trời, địa nhiệt và tiềm năng sinh khối cũng rất khác nhau giữa các tiểu bang. Sự đa dạng về hoàn cảnh cho thấy sự cần thiết phải linh hoạt về thể chế.

Trung tâm năng lượng tái tạo – REZ đầu tiên được hình thành ở Texas, Hoa Kỳ, là một khu vực được xây dựng nhằm mục tiêu phát triển lưới truyền tải để hỗ trợ sản xuất năng lượng tái tạo. Hình ảnh bên trái của hình 3.1. cho thấy tài nguyên gió trung bình hàng năm ở độ cao 80m. Bản đồ bên phải hình 3.1. hiển thị TTNLTT được xác định thông qua cạnh tranh của Texas. Texas đã thông qua một quy trình xây dựng TTNLTT và cơ sở hạ tầng truyền tải mới cần thiết để kết nối các vùng này. Việc mở rộng lưới truyền tải được lên kế hoạch theo quy trình TTNLTT cạnh tranh và hoàn thành vào năm 2014, giúp kích thích việc tích hợp hơn 14 GW điện gió vào lưới điện của Texas [1,3].



Hình 3.1. Trung tâm năng lượng tái tạo Texas

Phát triển TT NLTT cho phép các nhà lập kế hoạch phát triển hệ thống điện vượt qua sự khác biệt về khoảng thời gian gắn với phát triển lưới điện truyền tải và phát triển các dự án điện tái tạo. Điện gió hoặc điện mặt trời quy mô trang trại mất 2-3 năm hoặc ít hơn để xây dựng, trong khi lập kế hoạch, cấp phép và xây dựng mới lưới điện truyền tải điện áp cao có thể mất 5 năm hoặc hơn. Sự sai lệch này tạo ra một vòng tròn tiến thoái lưỡng nan: các nhà phát triển dự án năng lượng mặt trời và gió gặp khó khăn trong việc đảm bảo tài

chính khi mà dự án của họ không thể phát điện lên lưới do chưa có đường dây truyền tải, nhưng trước khi phê duyệt xây dựng các đường dây truyền tải mới, đơn vị đầu tư truyền tải cần được đảm bảo rằng có nhà máy phát điện mới để sử dụng đường dây truyền tải đó và thu hồi được tiền vốn đầu tư.

Phát triển một TTNLTT có một cách tiếp cận mới: lập kế hoạch truyền tải mới để hướng sự phát triển đến các khu vực có tiềm năng phát triển các dự án phát điện tái tạo tốt nhất của khu vực. Quan trọng hơn, quá trình này có thể cung cấp khung pháp lý và quy định để lập kế hoạch phát triển và nâng cấp hệ thống truyền tải cho phép triển khai NLTT tiết kiệm chi phí.

Quá trình thực hiện phát triển một TTNLTT bắt đầu với việc xem xét chính sách và môi trường pháp lý để lập kế hoạch truyền tải - tức là, xác định các rào cản ngăn cản sự phát triển truyền tải đến các khu vực có tài nguyên NLTT tốt nhất và đánh giá liệu một TTNLTT có thể giúp vượt qua những rào cản này không?. Các cân nhắc pháp lý và quy định cần được xem xét có thể bao gồm:

- Phối hợp giữa các cơ quan quản lý lưới điện địa phương và khu vực
- Cơ quan pháp lý để thu hồi đất và / hoặc ủy quyền trước mắt
- Mối quan tâm về xã hội và môi trường và các hạn chế sử dụng đất khác
- Phân bổ chi phí đầu tư đường truyền tải
- Bất kỳ yếu tố nào khác mà cơ quan quản lý cho rằng có thể phát sinh trong quá trình quyết định mở rộng lưới truyền tải (ví dụ: quyền sở hữu đất, ưu đãi miền).

Sau khi các cơ quan chức năng quyết định thực hiện TTNLTT, bước tiếp theo là thực hiện nghiên cứu đánh giá tài nguyên để xác định các khu vực có nguồn NLTT chất lượng cao. Sử dụng không gian địa lý phân tích, đánh giá và sàng lọc khu vực có tiềm năng phát triển dựa trên:

- Chất lượng tài nguyên NLTT (ví dụ: tốc độ gió, bức xạ mặt trời)
- Các hạn chế về địa hình đối với phát triển NLTT (ví dụ: độ phủ đất, độ dốc)
- Những hạn chế về xã hội và môi trường (ví dụ, các khu bảo tồn).

Quá trình sàng lọc cũng có thể bao gồm xác định các yếu tố xã hội và môi trường và các vấn đề liên quan có khả năng thu hẹp lựa chọn của TTNLTT.

Bước tiếp theo liên quan đến một quy trình đầu vào chính thức hóa để các nhà phát triển dự án thể hiện sự quan tâm đến khu vực được xác định thông qua

sàng lọc ban đầu. Bước này rất quan trọng để giúp các cơ quan quản lý ưu tiên các TTNLTT tiềm năng và xác nhận việc sử dụng đường truyền tải đề xuất. Các nhà phát triển dự án có thể chứng minh cam kết của họ đối với TTNLTT đề xuất thông qua các tài liệu đảm bảo quyền sử dụng đất, báo cáo nghiên cứu khả thi và các cam kết tài chính khác [3]. Các khu vực có sự quan tâm hạn chế của nhà phát triển dự án được ưu tiên thấp cho việc mở rộng đường truyền tải. Sau khi các nhà phát triển dự án cung cấp thông tin đầu vào của họ và các cam kết, cơ quan quản lý có thể thực hiện các phân tích kinh tế của các khu vực có lợi nhuận để đảm bảo tính khả thi của chúng. Phân tích chẳng hạn như nghiên cứu tích hợp lưới (ví dụ: mô hình chi phí sản xuất) xác định các kịch bản TTNLTT tác động đến hoạt động của hệ thống điện. Ngoài ra, đánh giá lợi ích - chi phí cân nhắc tiết kiệm chi phí toàn hệ thống có tính đến chi phí xây dựng truyền tải mới.

Những phân tích này là căn cứ lựa chọn các thông số (quy mô, thời điểm...) của TT NLTT

Bước cuối cùng của việc quyết định thực hiện TTNLTT là phát triển và phê duyệt (các) kế hoạch truyền tải để kết nối TTNLTT với lưới điện.

Việc thực hiện thành công TTNLTT dựa vào tính minh bạch và sự cam kết mạnh mẽ của các bên liên quan tham gia. Chủ thể của các bên liên quan ở mọi giai đoạn triển khai xây dựng hỗ trợ cho việc sửa đổi luật, quy định và kế hoạch. Việc thường xuyên trao đổi giữa các cơ quan quản lý, ngành và các bên liên quan giúp dự đoán và khắc phục rào cản thể chế, tăng cường niềm tin của các nhà đầu tư và củng cố sự ủng hộ của công chúng. Các bên liên quan khác bao gồm các tổ chức phi chính phủ tham gia vào các vấn đề môi trường và sử dụng đất, vận động cộng đồng, nhóm và tổ chức cộng đồng.

Sự phát triển thành công một TTNLTT mang lại lợi ích cho tất cả các bên tham gia. Các nhà đầu tư dự án phát điện tái tạo đảm bảo được lợi ích tài chính, tránh được rủi ro về nghẽn mạch truyền tải. Ngành điện và địa phương đảm bảo được kế hoạch phát triển, khai thác nguồn năng lượng tái tạo phục vụ phát triển kinh tế - xã hội bền vững và chống biến đổi khí hậu.

Quy trình thực hiện xây dựng TTNLTT

Bước 1: Tiến hành đánh giá tài nguyên năng lượng tái tạo;

Bước 2: Sàng lọc các khu vực có tài nguyên năng lượng tái tạo chất lượng cao, phù hợp về địa hình và phù hợp về sử dụng đất và các vấn đề xã hội, môi trường;

Bước 3: Thực hiện một quy trình thông báo chính thức để các nhà đầu tư phát triển dự án thể hiện sự quan tâm;

Bước 4: Tiến hành phân tích kinh tế các khu vực có sự quan tâm cao;

Bước 5: Chỉ định TTNLTT;

Bước 6: Xây dựng và phê duyệt kế hoạch truyền tải để kết nối TTNLTT với lưới điện

Việc phát triển một TT NLTT bao gồm sự kết hợp của các hoạt động kỹ thuật và quy định pháp lý và được thông báo bởi sự tham gia của các bên liên quan ở tất cả các giai đoạn [3].

Thành công của Texas về phát triển NLTT

Texas đã rất thành công trong việc thiết lập tiêu chuẩn phát điện năng lượng tái tạo (Renewable Portfolio Standard-RPS) của mình. Thành công của Texas chủ yếu đến từ việc thiết lập được khuôn khổ của RPS nhằm thúc đẩy sản xuất năng lượng tái tạo để đáp ứng các nhu cầu cơ bản về năng lượng tái tạo đã được đề ra. Texas đã chứng minh rằng với một tiêu chuẩn phát điện NLTT RPS được thiết kế, chuẩn bị chu đáo và quá trình thực hiện đơn giản, dễ dàng sẽ thúc đẩy tư nhân hóa đầu tư lĩnh vực năng lượng tái tạo và giảm thiểu sự tham gia đầu tư của chính phủ vào lĩnh vực này. Tiêu chuẩn phát điện NLTT từ RPS của tiểu bang Texas đã tạo ra một kế hoạch phát triển năng lượng tái tạo được các nhà đầu tư tin tưởng, giúp cho các nhà bán lẻ tự tin trong việc ký hợp đồng dài hạn với các nhà máy phát điện tái tạo. Điều này cũng đã tạo điều kiện cho phép các nhà máy phát điện tái tạo này được tiếp cận với các khoản vay, vốn vay lãi suất thấp, kích thích đầu tư nhiều hơn vào năng lượng tái tạo.

Năng lượng gió là nguồn năng lượng tái tạo chủ yếu mà Texas đã sử dụng để đạt được các mục tiêu trong tiêu chuẩn phát điện NLTT RPS của mình, khiến tiểu bang này trở thành đơn vị dẫn đầu nước Mỹ về sản xuất năng lượng từ gió. Năm 2009, năng lượng điện gió chiếm 6% sản lượng điện được sản xuất tại Texas. Thành công của Texas trong việc thực hiện tiêu chuẩn phát điện NLTT RPS và kết quả đạt được vượt các chỉ tiêu đã thiết lập có liên quan đến việc thành lập hệ thống đơn vị vận hành, kiểm soát việc thực hiện RPS. Hệ thống đơn vị vận hành, kiểm soát việc thực hiện RPS đã đạt được những kết quả thành công bởi ba lý do: (1) nó có một hội đồng điều phối duy nhất, giúp giảm chi phí giao dịch; (2) nhà nước giải quyết vấn đề truyền tải thông qua việc sử dụng các Trung tâm năng lượng tái tạo cạnh tranh (Competitive Renewable Energy

Zones); và (3) các bên tham gia được thuyết phục tuân thủ các quy định chung thông qua việc sử dụng các cơ chế trừng phạt mạnh mẽ.

Hội đồng điều phối

Không giống như các tiểu bang khác trong lục địa Hoa Kỳ, nơi Ủy ban Điều tiết Năng lượng Liên bang (Federal Energy Regulatory Commission - FERC) có thẩm quyền, Cơ quan Lập pháp Texas điều chỉnh thị trường điện bán buôn và bán lẻ Texas thông qua *Hội đồng điều phối* (cũng có thể gọi là Ủy ban Tiềm ích Công cộng Texas - Public Utility Commission of Texas, PUCT), cho phép tiểu bang kiểm soát nhiều hơn đối với điện. Điều này có nghĩa là các cơ quan Texas không phải phối hợp với FERC liên quan đến phát triển điện. Thêm vào sự thuận tiện và dễ dàng của hệ thống Texas, giống như hầu hết các tiểu bang có RPS, Texas sử dụng một cơ quan để quản lý chương trình; ở Texas, PUCT thực hiện chương trình RPS thông qua chương trình mua bán tín dụng khí thải tái tạo. PUCT chịu trách nhiệm tạo và thực thi chính sách RPS và đã thiết lập thành công các quy tắc và định nghĩa rõ ràng. PUCT chịu trách nhiệm xác định các khu vực có tiềm năng nhất cho việc bố trí năng lượng tái tạo tốt nhất đồng thời xem xét các kế hoạch liên quan đến việc cung cấp xây dựng đường dây truyền tải đến các khu vực này. Cuối cùng, Texas RPS đã thành công nhờ sự hỗ trợ mạnh mẽ của cơ quan lập pháp và vì cơ quan duy nhất chịu trách nhiệm thực hiện chương trình, PUCT, cam kết thực hiện thành công.

Truyền tải thành công thông qua việc sử dụng các Trung tâm năng lượng tái tạo cạnh tranh

Texas đã nhận ra rằng các vấn đề về truyền tải lượng điện năng sản xuất bởi các nguồn năng lượng tái tạo là một thách thức cho việc phát triển năng lượng tái tạo và có thể cản trở bất kỳ mục tiêu RPS nào. Tiểu bang đã thành công trong việc xây dựng quy hoạch lưới điện truyền tải để đáp ứng cho nhu cầu phát triển năng lượng tái tạo. Để giải quyết vấn đề truyền tải, vào năm 2005, Texas đã sử dụng các Trung tâm Năng lượng tái tạo cạnh tranh (CREZ), một chính sách trong đó các đường dây truyền tải điện mới sẽ được xây dựng đến các khu vực giàu tiềm năng về xây dựng các nhà máy điện gió trước khi các thỏa thuận đấu nối được ký kết với chủ đầu tư các dự án cụ thể. Cơ quan lập pháp Texas đã tạo ra các CREZ để tránh hiện tượng tắc nghẽn truyền tải của hệ thống điện. Vấn đề này vốn đã xảy ra trong quá trình phát triển vùng McCamey. Cơ quan lập pháp muốn phối hợp phát triển các dự án năng lượng tái tạo với việc xây dựng hệ thống truyền tải đầy đủ đến các khu vực này. Dự luật 20 của Thượng viện Texas đã sửa đổi Bộ luật Tiềm ích Texas nhằm tạo điều kiện thuận

lợi cho chương trình CREZ. Trong bộ luật sửa đổi có nêu rõ “...quá trình xem xét đơn xin cấp phép xây dựng cho một dự án truyền tải nhằm phục vụ CREZ không bắt buộc phải xem xét, chứng minh sự đầy đủ của dịch vụ hiện có [hoặc] nhu cầu về dịch vụ bổ sung. Khác với các đường dây truyền thông, để được cấp phép xây dựng, đầu tiên cần phải chứng minh sự cần thiết của đường dây này. Dự luật cũng đảm bảo quyền lợi cho chủ sở hữu các đường dây truyền tải được xây dựng nhằm phục vụ truyền tải điện năng của CREZ bằng cách nói rõ rằng họ sẽ không chịu thiệt hại về chi phí xây dựng của đường dây ít được sử dụng do nhà đầu tư phát triển CREZ không còn quan tâm hoặc hủy, không phát triển dự án.

Các CREZ này cho phép tiến hành “quy trình phê duyệt nhanh chóng cho các thủ tục giấy tờ để bù đắp chi phí xây dựng đường truyền, do đó khuyến khích được các nhà đầu tư đầu tư xây dựng phát triển đường dây truyền tải điện năng trước khi xây dựng các nhà máy phát điện và cấp vốn cho người cho vay. Mục đích của CREZ là “chọn các khu vực được xác định rõ là nơi có dữ liệu khí tượng cho thấy tiềm năng rất lớn, hàng đầu về năng lượng gió – các thông tin cho thấy khu vực này là một cơ hội kinh doanh tốt mà không nhà phát triển gió với hạn mức đầu tư hợp lý nào có thể bỏ qua”. Các nhà đầu tư xây dựng đường dây truyền tải phục vụ các REZs nhận được nhiều ưu đãi. Chương trình hy vọng rằng: “Với sự hấp dẫn về tiềm năng thu hồi vốn đầu tư vào CREZ sẽ thu hút được nhiều nhà đầu tư kinh doanh xây dựng các nhà máy điện gió ngay cả khi các nhà đầu tư không biết thời điểm [Ủy ban Tiện ích Công cộng Texas] sẽ cho phép vận hành đường dây truyền tải, từ đó nâng cao kỳ vọng hợp lý về việc đường dây sẽ được sử dụng bởi một số lượng lớn các nhà máy phát điện gió”. Cuối cùng, thông qua đấu thầu, đơn vị nào có thể xây dựng, đưa các dự án điện gió vào vận hành nhanh nhất với chi phí rẻ nhất sẽ được lựa chọn là đơn vị phát triển dự án. Việc xây dựng các Trung tâm năng lượng tái tạo cạnh tranh CREZ sẽ giúp các trang trại, nhà máy điện gió ở Texas dễ dàng hơn trong việc kêu gọi tài trợ vì nó đảm bảo cơ sở hạ tầng truyền dẫn điện của các trang trại, nhà máy điện gió này vào lưới điện quốc gia. Bằng cách đầu tư xây dựng cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải, bang Texas đã tuyên bố mạnh mẽ với các nhà đầu tư phát triển năng lượng tái tạo rằng Texas sẽ tiếp tục khuyến khích tăng trưởng năng lượng tái tạo, giúp Texas duy trì vị thế là đơn vị dẫn đầu nước Mỹ về sản xuất năng lượng gió.

Cơ chế trừng phạt mạnh mẽ và Khung chương trình thương mại của Texas – Chương trình thương mại chứng chỉ năng lượng Texas

Một chìa khóa thành công khác của tiêu chuẩn danh mục đầu tư RPS Texas là hệ thống này có tính linh hoạt vừa phải, cho phép nhà đầu tư xây dựng các trang trại điện gió đáp ứng các quy định, tiêu chuẩn trong vận hành phát điện theo RPS mà chỉ phải trả chi phí ở mức hợp lý, chấp nhận được. Tiêu chuẩn danh mục đầu tư Texas RPS, sử dụng các điểm tín dụng năng lượng tái tạo (renewable energy credits, REC), mỗi đơn vị có thể đạt được điểm tín dụng này thông qua: sản xuất điện từ các nguồn tái tạo; mua REC từ các cơ sở đủ tiêu chuẩn là đơn vị mới hoạt động, không trực thuộc điện lực; hoặc bằng cách mua REC thông qua việc mua điện được sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo. Một điểm tín dụng năng lượng tái tạo REC, ở Texas, tương đương 01 MWh năng lượng tái tạo đáp ứng đủ các điều kiện nêu trên do Texas tạo ra; REC được phân bổ cho mỗi “nhà cung cấp điện bán lẻ cạnh tranh” dựa trên tỷ lệ phần trăm điện năng mà “nhà cung cấp điện bán lẻ cạnh tranh” cung cấp trong tiểu bang. Ngoài ra, các quy tắc mới được ban hành khuyến khích gia tăng việc đầu tư xây dựng các nhà máy phát điện từ nguồn tái tạo mới bởi vì REC có thể giao dịch chỉ được phân phối cho các đơn vị phát điện tái tạo mới thành lập và các đơn vị phát điện với quy mô công suất nhỏ hơn 2 MW.

Các điểm tín dụng tái tạo RECs của Texas được kết hợp với chương trình giao dịch chứng chỉ năng lượng tái tạo để tạo điều kiện thuận lợi cho các đơn vị mua được REC và được quản lý bởi Hội đồng Độ tin cậy Điện của Texas. Chương trình giao dịch chứng chỉ năng lượng tái tạo này là nền tảng của Tiêu chuẩn danh mục đầu tư RPS do Texas xây dựng lên. Nguyên nhân bởi chương trình giao dịch chứng chỉ năng lượng giúp thúc đẩy sự phát triển năng lượng tái tạo của tiểu bang và thực tế đã giúp giảm chi phí thực thi chương trình thông qua khả năng dễ dàng giám sát việc tuân thủ thực hiện của các bên tham gia. Chương trình giao dịch này đã tạo điều kiện thuận lợi cho việc đáp ứng nhu cầu năng lượng tái tạo bằng cách cung cấp một cơ chế tương đối dễ dàng cho các nhà sản xuất năng lượng tái tạo, giúp họ có thể bán năng lượng tái tạo cho các nhà bán lẻ điện, những người phải đáp ứng các yêu cầu của họ theo tiêu chuẩn danh mục đầu tư RPS. Mục đích của chương trình là "cho phép các bên khác đáp ứng nhu cầu năng lượng tái tạo mà không yêu cầu điều kiện bắt buộc mỗi nhà cung cấp điện bán lẻ là chủ sở hữu hoặc ký hợp đồng trực tiếp mua sản lượng điện năng từ các nguồn năng lượng tái tạo," cho phép thực hiện đúng và hiệu quả hơn.

Thông qua hệ thống giao dịch RECs, khi các nhà máy phát điện tái tạo cạnh tranh để bán chứng chỉ của họ sẽ khiến giá RECs bị hạ xuống. Điều này sẽ giúp làm tăng nhu cầu về năng lượng tái tạo do giá giảm. “Chương trình REC có

thể giao dịch là rất quan trọng đối với sự thành công của Tiêu chuẩn danh mục đầu tư RPS do Texas đề ra. Nguyên nhân là do sự đổi mới của giao dịch RECs cho phép các nhà cung cấp điện từ bất kỳ khu vực nào của tiểu bang đều có thể tìm kiếm các nguồn tài nguyên phát điện năng lượng tái tạo với chi phí thấp nhất mà không cần phải tốn phí truyền tải điện năng tới khách hàng”. Chương trình giao dịch cũng tạo ra động cơ khuyến khích các nhà phát triển đầu tư xây dựng các nhà máy phát điện tái tạo có tính khả thi về hiệu quả đầu tư thông qua việc sử dụng các nguồn lực trên thị trường. Đồng thời cũng không khuyến khích xây dựng, phát triển các nhà máy điện năng lượng tái tạo có hiệu quả kinh tế, kỹ thuật không cao, với công nghệ đắt tiền hoặc thiết bị kém hiệu quả. Sau cùng, “Việc mua REC hỗ trợ chi phí cận biên của điện năng từ nguồn tái tạo, cho phép nhà cung cấp điện năng từ nguồn tái tạo bán điện vào lưới với giá cạnh tranh với các nguồn điện khác”, qua đó thúc đẩy nhu cầu năng lượng điện tái tạo [106]. Nếu không có chương trình giao dịch này, người ta tin rằng các nhà bán điện lẻ sẽ phải ký hợp đồng trực tiếp với các nhà máy phát điện năng lượng tái tạo. Và họ sẽ gặp nhiều khó khăn về mặt quy trình do yêu cầu cần thiết phải đảm bảo đáp ứng số lượng REC theo các hợp đồng kinh tế được ký theo từng năm, do đó sẽ tạo ra sự kém hiệu quả. Cuối cùng, chương trình giao dịch cho phép việc cung ứng cam kết cung cấp điện ổn định vì nhà bán lẻ sẽ không bị ràng buộc với một cơ sở cung cấp điện từ năng lượng tái tạo hoạt động thất thường. Nhà bán lẻ sẽ luôn có thể đảm bảo lượng điện năng cần cung cấp cho khách hàng theo hợp đồng mà không phải lo lắng về sự thiếu hụt.

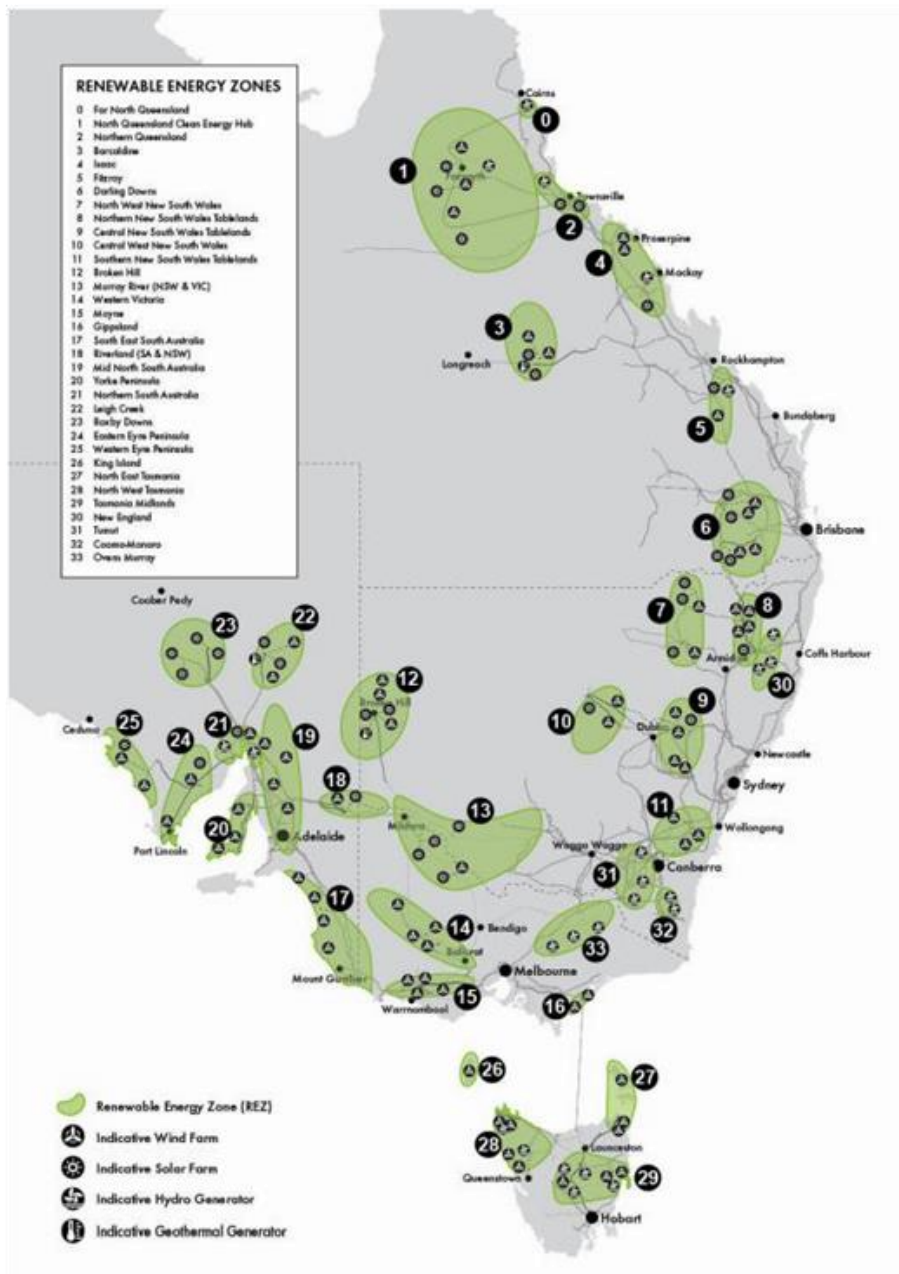
Texas đã tạo nhiều điều kiện thuận lợi cho việc tuân thủ tiêu chuẩn danh mục đầu tư RPS, song song với đó, tiểu bang cũng đã ban hành và áp dụng một hệ thống xử phạt nghiêm cho việc tuân thủ không được đáp ứng. Theo Texas RPS, nếu nhà cung cấp điện bán lẻ không thực hiện đầy đủ các nghĩa vụ của mình, họ sẽ bị phạt bằng cách giảm giá bán kWh điện năng lượng tái tạo bị cung cấp thiếu nhưng không bị trừ quá 5 cents hoặc 200% giá trị thương mại trung bình của chứng chỉ trong thời gian thực thi”. Sự tuân thủ được kiểm tra, thống kê hàng năm cứ 3 tháng 1 lần và trong quá trình đó, các nhà cung cấp tham gia có thời gian để yêu cầu có thêm RECs để đáp ứng, tuân thủ được các nghĩa vụ của họ. Như vậy có tính linh hoạt trong hệ thống giao dịch với sự trì hoãn việc tuân thủ là không đáng kể. Ngoài ra, các hợp đồng dài hạn với các nhà cung cấp bán lẻ đã đảm bảo khả năng của họ có thể tuân thủ các yêu cầu RPS; bổ sung các điều khoản phạt trong hợp đồng cung cấp năng lượng tái tạo của họ khuyến khích các dự án tái tạo minh bạch thời hạn và các thông số kỹ thuật xây dựng cần thiết. Cơ chế thực thi tại Texas, cùng với hệ thống hình phạt nghiêm

khắc đã cho phép thực thi thành công danh mục tiêu chuẩn đầu tư RPS và cuối cùng dẫn đến tuân thủ thực hiện như điều tất yếu.

I.2. Nghiên cứu, phân tích và đánh giá mô hình Trung tâm năng lượng tái tạo tại Úc

Úc là một quốc gia rất rộng lớn, và thị trường điện quốc gia Úc (NEM) là một hệ thống điện được kết nối dài và thưa thớt, với các trung tâm phụ tải tập trung nằm cách xa nhau. Mạng lưới truyền tải chủ yếu được thiết kế để kết nối các trung tâm sản xuất nhiệt và thủy điện lớn với các trung tâm phụ tải lớn ở một khoảng cách xa.

Úc chủ trương xây dựng Quy hoạch hệ thống (ISP) là quy hoạch tối ưu hóa dựa trên chi phí do AEMO lập nhằm dự báo các yêu cầu tổng thể về hệ thống truyền tải cho thị trường điện Úc (NEM) với tầm nhìn giai đoạn 20 năm. Mô hình ISP xác định các danh mục đầu tư mục tiêu có thể giảm thiểu tổng chi phí tài nguyên và cung cấp quyền truy cập hệ thống cho các dự án nguồn với chi phí thấp nhất trong suốt thời gian lập kế hoạch 20 năm. ISP cũng xác định một lộ trình phát triển tối ưu cho hệ thống điện bao gồm đầu tư truyền tải, các giải pháp về nguồn, lưu trữ và quản lý đáp ứng nhu cầu và các TTNLTT. Trong ISP, các TTNLTT trong tương lai được tối ưu hóa, được quy hoạch đồng bộ với các kế hoạch mở rộng, nâng cấp lưới truyền tải hướng đến giảm chi phí đầu tư tổng thể.



Hình 3.1. Quy hoạch các TTNLTT của Úc

Nguồn: Australian Energy Market Commission, 2018

Hiện nay các chuyển động chính sách mới nhất tại Úc phân loại TTNLTT thành hai loại như sau:

TTNLTT Loại A là một cụm NMD chỉ chia sẻ tài sản kết nối – cụ thể là điểm đấu, là những tài sản được đơn vị phát điện sử dụng để kết nối với mạng truyền tải. Theo các quy định hiện hành tại Úc thì có đủ cơ sở pháp lý để thúc đẩy các TTNLTT loại A. Đôi khi một số trường hợp có thể không đạt được thỏa thuận chia sẻ điểm đấu thì chủ yếu là do các yếu tố về thương mại và bảo mật.

Đây là hình thức tương tự các phân loại do Ngân hàng Thế giới, đối với hình thức đấu thầu điện mặt trời ở trạm biến áp.

TTNLTT Loại B là một cụm các NMD chia sẻ điểm đấu, và đáng chú ý là hạ tầng truyền tải dùng chung, giúp kết nối NMD đến người tiêu dùng. Sự khác biệt cơ bản giữa REZ loại A và B là loại B bao gồm các tài sản được sử dụng để chuyển điện năng đến người tiêu dùng, trong khi REZ loại A thì không bao gồm. Đây là hình thức tương tự các phân loại do Ngân hàng Thế giới, đối với hình thức đấu thầu điện mặt trời ở cụm các NMD, gọi là đấu thầu công viên ĐMT.

Chính phủ Úc và cơ quan vận hành thị trường điện đang nghiên cứu các phương án triển khai các TTNLTT loại A và B. Tuy nhiên, một trong những rào cản chính để tạo điều kiện cho các TTNLTT loại B là hiện tại Úc không có các khuyến khích cho các nhà phát triển dự án NMD có thể tham gia chia sẻ, cùng đầu tư cho mạng truyền tải dùng chung. Nếu có một nhà phát triển đơn phương đầu tư vào hạ tầng truyền tải sẽ gặp các rủi ro, trong đó phải kể đến là không được bảo đảm quyền huy động nếu trong tương lai có các nhà phát triển khác đầu nối chung vào đường dây đó. Hoặc thậm chí có các trường hợp có các bên khác đầu nối vào lưới truyền tải đó, mà không có cơ chế để thu phí hoặc thu hồi đầu tư thỏa đáng.

Mô hình được đề xuất bởi AEMO, là tạo cơ chế để các nhà phát triển dự án điện đóng góp tài chính vào việc đầu tư vào mạng lưới truyền tải dùng chung cần thiết cho một TTNLTT loại B. Đổi lại khoản đầu tư đó, nhà phát triển dự án điện nhận được một khoản bảo hiểm dài hạn cung cấp một số đảm bảo về lợi tức tài chính của nó khi thực hiện khoản đầu tư đó. Căn cứ để thực hiện đảm bảo lợi tức tài chính thông qua hệ thống giá tham chiếu khu vực (RRP) do Nhà nước hoặc đơn vị quản lý lưới điện ấn định, để đổi lại khoản đầu tư vào mạng truyền tải dùng chung của TTNLTT.

Tuy nhiên, yếu tố căn bản của mô hình đầu tư lưới điện dùng chung cho TTNLTT loại B là yêu cầu các nhà phát triển dự án phải chứng minh cam kết của họ đối với TTNLTT được đề xuất thông qua một khoản thanh toán tài chính, hoặc "đặt cọc". Nếu khoản đầu tư không được tiến hành, thì các nhà phát điện có thể nhận lại tiền ký quỹ của họ.

Cam kết tài chính, hoặc tiền ký quỹ, từ các nhà phát triển sẽ cần phải đủ lớn để trở thành một cơ chế hiệu quả để thể hiện cam kết thực sự đối với TTNLTT được đề xuất. Nếu số tiền không đáng kể, thì các nhà phát triển dự án có thể đặt tiền ở nhiều địa điểm như một cách đảm bảo quyền truy cập trong tương lai cho ít nhất một REZ, trong trường hợp họ không có ý định thực sự đặt

tại TTNLTT cụ thể đó. Do đó, số tiền cần phải đủ lớn để tránh việc các nhà phát triển đưa tiền gửi vào cho nhiều TTNLTT nhất có thể. Tuy nhiên con số này cần hợp lý, tránh ảnh hưởng đến năng lực của các nhà phát triển dự án. Đề xuất hiện nay của AEMO là khoản tiền đặt cọc có thể lên tới 50% chi phí chia sẻ của nhà phát triển dự án trong TTNLTT được đề xuất. NMD sẽ được yêu cầu thanh toán chi phí còn lại của khoản đầu tư khi nó tiến hành thực hiện đầu tư thực tế tại TTNLTT.

Các bên chia sẻ đầu tư vào lưới điện dùng chung có thể cam kết chia sẻ đến 80% giá trị khoản đầu tư, và khoản này sẽ được xem là khoản các nhà phát điện chi trả cho dịch vụ truyền tải. 20% còn lại của chi phí TTNLTT có thể do Nhà nước hoặc đơn vị quản lý lưới điện chi trả.

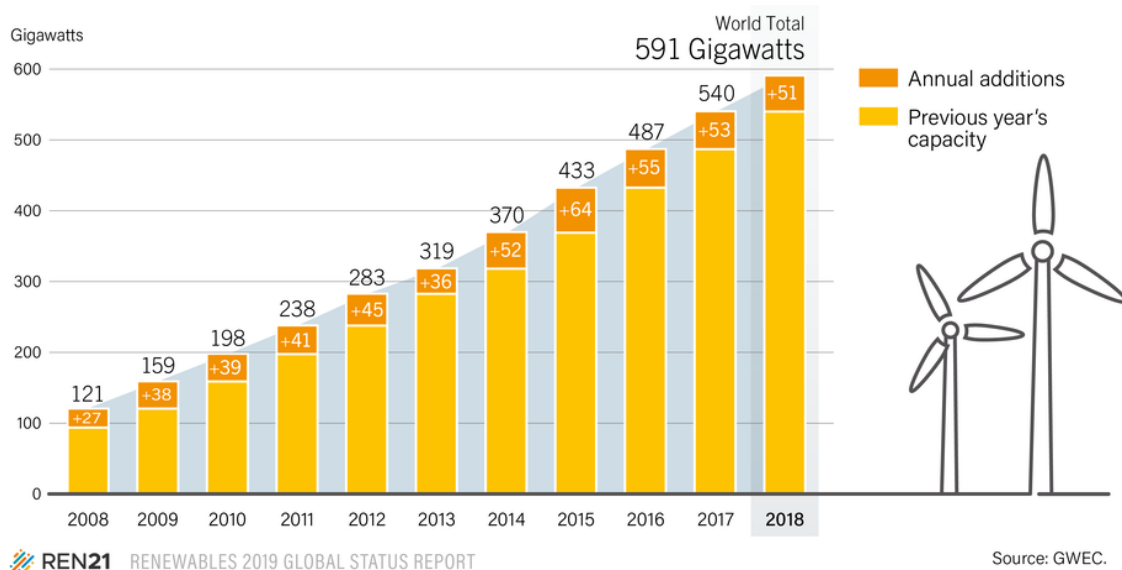
Đổi lại cam kết chia sẻ tài chính, NMD sẽ có quyền tham gia đấu giá để mua các sản phẩm bảo hiểm, được gọi là giá phòng hộ (hedge). Thỏa thuận chia sẻ và nhận hoàn trả vốn đầu tư vào lưới điện dùng chung cần phải có thời hạn tương đương với khoản đầu tư của máy phát điện, hoặc nếu không, đủ dài để tương xứng với chi phí đầu tư của máy phát điện.

Giá phòng hộ cho hoàn trả đầu tư cần được tính toán mỗi khi xem xét một khoản đầu tư vào TTNLTT. Do vậy giá bảo đảm này có thể thực hiện cho mỗi dự án REZ. Công ty truyền tải quốc gia (TNSPs) sẽ chịu trách nhiệm tính toán giá phòng hộ. Phương pháp tính giá phòng hộ dài hạn sẽ cho ra kết quả về giá tổng thể mà bên phát triển dự án NMD phải trả. Giá sẽ được trả trong suốt thời gian bảo hiểm rủi ro (có thể phù hợp với các khoản phí kết nối phải trả theo thời hạn của thỏa thuận kết nối của NMD).

I.3. Nghiên cứu, phân tích mô hình Trung tâm Năng lượng tái tạo tại Trung Quốc

Tình hình phát triển điện gió tại Trung Quốc

Thị trường điện gió toàn cầu tiếp tục tăng trưởng khá ổn định trong năm 2018, với công suất lắp đặt khoảng 51 GW trên toàn thế giới (bao gồm gần 47 GW điện gió trên bờ và khoảng 4,5 GW điện gió xa bờ), giảm khoảng 4% so với năm 2017. Công suất lắp đặt trên bờ chiếm toàn bộ sự suy giảm của thị trường lắp đặt điện gió. Đây là năm thứ năm liên tiếp có công suất bổ sung hàng năm vượt quá 50 GW, nhưng cũng là năm giảm thứ ba sau đỉnh điểm năm 2015. Vì vậy, công suất bổ sung năm 2018 đã tăng công suất tích lũy toàn thế giới lên 9 % tương đương 591 GW, với khoảng 568,4 GW công suất trên bờ và phần còn lại công suất ngoài khơi [1].



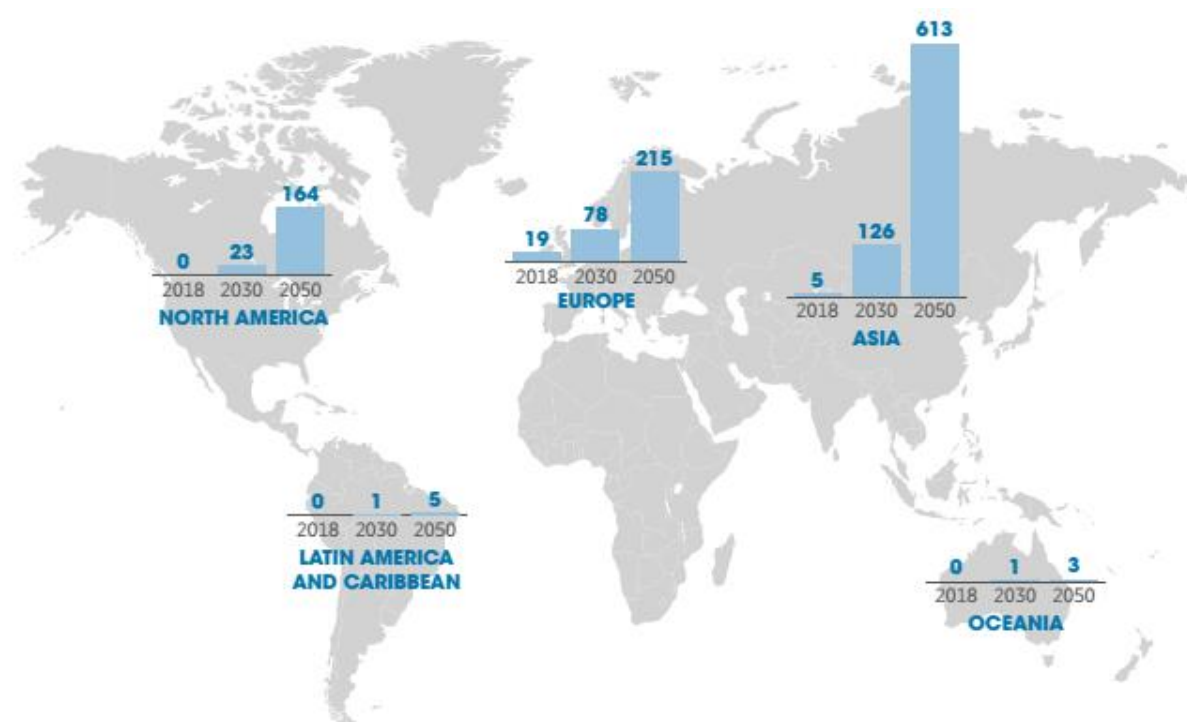
Hình 3.2. Công suất điện gió thế giới và công suất lắp đặt hàng năm giai đoạn 2008-2018 [1]

Châu Á là thị trường lớn phát triển năng lượng gió nhanh nhất trên thế giới, chiếm gần 52% tương đương với công suất hơn 262 GW, Châu Âu chiếm gần 22%, Bắc Mỹ chiếm gần 16% và khu vực Mỹ Latinh và Caribbean chiếm hơn 7% vào cuối năm 2018. Trong đó, Trung Quốc đã trở thành quốc gia đầu tiên có công suất các trang trại điện gió vượt 200 GW vào cuối năm 2018 và chứng kiến sự gia tăng trong lắp đặt các tuabin gió mới (tăng 7,5%) sau hai năm suy giảm. Trung Quốc đã lắp đặt thêm công suất điện gió trong năm 2018 là khoảng 21,1 GW gồm có khoảng 19,5 GW trên bờ và gần 1,7 GW ngoài khơi, nâng tổng công suất lắp đặt trên toàn bộ lãnh thổ lên khoảng 210 GW [2].

Năng lượng gió ngoài khơi là một trong những loại công nghệ khai thác năng lượng tái tạo mới nổi lên trong những năm gần đây. Sự phát triển điện gió xa bờ bởi vì nguồn gió xa bờ có vài ưu điểm như tốc độ gió cao hơn, ít nhiễu loạn, các tuabin gió có thể lắp đặt cao hơn. Đồng thời việc cải tiến công nghệ, hiệu quả của chuỗi cung ứng và sự phối hợp tại các thị trường được liên kết chặt

chẽ ở châu Âu đã giảm chi phí đầu tư nhanh chóng và sự khởi đầu của sự hấp thụ đáng kể trong các thị trường mới.

Hiện tại, khoảng 90% công suất gió ngoài khơi được lắp đặt trên toàn thế giới được vận hành ở Biển Bắc và Đại Tây Dương. Năm 2018, gần 4,5 GW công suất gió ngoài khơi mới đã được lắp đặt thêm, phần lớn tập trung ở Trung Quốc (chiếm gần 37% tổng công suất lắp đặt thêm), với phần lớn ở Anh (29%) và Đức (22%). Một số dự án điện gió ngoài khơi được mở rộng đến khu vực Bắc Mỹ và Châu Đại Dương sẽ được phát triển trong những năm tới.

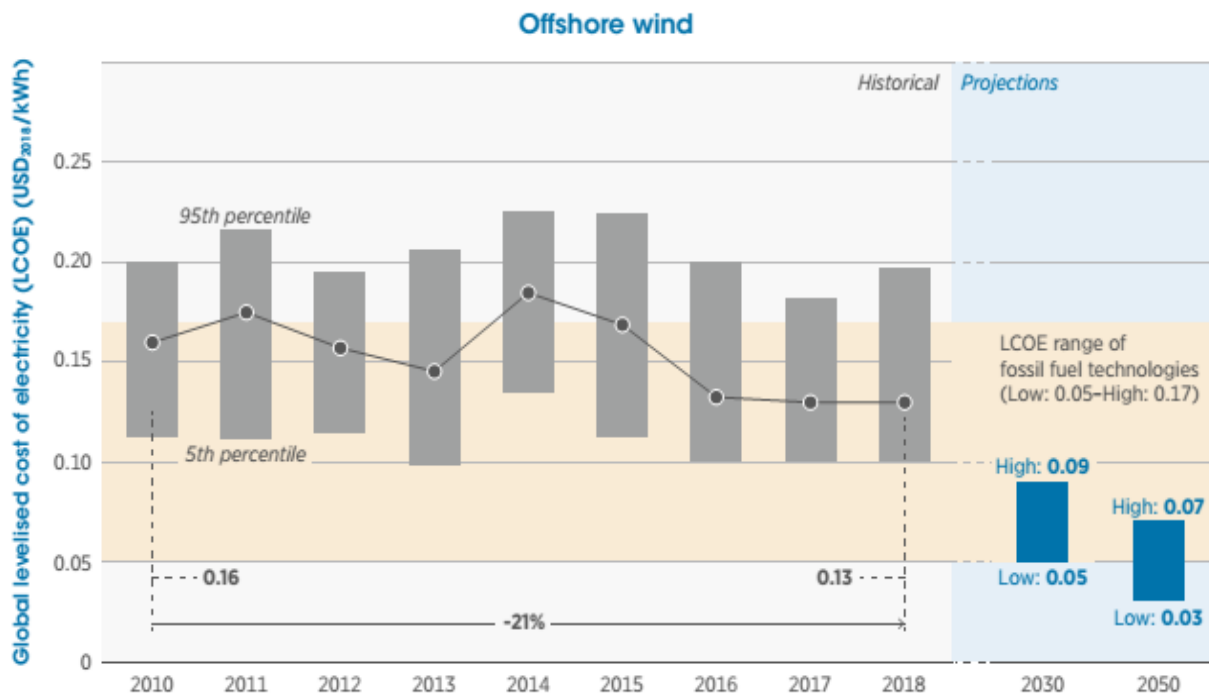


Hình 3.3. Công suất lắp đặt điện gió xa bờ tầm nhìn đến 2050

Một sự thay đổi nổi bật trong phát triển điện gió ngoài khơi ở vùng biển châu Á (chủ yếu ở Trung Quốc, Ấn Độ, Đài Loan, Hàn Quốc, Nhật Bản, Indonesia, Philippines và Việt Nam) trong ba thập kỷ tới. Châu Á cuối cùng sẽ thống trị các công trình điện gió ngoài khơi toàn cầu với tổng công suất vượt quá 100 GW vào năm 2030 và 600 GW vào năm 2050 như ở trong hình 12. Khu vực châu Á, Trung Quốc là quốc gia phát triển điện gió ngoài khơi mạnh nhất, với công suất lắp đặt khoảng 56 GW vào năm 2030 và 382 GW vào năm 2050.

Giảm chi phí cho các trang trại gió ngoài khơi đã được cải thiện bởi việc cải tiến công nghệ làm tăng hệ số công suất; tổng chi phí lắp đặt, chi phí O&M và vốn đầu tư giảm do rủi ro dự án giảm. Chi phí O&M giảm thông qua việc tối

ưu hóa các chiến lược O&M. LCOE trung bình toàn cầu của điện gió ngoài khơi là 0,125 USD/kWh trong năm 2018, thấp hơn 20% so với năm 2010. Dự báo đến năm 2050, LCOE trung bình toàn cầu của phát điện gió ngoài khơi sẽ giảm và nằm khoảng 0,05 - 0,09 USD/kWh vào năm 2030 và 0,03 - 0,07 USD/kWh vào năm 2050 như trong hình 14. Điều này làm cho điện gió ngoài khơi trở thành một ngành đặc biệt hấp dẫn nhờ khả năng mở rộng, điện gió ngoài khơi sẽ cạnh tranh trực tiếp với các nhà máy phát điện đốt nhiên liệu hóa thạch mà không cần hỗ trợ tài chính.

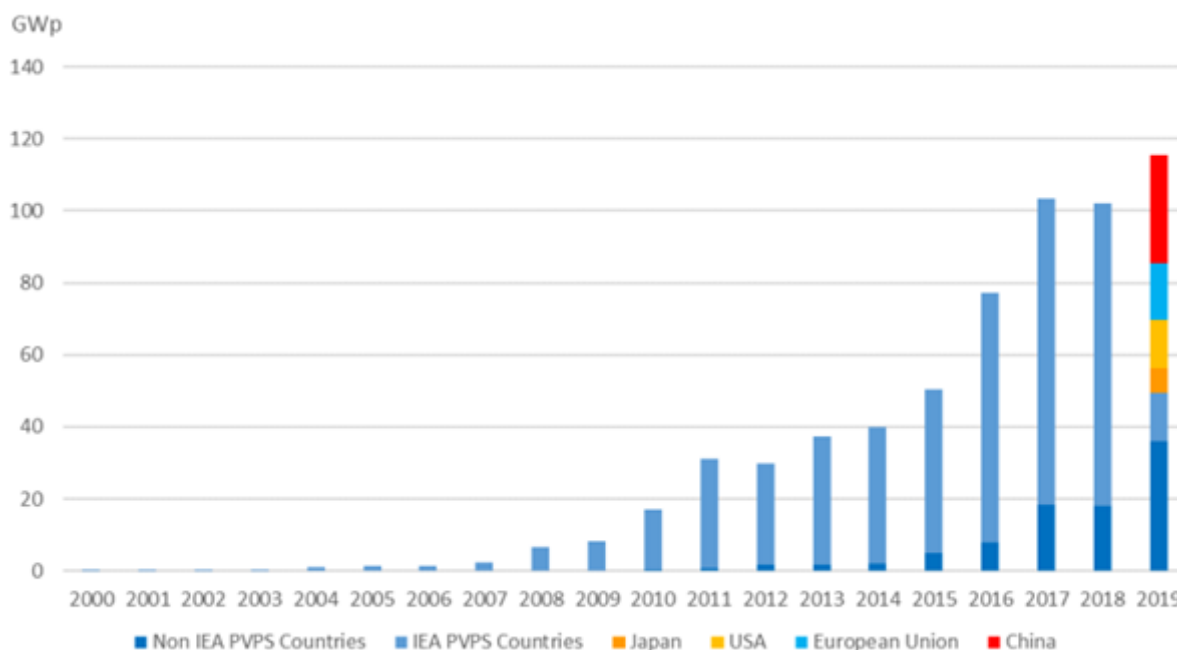


Hình 3.4. LCOE của điện gió xa bờ tầm nhìn 2050 [3]

Khu vực Châu Âu, đối với dự án điện gió ngoài khơi lớn nhất được triển khai, đã giảm giá trị LCOE khoảng 14% trong giai đoạn 2010-2018, từ 0,156 USD/kWh xuống còn 0,134 USD/kWh. Mức giảm lớn nhất là 28% thuộc dự án ở Bỉ, từ 0,195 USD/kWh xuống còn 0,141 USD/kWh. Đức và Vương quốc Anh là những thị trường lớn nhất cho các dự án năng lượng gió ngoài khơi ở châu Âu vào năm 2018, với mức giảm LCOE lần lượt là 24% và 14% và LCOE giảm xuống còn 0,125 USD/kWh và 0,139 USD/kWh. Tại châu Á, LCOE đã giảm 40% trong giai đoạn 2010-2018, từ 0,178 USD/kWh xuống 0,106 USD/kWh, chủ yếu do thị trường Trung Quốc đã lắp đặt các tuabin gió ngoài khơi chiếm hơn 95% ở châu Á.

Tình hình phát triển điện mặt trời tại Trung Quốc

Sự tăng trưởng thị trường điện mặt trời thời gian vừa qua bởi các thị trường ở tất cả các châu lục đã phát triển rất nhanh, đặc biệt với ảnh hưởng lớn của thị trường điện mặt trời ở Trung Quốc. Với khoảng 30,1 GW được lắp đặt mới tại Trung Quốc vào năm 2019, so với 43,4 GW vào năm 2018 và 53,0 GW vào năm 2017, thị trường ĐMT toàn cầu đã tăng lên 114,9 GW so với 102,2 GW vào năm 2018 và 103,4 GW năm 2017.

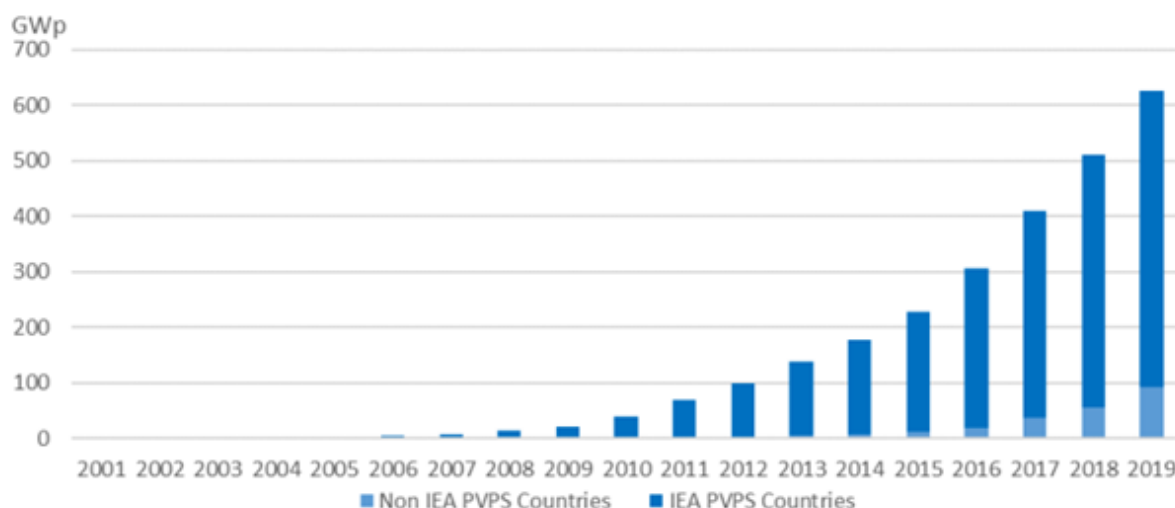


Hình 3.5. Tổng công suất lắp đặt pin mặt trời năm 2019 [4]

Xếp sau Trung Quốc là Liên minh châu Âu đứng thứ hai với khoảng 16 GW lắp đặt mới vào năm 2019, Hoa Kỳ theo sau với mức tăng trưởng là 13,3 GW, tiếp theo là Ấn Độ lắp đặt mới được 9,9 GW. Nhật Bản cũng nằm trong top 5 với công suất lắp đặt mới khoảng 7 GW, đạt được mức ổn định so với năm 2018.

Châu Á tiếp tục thống trị thị trường ĐMT toàn cầu và chiếm khoảng 57% của thị trường ĐMT toàn cầu năm 2019, mặc dù thị trường Trung Quốc có xu hướng phát triển chậm lại. Một số thị trường lớn đã được hình thành ở châu Á, như Hàn Quốc, Đài Loan hoặc Malaysia, đã có sự tăng trưởng đáng kể vào năm 2019.

Thị trường điện mặt trời quy mô lớn tăng trưởng vào năm 2019 do sự thúc đẩy mạnh mẽ từ các kế hoạch đấu thầu ở nhiều quốc gia. Thị trường điện mặt trời cũng đã bắt đầu đa dạng hóa với nhiều loại hình công nghệ như điện mặt trời nổi, BIPV, điện mặt trời kết hợp nông nghiệp, xe điện,....



Hình 3.6. Tổng công suất lắp đặt tích lũy vào cuối năm 2019 [1]

Hình 3.6 cho thấy tổng công suất lắp đặt tích lũy vào cuối năm 2019 trên toàn cầu lên tới khoảng 627 GW. Trung Quốc tiếp tục dẫn đầu với công suất tích lũy 204,7 GW, tiếp theo là Liên minh châu Âu (131,3 GW), Hoa Kỳ (75,9 GW), Nhật Bản (63,0 GW) và Ấn Độ (42,8 GW). Tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương, Úc đạt 14,6 GW và Hàn Quốc đạt 11,2 GW. Trong liên minh châu Âu, Đức dẫn đầu với 49,2 GW, tiếp theo là Ý (20,8 GW) và Anh (13,3 GW), các quốc gia khác đều dưới mốc 10 GW.

Mô hình Trung tâm năng lượng tái tạo tại Trung Quốc

Tại Trung Quốc, Trung tâm năng lượng tái tạo quốc gia Trung Quốc (CNREC) là tổ chức quốc gia hỗ trợ các cơ quan năng lượng của Trung Quốc trong nghiên cứu chính sách năng lượng tái tạo, quản lý và điều phối công nghiệp. CNREC là một phần quan trọng của Chương trình phát triển năng lượng tái tạo Trung Quốc - Đan Mạch, là một nỗ lực chung giữa Trung Quốc và Đan Mạch nhằm phát triển công nghệ NLTT và khả năng của chính quyền để quản lý sự phát triển nhanh chóng cho năng lượng tái tạo ở Trung Quốc.

Nhiệm vụ chủ yếu của CNREC là: thực hiện chính sách, chiến lược và lập kế hoạch nghiên cứu toàn diện, hỗ trợ cho việc ra quyết định của chính phủ quốc gia và khu vực, và như một dịch vụ cho ngành năng lượng tái tạo; Tiến hành nghiên cứu trong lĩnh vực thành lập và phát triển ngành NLTT cũng như thực hiện các hệ thống tiêu chuẩn hóa, thử nghiệm và chứng nhận; Quản lý và thực hiện dự án trình diễn năng lượng quốc gia, chịu trách nhiệm thiết kế chương trình, kêu gọi đề xuất, giám sát và đánh giá việc thực hiện; Khởi xướng, điều phối, giám sát và phân tích các dự án trình diễn và phát triển quan trọng trong nước và quốc tế nhằm hệ thống hóa các kinh nghiệm vì lợi ích của các quyết

định chính sách và cộng đồng ngành rộng lớn hơn; Thu thập dữ liệu của khu vực quốc gia và quốc tế để phân tích và cung cấp dịch vụ thông tin dựa trên nghiên cứu về các vấn đề năng lượng tái tạo cho các bên liên quan và người dùng trong nước và quốc tế và từ đó đóng vai trò là trung tâm trao đổi và hợp tác quốc tế trong lĩnh vực nghiên cứu chính sách NLTT; Thực hiện trao đổi và hợp tác quốc tế sâu rộng và hỗ trợ quản lý các dự án hợp tác năng lượng tái tạo quốc tế.



Hình 3.7. Nhiệm vụ chức năng của CNREC

Trong các tính toán xây dựng chiến lược phát triển năng lượng ở Trung Quốc, các kịch bản được mô hình hóa bởi CNREC bao gồm các lĩnh vực cung cấp năng lượng, chuyển đổi năng lượng và sử dụng cuối cùng.

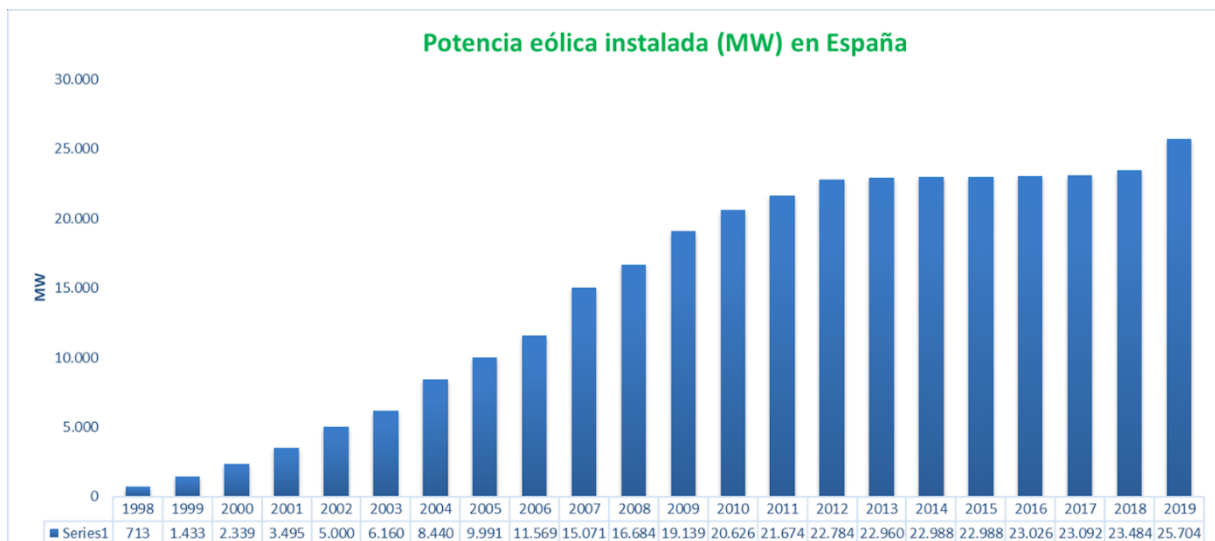
Việc sản xuất điện và sưởi ấm khu vực được mô hình hóa theo mô hình tối ưu hóa chi phí thấp nhất EDO nhằm phản ánh sự tích hợp hiệu quả về chi phí của sản xuất năng lượng biến đổi.

Các lĩnh vực sử dụng cuối cùng và chuyển đổi năng lượng khác được mô hình hóa trong mô hình END-USE dựa trên công cụ lập mô hình LEAP. Tác động kinh tế xã hội của việc chuyển đổi hệ thống năng lượng được mô hình hóa trong mô hình CGE là một mô hình cân bằng tổng thể được máy tính hóa tập trung đặc biệt vào lĩnh vực năng lượng và năng lượng tái tạo.

I.4. Nghiên cứu, phân tích mô hình Trung tâm Năng lượng tái tạo tại Tây Ban Nha

Tình hình phát triển điện gió tại Tây Ban Nha

Tây Ban Nha dẫn đầu bảng xếp hạng các nước EU về lắp đặt trang trại điện gió trên bờ. Tây Ban Nha đã tăng năng lượng gió thêm 2.243 MW vào năm 2019, nhân với năm công suất tuabin gió được lắp đặt so với năm trước, thêm tổng cộng 25.704 MW điện gió được lắp đặt với tuabin gió. Năng lượng gió đã sản xuất 20,8% lượng điện tiêu thụ vào năm 2019. Tổng lượng điện gió mới lắp đặt trong năm 2019 là 2.243 MW (năm 2018 đã lắp đặt 393 MW). Tây Ban Nha là quốc gia châu Âu thứ hai về lượng điện gió được lắp đặt (13% tổng số EU), sau Đức (30%). 67% năng lượng gió ở châu Âu tập trung ở 5 quốc gia: Đức, Tây Ban Nha, Vương quốc Anh, Pháp và Ý. Điện gió đóng góp 20,8% sản lượng điện tiêu thụ trong năm 2019 (năm 2018 là 19%).



Hình 3.8. Tình hình phát triển điện gió tại Tây Ban Nha [5]























Tây Ban Nha xếp hạng là quốc gia EU đầu tiên trong bảng xếp hạng các quốc gia có tổng công suất điện gió trên đất liền lớn nhất được lắp đặt trong năm 2019. Tổng cộng, ở EU và theo dữ liệu của WindEurope, 13,2 GW đã được lắp đặt giữa gió trên bờ và ngoài khơi, nhiều hơn 27% so với công suất lắp đặt trong năm 2018, 78% mức tăng này tương ứng với Tây Ban Nha. Hiện tại, năng lượng gió ở châu Âu sản xuất 15% điện năng tiêu thụ và 67% năng lượng gió được lắp đặt tập trung ở 5 quốc gia, trong đó Tây Ban Nha là quốc gia thứ hai có sản lượng điện gió cao nhất.

Tổng cộng có 1.205 trang trại điện gió ở Tây Ban Nha, với 20.940 tuabin gió được lắp đặt, chiếm 20,8% lượng điện tiêu thụ. 5 nhà sản xuất tuabin gió đã lắp đặt hầu hết các trang trại điện gió là Siemens Gamesa, Vestas, GE, Nordex-Acciona WindPower và Enercon. Một giai đoạn cam kết mới và tham vọng lớn hơn để đạt được quá trình giảm khí cacbon ở Tây Ban Nha bắt đầu vào năm 2020, nơi Chuyển đổi năng lượng sẽ là một trong những trụ cột cơ bản định hướng cho sự phát triển của xã hội. Vai trò của năng lượng gió trong quá trình chuyển đổi năng lượng là rất quan trọng. Ngành công nghiệp điện gió cung cấp năng lượng sạch, đồng thời cung cấp thêm giá trị gia tăng cho tập hợp các yếu tố bên ngoài tích cực mà nó mang lại (việc làm có chất lượng, tạo ra của cải trong lãnh thổ, chuỗi giá trị hoàn chỉnh và cạnh tranh và dẫn đầu về công nghệ) và định vị quốc tế của Tây Ban Nha.

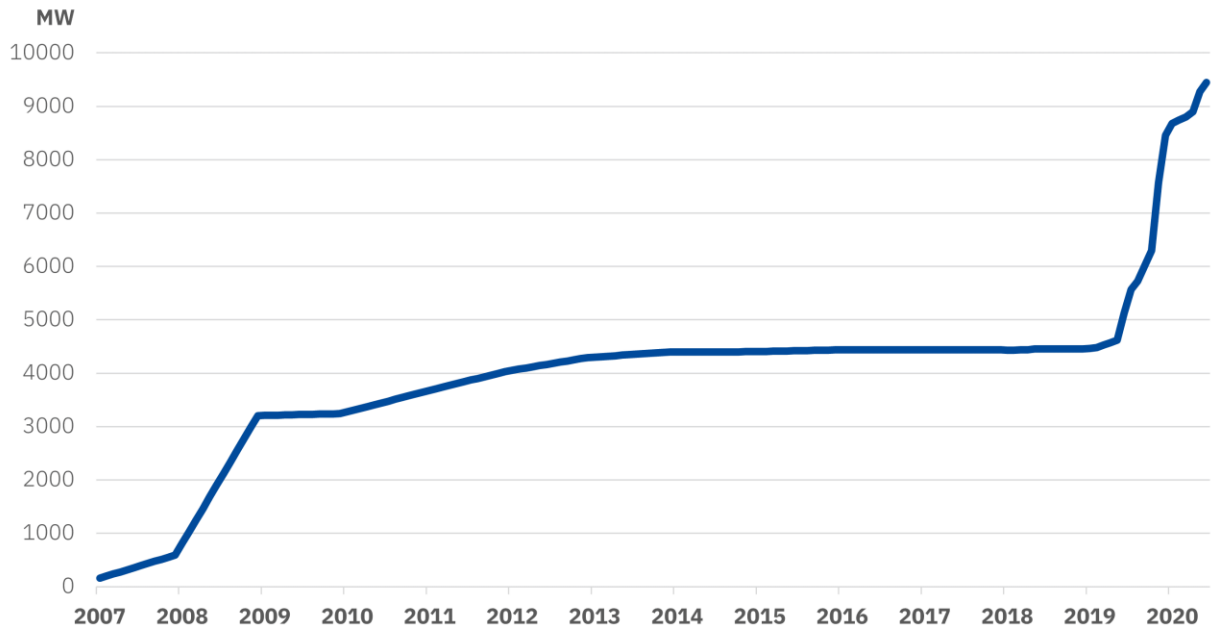
Tình hình phát triển điện mặt trời tại Tây Ban Nha

Điện mặt trời ở Tây Ban Nha không ngừng phá kỷ lục. Chỉ cần nhìn vào sự phát triển của sản xuất và công suất lắp đặt trong những tháng gần đây để thấy rằng một sự thay đổi mô hình rõ ràng đã xảy ra, từ tình trạng trì trệ trong một thập kỷ trở thành một cuộc cách mạng điện mặt trời thực sự.

Bảng 3.1. Các quốc gia trong top 10 thế giới về lắp đặt PMT năm 2019 [1]

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY			FOR CUMULATIVE CAPACITY				
1		China	30,1 GW	1		China	204,7 GW
(2)		European Union	16,0 GW	(2)		European Union	131,7 GW
2		United States	13,3 GW	2		United States	75,9 GW
3		India	9,9 GW	3		Japan	63 GW
4		Japan	7,0 GW	4		Germany (EU)	49,2 GW
5		Vietnam	4,8 GW	5		India	42,8 GW
6		Spain (EU)	4,4 GW	6		Italy (EU)	20,8 GW
7		Germany (EU)	3,9 GW	7		Australia	14,6 GW
8		Australia	3,7 GW	8		UK (EU in 2019)	13,3 GW
9		Ukraine	3,5 GW	9		Korea	11,2 GW
10		Korea	3,1 GW	10		France (EU)	9,9 GW

Potencia instalada fotovoltaica - España peninsular



Hình 3.9. Tình hình phát triển điện mặt trời tại Tây Ban Nha [6]

Một số thay đổi thứ bậc đã xảy ra vào năm 2019 trong danh sách các quốc gia có công suất lắp đặt ĐMT lớn nhất thế giới như trong bảng 1, thị trường Tây Ban Nha đã lắp đặt công suất điện mặt trời ở mức 4,4 GW. Hình 8 cho thấy tính đến tháng 7/2020, tổng công suất điện mặt trời đã lắp đặt ở Tây Ban Nha đạt khoảng 9,5 GW.

Sự thúc đẩy nhận được từ các cuộc đấu giá năng lượng tái tạo và bởi các mục tiêu đầy tham vọng của Ban Kế hoạch Khí hậu và Năng lượng Tích hợp Quốc gia (PNIEC) đã là chìa khóa cho sự bùng nổ của điện mặt trời sau một thập kỷ hoàn toàn trì trệ. PNIEC của Tây Ban Nha đã chỉ định điện mặt trời là công nghệ dẫn đầu quá trình chuyển đổi năng lượng và khử cacbon trong ngành điện ở Tây Ban Nha. Vào đầu năm 2019, chính phủ Tây Ban Nha đã thông qua việc xác định giới hạn phát thải khí nhà kính quốc gia, có tính đến năng lượng tái tạo và các biện pháp tiết kiệm năng lượng. Các mục tiêu chính là giảm 21% phát thải khí nhà kính so với năm 1990, đạt 42% năng lượng tái tạo trong việc sử dụng năng lượng cuối cùng của đất nước và đạt 74% năng lượng tái tạo trong sản xuất điện vào năm 2030. Để thực hiện mục tiêu trong lĩnh vực điện, PNIEC dự báo tổng công suất lắp đặt của điện mặt trời là 37 GW vào năm 2030. Trong khi đó, SolarPower Europe dự báo trong Triển vọng thị trường châu Âu tổng công suất lắp đặt là 25,6 GW vào đầu năm 2023 trong kịch bản trung bình.

Mô hình Trung tâm năng lượng tái tạo tại Tây Ban Nha

Tại Tây Ban Nha đã xây dựng trung tâm năng lượng tái tạo cấp quốc gia CENER có trụ sở chính nằm gần Pamplona (Navarre-Tây Ban Nha). Trung tâm cũng đã thành lập các cơ sở hạ tầng và văn phòng công nghệ tiên tiến tại các địa điểm khác trên toàn quốc gia.

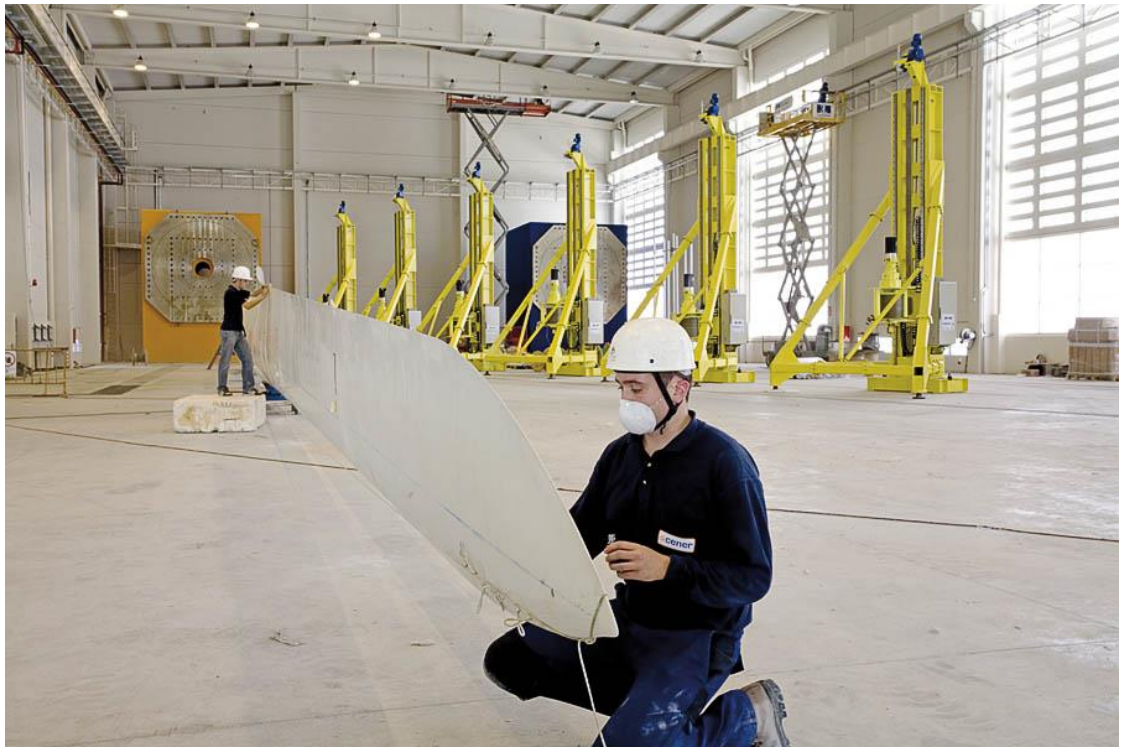
Chuyên môn của CENER tập trung vào ba lĩnh vực chính: Phát triển các dự án nghiên cứu và phát triển (RD) cho ứng dụng công nghiệp; Dịch vụ thử nghiệm và chứng nhận chất lượng cho các thành phần trong hệ thống năng lượng tái tạo; Hỗ trợ kỹ thuật và nghiên cứu khả thi cho các công nghệ năng lượng tái tạo. Hoạt động của CENER bao gồm toàn bộ quá trình tạo năng lượng tái tạo: Tài nguyên tái tạo; Phát triển các công cụ mô phỏng và thiết kế; Phát triển công nghệ tạo năng lượng tái tạo; Đánh giá hiệu suất của các thử nghiệm trên các hệ thống và thành phần hoàn chỉnh; Đánh giá rủi ro công nghệ; Nghiên cứu khả thi; Phát triển và áp dụng các luật điều chỉnh.

Trong trường hợp của CENER Foundation, sứ mệnh cơ bản là: cung cấp hỗ trợ cho hoạt động R & D + I của các công ty bằng cách cung cấp các dịch vụ công nghệ, thực hiện các dự án R&D theo hợp đồng và với tư cách là tư vấn. Phát triển công nghệ sản xuất và khai thác các nguồn năng lượng thông qua nghiên cứu và phát triển. Tạo điều kiện thâm nhập tối đa năng lượng tái tạo trong hệ thống năng lượng bằng cách tạo ra các công cụ và dịch vụ cần thiết để cung cấp giải pháp cho các vấn đề kỹ thuật và khó khăn quan hệ giữa các tác nhân khác nhau trong hệ thống.

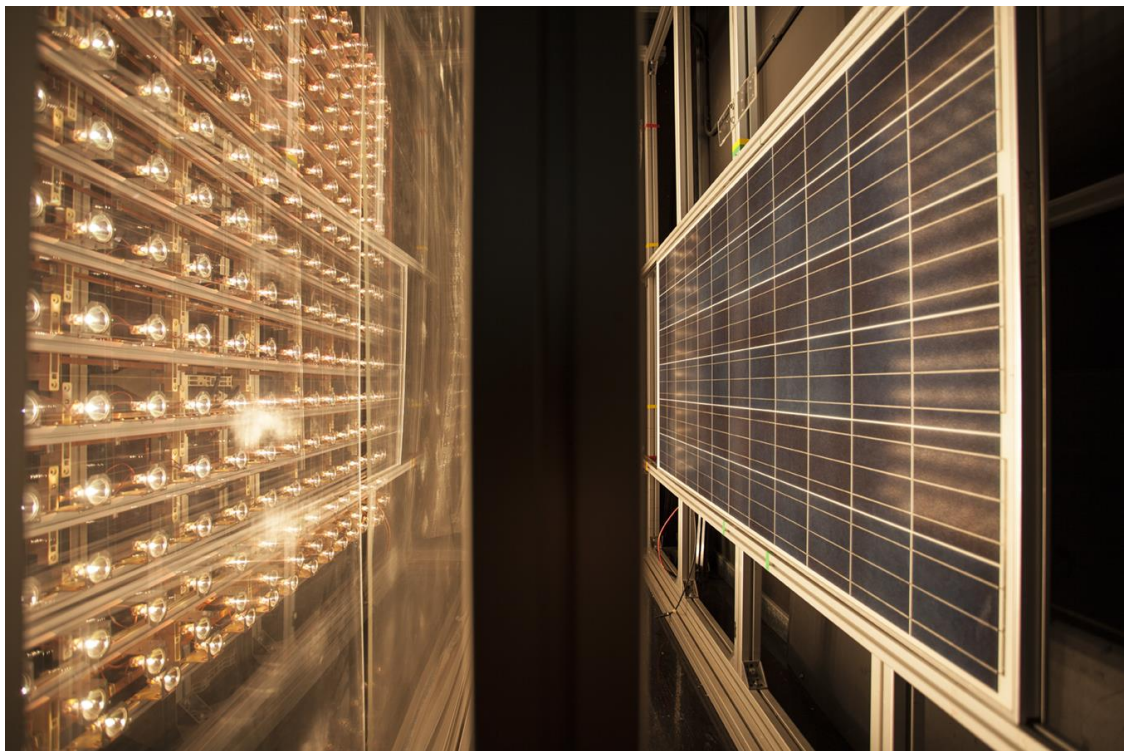
Một phần cơ bản của bản chất của CENER bắt nguồn từ cam kết của những người được ủy thác để đạt được mức tự tài trợ cao và mở rộng phạm vi hoạt động trên toàn quốc.

Tổ chức là các tổ chức nhằm cung cấp hàng hóa công cộng và có nghĩa vụ cống hiến tất cả hoạt động và tài sản của mình để đạt được mục đích đó. Đây được coi là nhiệm vụ nền tảng của họ. Điều này có nghĩa là, trong số những thứ khác, họ phải tái đầu tư lợi nhuận vào quỹ và không được phép thu hồi các khoản đóng góp của người được ủy thác hoặc các nhà tài trợ khác. Tổ chức cũng mang lại lợi thế lớn cho các thực thể quyết định ký hợp đồng với họ hoặc tài trợ tiền hoặc các loại tài nguyên khác cho họ. Trong trường hợp hợp đồng, ngoài khoản chiết khấu thuế doanh nghiệp còn có khoản chiết khấu thêm 10%. Trong trường hợp đóng góp, nhà tài trợ có thể tự do quyết định khoản đóng góp sẽ được sử dụng vào việc gì và được hưởng các điều kiện thuận lợi như áp dụng trong một dự án R&D đã ký hợp đồng.

CENER được trang bị các phòng thí nghiệm về năng lượng gió, năng lượng mặt trời, năng lượng sinh khối, lưới điện nhỏ và điện tử công suất để phục vụ công tác R&D.



Hình 3.10. Phòng thí nghiệm về cánh tuabin gió



Hình 3.11. Phòng thí nghiệm về điện mặt trời

I.5. Một số kinh nghiệm phát triển trung tâm NLTT tại các nghiên cứu điện

hình

Một số bài học có thể được rút ra từ nghiên cứu kinh nghiệm của các nước, mà điển hình là tại Texas là:

Các học giả Hoa Kỳ đã nghiên cứu nhiều vấn đề kỹ thuật, cũng như đánh giá dài hạn về cách đạt được mức huy động cao các nguồn năng lượng tái tạo ở quy mô trang trại. Một nguyên tắc chung được làm nổi bật là bất kỳ khuyến nghị kỹ thuật nào sẽ nằm trong một trong ba khu vực pháp lý: (1) hành động được cho phép theo thẩm quyền luật định của cơ quan quản lý; (2) hành động không đáp ứng được các thử nghiệm pháp lý liên quan và do đó không thể chấp nhận được; hoặc (3) hành động rơi vào vùng xám mà luật pháp không cho phép.

Thực tế, các khuyến nghị có thể là một ý tưởng tốt từ quan điểm kỹ thuật, nhưng có thể có ít hoặc không có giá trị khi xét đến sự liên hệ và bối cảnh pháp lý của nó theo luật hiện hành. Một trong những vấn đề thường gây tranh cãi là ai sẽ chịu chi phí cho một ý tưởng hay?

Nếu việc hài hòa lợi ích của một dự án đường dây truyền tải vượt ra ngoài phạm vi quyền hạn của cơ quan quản lý, thì việc gán tất cả các chi phí cho những người trả phí truyền tải theo quy định có thể không khả thi về mặt thể chế. Một dự án với các lợi ích rõ ràng cho các bên, có thể sẽ kết thúc trong một cuộc thử thách pháp lý nếu các quy định liên quan không thể thống nhất về phương pháp phân bổ chi phí.

Một vấn đề khác mà hai lĩnh vực kỹ thuật và pháp lý có thể không kết nối được là rủi ro và sự không chắc chắn. Các nhu cầu (truyền tải) trong tương lai có xu hướng mang tính đầu cơ nhiều hơn so với nhu cầu hiện tại, và các luật truyền thống có xu hướng bảo vệ lợi ích công cộng thường tránh tạo cơ hội cho hoạt động đầu cơ. Về mặt logic, chiến lược tránh rủi ro của cơ quan quản lý là trì hoãn việc giải quyết các nhu cầu dài hạn cho đến khi hậu quả sắp xảy ra. Kết quả có thể là một quyết định loại bỏ một giải pháp dài hạn vượt trội về mặt kỹ thuật và kinh tế và thay vào đó áp dụng một chuỗi các giải pháp gia tăng nhưng chưa tối ưu.

Ví dụ, các cơ quan quản lý có thể cần phải quyết định giữa hai lựa chọn: xây dựng một đường truyền tải lớn có thể có công suất quá lớn so với nhu cầu hiện tại và xây dựng hai đường dây nhỏ hơn được thiết kế để nâng cấp khi nhu cầu tăng lên theo thời gian. Một đường dây lớn thường có đơn giá xây dựng thấp hơn và đòi hỏi ít mặt bằng hơn — so với đầu tư hai đường dây công suất nhỏ hơn. Do đó, kịch bản gia tăng kém hiệu quả hơn đối với hai ĐZ nhỏ hơn có thể

khiến người trả phí phải trả giá nhiều hơn, trong khi phương án một ĐZ công suất lớn trong giai đoạn đầu có thể truyền tải dưới công suất định mức.

Ví dụ về tăng trưởng năng lượng gió ở Texas minh họa trường hợp hệ thống pháp lý hiện hành có thể là trở ngại đối với các giải pháp kỹ thuật mới mẻ. Từ năm 2001 đến năm 2002, Ngành điện gió Texas tăng trưởng nhanh hơn so với các nhà hoạch định chính sách dự đoán trước; hơn 900MW điện gió đã được lắp đặt, gần gấp đôi mức công suất yêu cầu của RPS² của bang tại thời điểm đó. Hơn nữa, sự tăng trưởng diễn ra ở một khu vực, gây quá tải nghiêm trọng cho hệ thống truyền tải điện³. Hội đồng độ tin cậy điện của Texas (“ERCOT”), tổ chức độc lập điều hành lưới điện Texas, đã ban hành lệnh cắt giảm hàng ngày trong suốt mùa xuân— thường là mùa năng suất cao nhất của năng lượng gió. Kết quả là các trang trại gió có mức công suất huy động giảm từ mức 40% xuống còn 27% do bị cắt giảm huy động.

Ủy ban Tiện ích Công cộng Texas (“PUC”) đã tiến hành một loạt các hội thảo để giải quyết vấn đề. Một trong những giải pháp được đưa ra là CREZ, trong đó hạ tầng truyền tải mới tới các khu vực có tiềm năng điện gió sẽ được xây dựng trước khi ký thỏa thuận đấu nối với một số nhà phát triển dự án⁴. Khái niệm và nội hàm của CREZ được thảo luận để định hình các khu vực có tiềm năng gió chất lượng hàng đầu — những nơi tạo ra cơ hội thị trường điện gió tốt đến mức không có nhà phát triển gió có năng lực nào lại bỏ qua. CREZ sẽ xác định không gian thị trường mà trong đó cạnh tranh sẽ xảy ra. Khả năng hoàn vốn đầu tư vào CREZ sẽ là bắt buộc đủ để hỗ trợ một kỳ vọng hợp lý rằng hạ tầng truyền tải sẽ được sử dụng bởi một số lượng đủ các nhà phát triển gió có tiềm lực kinh tế - ngay cả khi chưa xác định được cụ thể ai sẽ là nhà phát triển dự án tại thời điểm PUC cấp phép xây dựng ĐZ truyền tải. Người chiến thắng sẽ là những nhà phát triển có thể đưa các dự án hòa lưới nhanh nhất và ít chi phí nhất.

CREZ không gặp vấn đề về mặt kỹ thuật, nhưng về mặt pháp lý, mô hình này bị đặt nhiều câu hỏi. Luật tiểu bang yêu cầu bằng chứng rằng, trước khi nó có thể được Texas PUC cấp phép, một đường dây mới cần phải thể hiện có sự “cần thiết cho dịch vụ, an cư, sự thuận tiện hoặc an toàn của công chúng”. Theo quy định tại Texas, để chứng minh rằng ĐZ truyền tải là cần thiết, các nhà phát triển dự án khi ký thỏa thuận đấu nối, sẽ phải thực hiện đặt cọc khoản tiền tương đương với chi phí ước tính của việc nâng cấp đường truyền, trong trường hợp

² David Hurlbut, Memorandum to Chairman Rebecca Klein & Commissioner Brett Perlman, PUC Proceeding to Address Transmission Constraints Affecting West Texas Wind Power Generators (Pub. Util. Comm’n of Tex. Aug. 20, 2002) (Project No. 25819).

³ The development occurred near the town of McCamey. Elec. Reliability Council of Tex. (“ercot”), Report on Existing and Potential Electric System Constraints and Needs within the Ercot Region 47 (2003)

⁴ David Hurlbut, Request for Comment, PUC Proceeding to Address Transmission Constraints Affecting West Texas Wind Power Generators, Pub. Util. Comm’n of Tex. Project No. 25891 (Nov. 27, 2002)

nhà phát triển rút tiền ra trước khi xây dựng xong đường truyền tải. Nhưng việc có một số tiền lớn bị ràng buộc cho khoản đặt cọc bảo đảm trong vòng bốn đến năm năm, việc xây dựng đường dây sẽ gây ra rủi ro tài chính đáng kể cho các nhà phát triển gió và các đối tác tài chính của họ. Điều này dẫn đến một câu hỏi hóc búa về mặt pháp lý: làm thế nào để chứng minh trong một thủ tục tranh chấp, đối mặt với các lập luận từ những người can thiệp phản đối phát triển gió, rằng một ĐZ mới cho CREZ thực sự sẽ được sử dụng và hữu ích trong trường hợp không có bất kỳ cam kết ràng buộc nào từ nhà phát triển? Nếu không có cam kết như vậy, chủ sở hữu ĐZ truyền tải sẽ không có đảm bảo thu hồi chi phí và không thể bắt đầu dự án.

Trong ba năm sau đó, khái niệm CREZ sau đó không được tiếp tục bàn tới. Tuy nhiên vào năm 2005, các đề xuất xây dựng mới và ĐZ truyền tải mới cho thấy rằng Texas sẽ vượt qua mục tiêu RPS trước thời hạn bốn năm. Cơ quan lập pháp Texas đã tăng hơn gấp đôi mục tiêu năng lượng tái tạo của bang và đồng thời thông qua các sửa đổi đối với Bộ luật Tiềm năng Texas dọn đường về mặt pháp lý cho việc tạo ra CREZs. Quy chế mới đã tạo cơ sở cho PUC Texas “chỉ định các vùng năng lượng tái tạo cạnh tranh” và “phát triển một kế hoạch xây dựng hệ thống truyền tải”, thể hiện sự khác biệt rõ ràng với mô hình cũ.

Lộ trình pháp lý mới cho CREZ đã cho phép PUC phát triển một kế hoạch truyền tải dài hạn cho các nguồn năng lượng tái tạo sau khi nhận được tư vấn kỹ thuật từ nhà điều hành lưới điện phụ thuộc. Do đó, vấn đề về nhu cầu và thu hồi chi phí đã được khép lại để tiếp tục xử lý khi PUC đã chấp thuận sự hình thành của CREZ.

Kinh nghiệm của Texas nhấn mạnh đặc điểm của vấn đề pháp lý và thể chế, trong vai trò như một rào cản đối với các giải pháp có vẻ hợp lý từ góc độ kỹ thuật. Nó cũng cho thấy rằng việc giải quyết các vấn đề pháp lý một cách thích hợp và đúng phương pháp có thể tạo ra những kết quả vừa thực tế vừa mang tính đổi mới. Tuy nhiên, đối với các bang khác bao gồm Colorado, New Mexico, Utah và Wyoming, vấn đề phức tạp hơn vì nó liên quan đến bốn bộ luật điện lực của tiểu bang cũng như luật liên bang mà theo đó Ủy ban Quản lý Năng lượng Liên bang (“FERC”) có thẩm quyền điều chỉnh và thực thi quyền lực.

Để giải quyết vấn đề này, các công ty điện lực và các bên liên quan ở bờ Tây thử nghiệm các cách tiếp cận sáng tạo đối với một số vấn đề về điều tiết.

Phân bổ chi phí là một vấn đề lợi ích công cộng phát sinh liên quan đến các dự án truyền tải liên quan đến nhiều thẩm quyền. Ở một số vùng của Hoa Kỳ, các đơn vị truyền tải (“RTO”) cung cấp một khuôn khổ để giải quyết các

vấn đề về đường truyền qua các đường dây nhà nước. Tuy nhiên, Western Interconnection không có RTO truyền tải liên bang. Tuy nhiên, các nhà quản lý từ một số bang phía tây bắc tham gia vào NTTG, tổ chức này đã tán thành các nguyên tắc phân bổ chi phí cho các dự án truyền tải đường dài ảnh hưởng đến nhiều bang thành viên của nhóm.

Nguyên tắc phân bổ chi phí của NTTG bao gồm:

- Phân bổ công bằng tuân theo cơ chế xác định rõ bên gây có trách nhiệm đối với chi phí đầu tư và bên sẽ hưởng lợi;
- Các nhà phát triển dự án nên xác định sự đồng thuận về phân bổ chi phí càng sớm càng tốt để các cơ quan chức năng của nhà nước có thể đánh giá sự tuân thủ của dự án với các yêu cầu của nhà nước cũng như hiệu quả chi phí của nó so với các lựa chọn nguồn lực khác.
- Việc phân bổ chi phí sẽ dẫn đến việc thu hồi toàn bộ, nhưng không cao hơn, chi phí cho chủ sở hữu đường truyền tải;
- Chi phí dự án được phân bổ cho một khách hàng sử dụng ĐZ truyền tải đơn lẻ, nhiều khách hàng hay cho khu vực phải phụ thuộc vào sự phân bổ lợi ích. NTTG khuyến khích các dự án phục vụ nhiều mục đích bán lẻ và bán buôn cho nhiều đối tượng thụ hưởng.
- Việc thu hồi chi phí đầu tư của đường dây cần cho phép các giao dịch điện bán buôn không trực tiếp mang lại lợi ích cho phụ tải gốc. Trong trường hợp đó, khách hàng bán buôn sử dụng đường truyền phải chịu chi phí của dự án.

Những nguyên tắc chung này không có công thức phân bổ rõ ràng. Thay vào đó, nhà phát triển lưới truyền tải phải đưa vào đề xuất của mình một số phương pháp tiếp cận để phân bổ chi phí đạt được sự đồng thuận nhiều nhất có thể. Do đó, thay vì thiết lập một quy tắc rõ ràng cho các phát triển truyền tải, các nguyên tắc NTTG cung cấp hướng dẫn về cách nhà phát triển có thể xây dựng sự đồng thuận và về cách thức cam kết điều hành NTTG có thể quyết định xác nhận dự án và phương pháp phân bổ chi phí của nó.

Các ủy viên dịch vụ công ích của tiểu bang có thể cung cấp hướng dẫn chung, không chính thức tại một số thời điểm trong quy trình NTTG trước khi một dự án được đưa đến ủy ban tiểu bang trong một khung chính thức. Mặc dù quy trình thiếu thẩm quyền pháp lý có thể đưa ra một giả định có thể bác bỏ (tức là, giả định rằng phương pháp luận là hợp lý nếu không bị người can thiệp phản đối), đầu vào không chính thức này làm tăng khả năng rằng hồ sơ chứng minh sẽ được hoàn thành vào thời điểm dự án đến các ủy viên để phê duyệt thực tế.

Những ví dụ này cho thấy rằng các cấp chính quyền không cần thụ động chờ đợi hành động của chính quyền cấp cao hơn về các vấn đề truyền tải trong khu vực. Một kế hoạch khả thi được nghiên cứu, xác nhận và đề xuất bởi các chính quyền cấp dưới có liên quan có thể có sức thuyết phục đối với chính quyền cấp cao hơn.

II. Nghiên cứu đánh giá hiện trạng hạ tầng lưới điện truyền tải qua tỉnh Ninh Thuận; khu vực Nam Trung Bộ và khả năng tiếp nhận nguồn điện gió, nguồn mặt trời thương mại trên địa bàn⁵

II.1. Tình hình phát triển phụ tải tỉnh Ninh Thuận và khu vực

Ninh Thuận là một tỉnh thuộc khu vực vùng duyên hải Nam Trung Bộ. Tiếp giáp với tỉnh Ninh Thuận có các tỉnh thuộc vùng duyên hải Nam Trung Bộ, đó là tỉnh Bình Thuận và tỉnh Khánh Hòa.

Theo Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận và Khánh Hòa giai đoạn 2016 – 2025, có xét đến năm 2035 nhu cầu phụ tải tỉnh Ninh Thuận và tỉnh lân cận như sau:

Bảng 3.2. Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận và Khánh Hòa giai đoạn 2016 – 2025, có xét đến năm 2035

Tỉnh	Giai đoạn 2016 – 2020		Giai đoạn 2021 – 2025		Giai đoạn 2026 – 2030		Giai đoạn 2031 - 2035	
	A (GWh)	Pmax (MW)	A (GWh)	Pmax (MW)	A (GWh)	Pmax (MW)	A (GWh)	Pmax (MW)
Ninh Thuận	929,9	157,9	1.907,4	341,3	3.231,8	566,7	4.752,2	815,2
Bình Thuận	2.059	337,6	3.719	599,8	6.205	984,9	9.603	1.500,5
Khánh Hòa	2.891	570	4.770	910	7.456,9	1.380	11.078,9	1.980
Khu vực	5.879,9	907,6	10.396,4	1.851,1	16.893,7	2.931,6	25.434,1	2.513,7

Tốc độ tăng trưởng điện năng của tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh tiếp giáp tỉnh Ninh Thuận thuộc vùng duyên hải Nam Trung Bộ cụ thể như sau:

Bảng 3.3. Tốc độ tăng trưởng điện năng của tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh tiếp giáp tỉnh Ninh Thuận thuộc vùng duyên hải Nam Trung Bộ

⁵ Đề án tiến hành Nghiên cứu đánh giá hiện trạng hạ tầng lưới điện truyền tải qua tỉnh Ninh Thuận; khu vực Nam Trung Bộ và khả năng tiếp nhận nguồn điện gió, nguồn mặt trời thương mại trên địa bàn làm luận cứ xây dựng mô hình TTNLTT Ninh Thuận vì nó là đặc điểm quan trọng nhất để thiết lập một TTNLTT (nếu khu vực phát triển TTNLTT không gặp vấn đề tắc nghẽn truyền tải thì không cần thiết phải thiết lập TTNLTT có tính chất đặc thù và có cơ chế đặc thù)

Tỉnh	Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm (%/năm)			
	Giai đoạn 2016 - 2020	Giai đoạn 2021 - 2025	Giai đoạn 2026 - 2030	Giai đoạn 2031 - 2035
Ninh Thuận	12,6	15,5	11,1	8,0
Bình Thuận	11,7	10,2	8,6	7,7
Khánh Hòa	10,9	10,5	9,3	8,2

II.2. Hiện trạng hạ tầng lưới điện truyền tải 500kV – 220kV qua tỉnh Ninh Thuận và khu vực

II.2.1. Hiện trạng lưới điện truyền tải 500kV

Lưới điện 500kV là xương sống của hệ thống điện Việt Nam với chiều dài hơn 1500km chạy dọc từ Bắc vào Nam. Hệ thống này đóng vai trò rất quan trọng trong cân bằng năng lượng toàn quốc và ảnh hưởng tới độ tin cậy cung cấp điện của từng miền nói riêng và toàn quốc nói chung.

Trước thời điểm vận hành trạm 500kV Vĩnh Tân và Trung tâm điện lực Vĩnh Tân đặt tại tỉnh Bình Thuận, tuyến đường dây 500kV Pleiku – Tân Định – Di Linh thường xuyên mang tải cao do phải truyền tải một phần lớn công suất từ hai miền Bắc và miền Trung để cung cấp cho khu vực các tỉnh của khu vực Đông Nam Bộ và một số tỉnh thuộc khu vực Tây Nam Bộ. đồng thời toàn bộ khu vực tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh lân cận thuộc duyên hải nam Trung bộ phải phụ thuộc vào trạm 500kV Di Linh.

Sau khi trạm biến áp 500kV Vĩnh Tân và Trung tâm điện lực Vĩnh Tân đi vào hoạt động đảm nhận nhiệm vụ cung cấp phần lớn công suất cho phụ tải khu vực Đông Nam Bộ đã giúp giảm áp lực một phần đối với lưới truyền tải khu vực.

Hiện tại tình trạng các tuyến đường dây liên kết trao đổi công suất từ trạm 500kV Vĩnh Tân và trạm 500kV Vĩnh Tân như sau:

- Tuyến đường dây mạch kép 500kV Vĩnh Tân – Sông Mê sử dụng dây dẫn ACSR795MCM với chiều dài 237 km làm nhiệm vụ truyền tải công suất từ Trung tâm điện lực Vĩnh Tân cung cấp cho các tỉnh khu vực Đông Nam Bộ, công suất mang tải lớn nhất của tuyến đường dây khoảng 3.270MW, với tỷ lệ mang tải khoảng 72,03%

- Tuyến đường dây 500kV Vĩnh Tân – rẽ Sông Mây – Tân Uyên sử dụng dây dẫn ACSR330 với chiều dài khoảng 265,32km làm nhiệm vụ giải tỏa công suất từ Trung tâm điện lực Vĩnh Tân vào lưới điện 500kV cung cấp nguồn điện cho các phụ tải khu vực Đông Nam Bộ, công suất mang tải lớn nhất của tuyến đường dây khoảng 820MW, với tỷ lệ mang tải khoảng 43,15%.

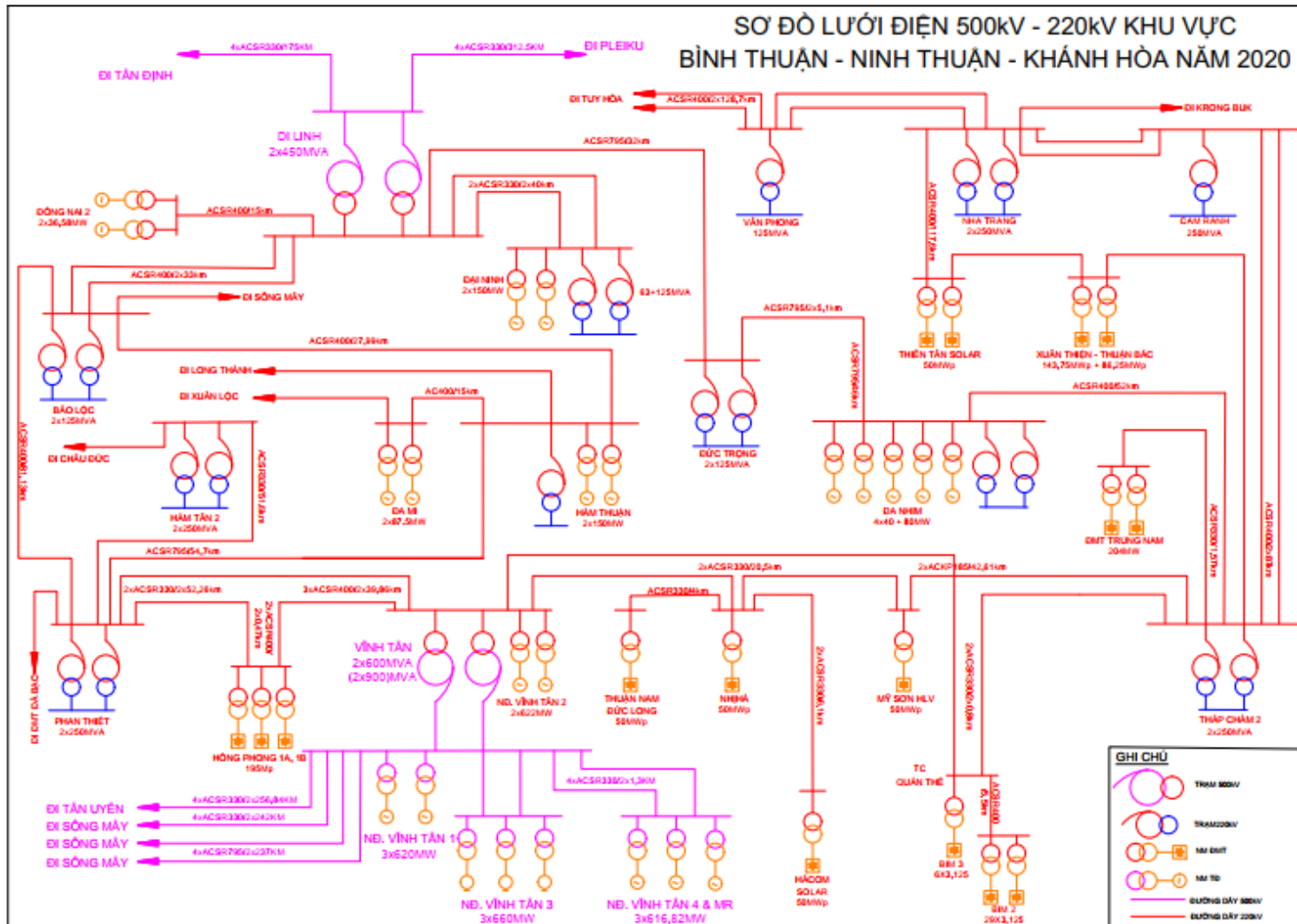
- Tuyến đường dây mạch kép 500kV Vĩnh Tân 4 – Vĩnh Tân sử dụng dây dẫn ACSR330 với chiều dài khoảng 1,5km làm nhiệm vụ đấu nối nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 4 truyền tải công suất lên hệ thống điện lưới điện 500kV khu vực.

- Trạm biến áp 500kV Vĩnh Tân được xây dựng tại tỉnh Bình Thuận với công suất 2x600MVA làm nhiệm vụ truyền tải công suất của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 2 và cụm nhà máy điện mặt trời lên hệ thống 500kV cung cấp cho lưới điện các khu vực khác, công suất mang tải lớn nhất của trạm khoảng 877MW, với tỷ lệ mang tải khoảng 81,2%.

Dựa trên tình trạng mang tải của các tuyến đường dây 500kV và trạm biến áp 500kV trong điều kiện vận hành bình thường thì các tuyến đường dây vẫn đảm bảo. Tuy nhiên hiện tại các tuyến đường dây 500kV Vĩnh Tân – Sông Mây và Trạm biến áp 500kV Vĩnh Tân đang trong tình trạng đầy tải.

Trường hợp sự cố 1 phần tử toàn bộ tuyến đường dây 500kV và Máy biến áp còn lại sẽ không tải được toàn bộ công suất buộc phải cắt giảm công suất truyền tải, gây ảnh hưởng toàn bộ phụ tải của khu vực.

Bản đồ lưới điện 500kV, 220kV khu vực Ninh Thuận – Bình Thuận – Khánh Hòa năm 2020



Hình 3.12. Sơ đồ lưới điện 220kV và 500kV

II.2.2. Hiện trạng lưới điện truyền tải 220kV

Lưới truyền tải 220kV là xương sống cho hệ thống điện của từng miền, từng vùng. Lưới có nhiệm vụ truyền tải công suất từ hệ thống lưới điện truyền tải 500kV xuống cung cấp cho phụ tải khu vực trong trường hợp nguồn điện nội tại của khu vực bị thiếu hoặc truyền tải lượng công suất thừa từ khu vực vào hệ thống lưới điện truyền tải 500kV. Hiện tại tình trạng vận hành của lưới điện truyền tải khu vực tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh xung quanh tỉnh Ninh Thuận thuộc khu vực Duyên hải Nam Trung Bộ như sau:

Bảng 3.4. Danh mục các tuyến đường dây 220kV

TT	Tuyến đường dây 220kV	Tiết diện	Chiều dài km	Công suất MW	% mang tải
	Nha Trang – Tuy Hòa	2xACSR500	128.7	39	12,05
	Nha Trang – Krông Buk	ACSR500	147.2	149	46,03
	Nha Trang – Tháp Chàm 2	ACSR400	117,6	205	72,54
	Tháp Chàm – Đa Nhim	ACSR400	52	36	12,74
	Tháp Chàm 2 – ĐMT Trung Nam	ACSR330	1,56	223	75,48
	Tháp Chàm 2 – rẽ ĐMT BIM – NĐ Vĩnh Tân	ACSR2x330	63,27	133	30,82
	Tháp Chàm 2 – ĐMT Mỹ Sơn HLV	ACSR2x330	43,5	108	25,02
	ĐMT Mỹ Sơn HLV – rẽ ĐMT Nhị Hà – NĐ Vĩnh Tân 2	ACSR2x330	20.5	109	25,25
	Đa Nhim – Đức Trọng	ACSR795	46	212	70,8
0	Hàm Thuận – Bảo Lộc	ACSR400	30	18	6,37
	Hàm Thuận – Phan Thiết	ACSR795	54,7	215	80.6

TT	Tuyến đường dây 220kV	Tiết diện	Chiều dài km	Công suất MW	% mang tải
1					
2	Hàm Thuận – TĐ Đa Mi	AC400	15	53	19,68
3	Hàm Thuận – Long Thành	AC400	140,79	84	29,72
4	Phan Thiết 2 – Bảo Lộc	ACSR400	82,13	30	10,62
5	Phan Thiết 2 – Hàm Tân 2	ACSR2x330	51,62	211	36,57
6	Phan Thiết 2 – rẽ ĐMT Đá Bạc – Tân Thành	ACSR2x400	81,37	224	46,71
7	Phan Thiết – rẽ ĐMT Hồng Phong 1A,1B – NĐ Vĩnh Tân	ACSR3x400 0ACSR2x330	91,52	274	57,14
8	Phan Thiết – NĐ Vĩnh Tân	ACSR2x330	30	274	63,48
9	Hàm Tân – Tân Thành	AC240	24,5	136	65,09

Bảng 3.5. Danh mục các trạm biến áp 220kV

TT	Tên trạm 220kV	Dung lượng MVA	Pmax, MW	% mang tải
	Nha Trang	2x250	315	70
	Tháp Chàm 2	2x250	146	32,4
	Đa Nhim	2x63	40	35,3
	Hàm Thuận	63	20	35,71
	Phan Thiết 2	2x250	294	65,3
	Hàm Tân 2	2x250	145	45,02

Từ bảng trên có thể thấy hiện nay về cơ bản lưới điện trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh lân cận đang vận hành bình thường. Một số tuyến đường dây có thời điểm vận hành non tải như tuyến đường dây 220kV Hàm Thuận – Bảo Lộc mang tải 6,37%, tuyến đường dây 220kV Phan Thiết – Bảo Lộc mang tải khoảng 10,62% và tuyến đường dây 220kV Nha Trang – Tuy Hòa mang tải khoảng 12,05%. Một số tuyến đường dây hiện đang mang tải cao như tuyến đường dây 220kV Hàm Tân – NĐ Vĩnh Tân mang tải khoảng 63,48%, tuyến đường dây 220kV Hàm Tân – Tân Thành mang tải khoảng 65,09%.

Các trạm biến áp 220kV hiện đang vận hành mang tải ở mức vừa tải, tuy nhiên hiện có trạm biến áp 220kV Nha Trang và trạm biến áp 220kV Phan Thiết 2 đang mang tải cao khoảng 65 – 70%, khi có sự cố 1 MBA trong 2 trạm này thì MBA còn lại sẽ bị quá tải.

II.3. Khả năng tiếp nhận nguồn điện gió, nguồn điện mặt trời thương mại trên địa bàn

Ninh Thuận, Bình Thuận, Khánh Hòa là những tỉnh có tiềm năng lớn phát triển nguồn năng lượng tái tạo từ mặt trời và gió. Sau khi có cơ chế khuyến khích phát triển nguồn năng lượng điện gió và điện mặt trời cũng như có các văn bản hướng dẫn đầu tư phát triển điện gió và điện mặt trời trong thời gian qua các tỉnh Ninh Thuận nói chung và khu vực 2 tỉnh Bình Thuận và Khánh Hòa có các nhà máy đã phát điện thương mại cụ thể:

Bảng 3.6. Danh mục các nhà máy điện mặt trời đang vận hành

Nhà máy	Công suất MWp	Địa điểm	Cấp điện áp kV	Điểm đấu nối
BIM 2	90,63	xã Phước Minh, huyện Thuận Nam, Ninh Thuận	220	DZ 220kV NĐ Vĩnh Tân - Tháp Chàm 2
BIM 3	18,75	xã Phước Minh, huyện Thuận Nam, Ninh Thuận	220	DZ 220kV NĐ Vĩnh Tân - Tháp Chàm 2
Hồng Phong 1A-1B	250	xã Hồng Phong, huyện Bắc Bình, tỉnh Bình Thuận	220	ĐZ 220kV NĐ Vĩnh Tân - Phan Thiết 2

Nhà máy	Công suất MWp	Địa điểm	Cấp điện áp kV	Điểm đầu nối
Nhị Hà	50	xã Nhị Hà, huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận	220	DZ 220kV NĐ Vĩnh Tân - Tháp Chàm 2
Hacom Solar	50	xã Phước Minh, huyện Thuận Nam, Ninh Thuận	220	ĐZ 220kV Vĩnh Tân - Tháp Chàm 2
Mỹ Sơn HLV	50	xã Mỹ Sơn, huyện Ninh Sơn, Ninh Thuận	220	ĐZ 220kV Tháp Chàm 2 – rẽ ĐMT Nhị Hà – NĐ Vĩnh Tân
ĐMT Trung Nam	204	xã Bắc Phong và xã Lợi Hải, huyện Thuận Bắc, tỉnh Ninh Thuận	220	220kV Tháp Chàm 2
BP Solar 1	37.5	xã Hữu Phước, huyện Ninh Phước, tỉnh Ninh Thuận	110	TC 110kV Hậu Sanh
BIM	30	xã Phước Minh, huyện Thuận Nam, Ninh Thuận	110	ĐZ 110kV TC Hậu Sanh – TC Phú Lạc
TTĐL Vĩnh Tân GD 1	5	xã Vĩnh Tân, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận	110	110kV Ninh Phước
TTĐL Vĩnh Tân GD 2	42.65	xã Vĩnh Tân, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV TC Hậu Sanh – TC Vĩnh Hải
Hàm Phú II	40.8	Hàm Phú, huyện Hàm Thuận Bắc, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV Hàm Thuận - Ma Lâm
Đa Mi	47.5	huyện Tánh Linh và Hàm Thuận Bắc tỉnh	110	ĐZ 110kV Đức Linh - Hàm Thuận

Nhà máy	Công suất MWp	Địa điểm	Cấp điện áp kV	Điểm đầu nối
		Bình Thuận		
Mũi Né	40	phường Mũi Né, TP Phan Thiết, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV Mũi Né - Lương Sơn
Hồng Phong 4	48	xã Hồng Phong, huyện Bắc Bình, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV Mũi Né - Lương Sơn
ĐMT CMX	108.8	xã Mỹ Sơn, huyện Ninh Sơn, tỉnh Ninh Thuận	110	DZ 110kV Tháp Chàm - Ninh Sơn
Thuận Nam 19	61.1	xã Phước Minh, huyện Thuận Nam, Ninh Thuận	110	ĐZ 110kV TC Hậu Sanh – TC Vĩnh Hải
Ninh Phước 6.1, 6.2	50+8,32 5	xã Phước Hữu, huyện Ninh Phước, tỉnh Ninh Thuận	110	110kV ĐMT Phước Hữu
Phước Hữu	65	xã Phước Hữu, huyện Ninh Phước, Ninh Thuận	110	110kV Ninh Phước
Sông Lũy 1	46.7	xã Sông Lũy, huyện Bắc Bình, Bình Thuận	110	TC 110kV Sông Lũy
Hồ Bầu Ngự	61,776	xã Phước Dinh, huyện Thuận Nam, Ninh Thuận	110	ĐZ 110kV Ninh Phước - Ninh Thuận 1
Gelex	50	xã Phước Dinh, huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận	110	110kV Ninh Thuận 1
Tuấn Ân	9		110	110kV Nam Cam Ranh
ĐL Miền	50		110	110kV Cam Ranh

Nhà máy	Công suất MWp	Địa điểm	Cấp điện áp kV	Điểm đầu nối
Trung				
Cam Lâm VN	50	xã Cam An Bắc, huyện Cam Lâm – Khánh Hòa	110	ĐZ 110kV BĐ.Cam Ranh – Cam Ranh
KN Cam Lâm	50	2 xã Cam An Bắc và Cam Phước Tây, huyện Cam Lâm, Khánh Hòa	110	ĐZ 110kV Cam Ranh - Tháp Chàm 2
Phong Phú	42	xã Phong Phú, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận	110	TC 110kV Phan Rí
AMI Khánh Hòa	50	xã Cam An Nam, huyện Cam Lâm, tỉnh Khánh Hòa	110	110kV Cam Ranh
Sông Giang	50	xã Cam Thịnh Đông và Cam Thịnh Tây, TP. Cam Ranh, tỉnh Khánh Hòa	110	110kV Nam Cam Ranh
Vĩnh Hảo	34.24	Xã Vĩnh Hảo, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV TC Vĩnh Hải - Phú Lạc
Vĩnh Hảo 4	39	Xã Vĩnh Hảo, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV TC Vĩnh Hải - Phú Lạc
Vĩnh Hảo 6	50	xã Vĩnh Hảo huyện Tuy Phong tỉnh Bình Thuận	110	TC Vĩnh Hải
Eco Seido Tuy Phong GD 1	40	xã Phong Phú và xã Phú Lạc, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV Phan Rí – Tuy Phong

Nhà máy	Công suất MWp	Địa điểm	Cấp điện áp kV	Điểm đầu nối
Hồ Bầu Ngứ	61.8		110	ĐZ 110kV Ninh Thuận 1 - Ninh Phước
Phước Hữu – Điện Lực 1	30,25	xã Phước Hữu, huyện Ninh Phước, Ninh Thuận	110	TC Hậu Sanh
ĐMT Tuy Phong	39	xã Vĩnh Hảo, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV Phú Lạc – TC Vĩnh Hải
VSP Bình Thuận II	37.6	Vĩnh Hảo, Tuy Phong, Bình Thuận	110	ĐZ 110kV Phú Lạc – TC Vĩnh Hải
Bình An	50	xã Bình An, huyện Bắc Bình, tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV Phan Rí - Sông Bình
Phan Lâm	36,72	xã Phan Lâm huyện Bắc Bình tỉnh Bình Thuận	110	ĐZ 110kV Đại Ninh – Sông Bình
Thuận Minh 2	50	Xã Thuận Minh, huyện Hàm Thuận Bắc, tỉnh Bình Thuận	110	110kV Ma Lâm
Sông Lũy	14	Xã Sông Lũy, huyện Bắc Bình, tỉnh Bình Thuận	110	TC 110kV Sông Lũy
Hàm Kiệm 1	40	Huyện Hàm Thuận Nam, tỉnh Bình Thuận	110	TC 110kV Hàm Kiệm
Sơn Mỹ 3.1	50	xã Sơn Mỹ, huyện Hàm Tân, tỉnh Bình Thuận	110	DZ 110kV Thắng Hải – Hàm Tân 2

Bảng 3.7. Danh mục các nhà máy điện mặt trời dự kiến phát điện năm 2020

Nhà máy	Công suất MWp	Địa điểm	Cấp điện áp kV	Điểm đấu nối
Thuận Nam – Đức Long	50		220	TC 220kV ĐMT Nhị Hà
Mỹ Sơn	60	xã Mỹ Sơn, huyện Ninh Sơn, Ninh Thuận	110	ĐZ 110kV Tháp Chàm - Ninh Sơn
Mỹ Sơn 2	59.4	xã Mỹ Sơn, huyện Ninh Sơn, Ninh Thuận	110	ĐZ 110kV Tháp Chàm - Ninh Sơn
ĐMT SP INFRA 1	50	xã Phước Vinh, huyện Ninh Phước, Ninh Thuận	110	ĐZ 110kV Ninh Phước - Tháp Chàm 2
Sinenergy Ninh Thuận 1	50	xã Phước Hữu, huyện Ninh Phước, Ninh Thuận	110	TC 110kV Hậu Sanh
Hồ Bầu Zôn	25		110	TC 110kV Hậu Sanh
Hồng Phong 5.2	48	xã Hồng Phong, huyện Bắc Bình, tỉnh Bình Thuận, tỉnh Bình Thuận	110	TC 110kV Sông Lũy
Sông Lũy	14		110	TC 110 Sông Lũy

Bảng 3.8. Danh mục các nhà máy điện gió đang vận hành

Nhà máy	Công suất (MW)	Cấp điện áp	Điểm đấu nối
Tuy Phong GD 1	30	110	110kV Ninh Thuận 1
Phú Lạc	24	110	
Mũi Dinh	37.6	110	ĐZ 110kV Ninh

			Thuận 1 - TC Hậu Sanh
Phú Quý	6		
Đầm Nại GD I	7.8	110	ĐZ 110kV Ninh Hải - Tháp Chàm 2
Đầm Nại GD II	30	110	ĐZ 110kV Ninh Hải - Tháp Chàm 2
Trung Nam GD 1	39.95	110	110kV Tháp Chàm 2

Bảng 3.9. Danh mục các nhà máy điện gió dự kiến vận hành năm 2020

Nhà máy	Công suất MWp	Cấp điện áp kV	Điểm đầu nối
ĐG Phước Hữu	30	110	ĐZ 110kV Ninh Thuận 1 – rẽ ĐMT Hồ Bàu Ngự - TC Hậu Sanh
ĐG Win Energy Chính Thắng	30	110	ĐZ 110kV Ninh Thuận 1 – rẽ ĐMT Hồ Bàu Ngự - TC Hậu Sanh
Thuận Nhiên Phong	32	110	110kV Mũi Né

Theo các quyết định phê duyệt quy hoạch điện gió và quy hoạch phát triển điện lực tại khu vực tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận và Khánh Hòa thì hiện tại mới chỉ khai thác được một phần tiềm năng trong các giai đoạn tới nguồn điện từ các nguồn năng lượng tái tạo sẽ đóng góp một lượng công suất rất lớn cho khu vực. Cũng chính vì lý do đó để đáp ứng được lượng công suất lớn đưa lên lưới truyền tải cần phải tính toán và xem xét khả năng đáp ứng của lưới điện truyền tải hiện hữu.

Nhằm đánh giá sơ bộ khả năng tiếp nhận thêm nguồn năng lượng tái tạo từ các dự án điện mặt trời và điện gió của hệ thống lưới 220kV và 500kV, đề án tiến hành tính toán lập bảng cân đối nguồn phát và phụ tải trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận ở cấp 220kV và 500kV. Trong bảng cân đối ở cấp 220kV chúng tôi chỉ xem xét cân đối cho khu vực tỉnh Ninh Thuận và trong bảng cân đối ở cấp

500kV chúng tôi có xem xét tới các đường dây liên kết, các TBA trên các địa bàn tỉnh Bình Thuận và Khánh Hòa có liên lạc cấp điện với trạm 500kV với tỉnh Ninh Thuận.

Với bảng cân đối cấp điện áp 220kV, giả thiết toàn bộ các TBA 220kV sẽ làm nhiệm vụ chuyên tải công suất phát của các nguồn phát điện ở cấp 110kV lên lưới 220kV. Tổng công suất các nguồn tái tạo (gió và mặt trời) có thể bổ sung thêm và được chuyên tải ổn định lên lưới 220kV thông qua các trạm 220kV (vận hành 75% công suất) được xác định như sau: Tổng công suất các TBA 220kV (vận hành 75% công suất) trừ đi lượng công suất chênh lệch giữa tổng nguồn phát điện hiện có ở các cấp dưới 220kV và tổng nhu cầu nguồn cấp cho phụ tải của tỉnh Ninh Thuận. Như vậy cần phải xác định tổng nhu cầu phụ tải trong năm 2020 (theo số liệu trong Quy hoạch phát triển điện lực của tỉnh Ninh Thuận), quy đổi ra nhu cầu nguồn cấp với hệ số Cosphi là 0,9. Và xác định tổng nguồn cấp điện hiện hữu từ các nhà máy điện gió, điện mặt trời và các nguồn khác. Trong bảng cân đối tính toán cho 2 mùa: mùa mưa và mùa khô.

Với mùa mưa giả thiết: các nhà máy thủy điện vận hành 90% công suất định mức; các nhà máy điện mặt trời vận hành 10% công suất định mức; các nhà máy điện gió vận hành 90% công suất định mức.

Với mùa khô giả thiết: các nhà máy thủy điện vận hành 40% công suất định mức; các nhà máy điện mặt trời vận hành 90% công suất định mức; các nhà máy điện gió vận hành 90% công suất định mức.

Bảng 3.10. Bảng cân đối nguồn phát và phụ tải cơ sở mùa khô, mùa mưa năm 2020 ở cấp điện áp 220kV tỉnh Ninh Thuận

STT	Hạng mục	Đơn vị	Năm 2020	
			Mùa mưa	Mùa khô
I	Nguồn trạm biến áp 220kV	MVA	1126	1126
	TBA 220kV Tháp Chàm 2	MVA	500	500
	TBA 220kV TĐ Đa Nhim	MVA	126	126
	TBA 220kV Ninh Phước	MVA	500	500
II	Nguồn cấp điện tại chỗ	MVA	192.0	719.2
1	Nguồn thủy điện hiện có và dự kiến	MVA	20.8	9.2
	TĐ Sông Ông	MW	7.3	3.2

STT	Hạng mục	Đơn vị	Năm 2020	
			Mùa mưa	Mùa khô
	TĐ Thượng Sông ông	MW	4.5	2.0
	TĐ Hạ Sông pha	MW	4.9	2.2
	TĐ Sông Pha	MW	6.8	3.0
	TĐ Tân Mỹ 2	MW		
2	<i>Nguồn điện mặt trời</i>	<i>MVA</i>	<i>67.4</i>	<i>606.2</i>
		MW	60.62	545.6
	BP Solar 1	MW	3.38	30.38
	BIM 1	MW	2.70	24.30
	CMX Renewable Energy Việt Nam	MW	9.79	88.13
	Thuận Nam 19	MW	5.50	49.49
	Ninh Phước 6.1, 6.2	MW	5.25	47.22
	Phước Hữu	MW	5.85	52.65
	SP – Infra Ninh Thuận	MW	4.50	40.50
	Bầu Ngự Lake	MW	4.50	40.50
	Gelex Ninh Thuận	MW	4.50	40.50
	Mỹ Sơn	MW	5.40	48.60
	Mỹ Sơn 2	MW	5.35	48.11
	Hồ Bầu Ngự	MW	5.56	50.06
	Sinenergy Ninh Thuận 1	MW	4.50	40.50
	Hồ Bầu Zôn	MW	2.25	20.25
	Phước Hữu – Điện Lực 1	MW	2.70	24.30
	Adani Phước Minh	MW	4.05	36.45
3	<i>Nguồn điện gió</i>	<i>MVA</i>	<i>103.8</i>	<i>103.8</i>
		MW	93.4	93.4
	Mũi Dinh	MW	30.5	30.5

STT	Hạng mục	Đơn vị	Năm 2020	
			Mùa mưa	Mùa khô
	Đầm Nại GD I	MW	6.3	6.3
	Đầm Nại GD II	MW	24.3	24.3
	Trung Nam Ninh Thuận GD 1	MW	32.4	32.4
III	Nhu cầu phụ tải của tỉnh	MW	179.3	179.3
1	Tỉnh Ninh Thuận	MW	139.3	139.3
2	Cấp nguồn cho tỉnh Khánh Hòa	MW	80	80
3	Cấp nguồn cho tỉnh Bình Thuận	MW	-40	-40
IV	Nhu cầu nguồn cấp	MVA	268.41	268.41
V	Cân đối nhu cầu nguồn và tải ở lưới 110kV II-IV	MVA	-76.45	450.81
VI	Tổng khả năng truyền công suất qua TBA 220kV I-V	MVA	901.83	506.39
		MW	811.65	455.75

Từ bảng trên ta nhận thấy với quy hoạch phát triển các nguồn, lưới điện 110kV, 220kV đã được phê duyệt trong Quy hoạch phát triển lưới điện tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2016-2025 có xét đến 2035, tính đến năm 2020 về tương đối, các trạm 220kV của tỉnh Ninh Thuận có khả năng truyền tải tối đa 455,7 MW công suất nguồn phát của các nhà máy điện gió và điện mặt trời trong điều kiện vận hành bình thường ở mức 75% công suất định mức.

Với bảng cân đối cấp điện áp 500kV, giả thiết TBA 500kV Vĩnh Tân và các đường dây 220kV liên lạc với các tỉnh lân cận, các đường dây 220kV ở tỉnh lân cận có liên lạc với trạm 500kV Vĩnh Tân sẽ làm nhiệm vụ chuyên tải công suất phát của các nguồn phát điện ở cấp 220kV đi cấp điện cho phụ tải các khu vực khác và phát lên lưới 500kV, và TBA 220kV nối cấp trong NMTĐ Đa Nhim sẽ cấp điện cho phụ tải tỉnh Bình Thuận. Tổng công suất các nguồn tái tạo (gió và mặt trời) có thể bổ sung thêm và được chuyên tải ổn định lên lưới 500kV thông qua các trạm 500kV và các đường dây liên lạc cấp điện áp 220kV (vận hành 75% công suất) được xác định như sau: Tổng công suất các TBA 500kV và công suất định mức mang tải của các đường dây liên lạc cấp điện áp 220kV (vận hành 75% công suất) trừ đi lượng công suất chênh lệch giữa tổng nguồn

phát điện hiện có ở cấp 220kV và tổng nhu cầu nguồn cấp cho phụ tải nhận điện trực tiếp từ lưới 220kV của tỉnh Ninh Thuận. Trong đó nguồn phát điện hiện có ở cấp 220kV được tính gồm các trạm biến áp 220kV truyền tải công suất phát của các nhà máy điện mặt trời, gió từ cấp 110kV lên lưới 220kV và các nhà máy điện gió, mặt trời đầu nối trực tiếp vào lưới điện 220kV. Trong bảng cân đối tính toán cho 2 mùa: mùa mưa và mùa khô.

Với mùa mưa giả thiết: các nhà máy thủy điện vận hành 90% công suất định mức; các nhà máy điện mặt trời vận hành 10% công suất định mức; các nhà máy điện gió vận hành 90% công suất định mức.

Với mùa khô giả thiết: các nhà máy thủy điện vận hành 40% công suất định mức; các nhà máy điện mặt trời vận hành 90% công suất định mức; các nhà máy điện gió vận hành 90% công suất định mức.

Bảng 3.11. Bảng cân đối nguồn phát và phụ tải cơ sở mùa khô, mùa mưa năm 2020 ở cấp điện áp 500kV tỉnh Ninh Thuận

STT	Hạng mục	Đơn vị	Năm 2020	
			Mùa mưa	Mùa khô
I	Nguồn giải tỏa công suất	MVA	3343.33	3343.33
<i>1</i>	<i>TBA 500kV NĐ Vĩnh Tân</i>	<i>MVA</i>	<i>1800</i>	<i>1800</i>
<i>2</i>	<i>Các đường dây 220kV</i>	<i>MVA</i>	<i>1543.33</i>	<i>1543.33</i>
		<i>MW</i>	<i>1389</i>	<i>1389</i>
	Dd 220kV MĐT Thiên Tân đi Nha Trang	MW	196	196
	Dd 220kV Tháp Chàm 2 đi Cam Ranh	MW	392	392
	Dd 220kV Đa Nhim đi Đức Trọng	MW	285	285
	Dd 220kV Vĩnh Tân đi Phan Rí	MW	344	344
	Đd 220kV ĐMT Hồng Phong đi Phan Thiết	MW	172	172
II	Nguồn NM điện, TBA 220kV ở khu vực Ninh Thuận - Khánh Hòa - Bình Thuận	MVA	1989.3	2488.5

STT	Hạng mục	Đơn vị	Năm 2020	
			Mùa mưa	Mùa khô
1	Nguồn nhà máy nhiệt điện	MVA	995.2	995.2
		MW	895.7	895.7
	NĐ Vĩnh Tân 2	MW	1119.6	1119.6
2	Nguồn nhà máy TĐ	MVA	240.0	106.7
		MW	216.0	96.0
	TĐ Đa Nhim	MW	216	96
3	Nguồn nhà máy ĐMT	MVA	79.1	711.6
		MW	71.2	640.5
	ĐMT Thuận Nam Đức Long	MW	4.5	40.5
	ĐMT Hacom Solar	MW	4.5	40.5
	ĐMT Nhị Hà	MW	4.5	40.5
	ĐMT Mỹ Sơn HLV	MW	4.5	40.5
	ĐMT Hồng Phong 1A, 1B	MW	17.6	158.0
	ĐMT Bim 2, 3	MW	9.8	88.6
	ĐMT Trung Nam	MW	18.4	165.2
	ĐMT Xuân Thiện - Thuận Bắc	MW	20.7	186.3
	ĐMT Thiên Tân	MW	4.5	40.5
4	Nguồn phát từ các TBA 220kV	MVA	675.0	675.0
	TBA 220kV Tháp Chàm 2	MVA	500	500
	TBA 220kV Ninh Phước 2	MVA	500	500
III	Phụ tải cấp điện áp 220kV	MVA	126	126
	TBA 220kV TĐ Đa Nhim	MVA	126	126
IV	Cân đối nguồn và phụ tải ở lưới 220kV (II-III)	MVA	1863.3	2362.5
V	Tổng khả năng truyền hấp thụ	MVA	1110.0	735.6

STT	Hạng mục	Đơn vị	Năm 2020	
			Mùa mưa	Mùa khô
	qua TBA 550kV và các đường dây 220kV liên kết (I-IV)*75%	MW	999.0	662.1

Từ bảng trên ta nhận thấy với quy hoạch phát triển các nguồn, lưới điện 110kV, 220kV đã được phê duyệt trong Quy hoạch phát triển lưới điện tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2016-2025 có xét đến 2035, và giả thiết các trạm biến áp 220kV đều vận hành hết công suất (75% công suất định mức) để truyền tải điện năng phát từ các nguồn tái tạo gió, mặt trời ở lưới 110kV lên lưới 220kV, tính đến năm 2020 về tương đối, lưới điện 220kV và trạm 500kV Vĩnh Tân của khu vực tỉnh Ninh Thuận và lân cận có khả năng hấp thụ thêm khoảng 662MW các nguồn phát năng lượng tái tạo đầu nối trực tiếp vào lưới điện 220kV.

Tiếp đến, để kiểm tra tình trạng lưới điện hiện hữu của khu vực, đề án tính toán trào lưu công suất lưới điện 220/500kV có xét đến các yếu tố về tiến độ các dự án công trình đường dây và trạm biến áp 220kV và 500kV dự kiến xây dựng đến năm 2020 và các nhà máy điện gió, điện mặt trời đã được xây dựng mới trong giai đoạn vừa qua, bằng phần mềm Neplan cho các kịch bản phụ tải cơ sở mùa mưa và phụ tải cơ sở mùa khô.

Các giả thuyết tính toán trào lưu công suất lưới điện 220kV/500kV khu vực Ninh Thuận, Bình Thuận và Khánh Hòa năm 2020 như sau:

- Phụ tải khu vực Ninh Thuận, Bình Thuận và Khánh Hòa năm 2020 được lấy theo các kết quả dự báo trong Quy hoạch phát triển điện lực giai đoạn 2016-2025, có xét đến 2035 của các tỉnh đã được Bộ công thương phê duyệt.

- Vào mùa mưa các nhà máy điện gió sẽ vận hành bình thường với công suất thiết kế của nhà máy và có xét đến hệ số phát của các nhà máy khoảng 90%. Các nhà máy điện mặt trời phát 10% công suất thiết kế. Các nhà máy thủy điện vận hành bình thường với 90% công suất thiết kế.

- Vào mùa khô các nhà máy năng lượng tái tạo điện gió và mặt trời sẽ vận hành bình thường với công suất thiết kế của nhà máy và có xét đến hệ số phát của các nhà máy khoảng 90%. Các nhà máy thủy điện vận hành phát 40% công suất thiết kế.

- Phụ tải ở các nút 500kV trong khu vực sẽ được xem xét dựa trên tổng sơ đồ quy hoạch điện 7 hiệu chỉnh và hiệu chỉnh phù hợp với cân bằng nhu cầu nguồn và phụ tải 220kV của khu vực;

- Phụ tải ở các nút 220kV trong khu vực sẽ được tính toán dựa trên cân bằng công suất nguồn và phụ tải 110kV của khu vực.

Bảng 3.12. Bảng công suất tại các nút phụ tải 220kV năm 2020

TT	Phụ tải	Công suất	
		Mùa mưa	Mùa khô
	Vân Phong	80+j40	60+j25
	Nha Trang	220+j110	185+j90
	Cam Ranh	160+j80	120+j55
	Đa Nhim	10+j5	40+j25
	Tháp Chàm 2	20+j10	-220-j105
	Ninh Phước	20+j10	-220-j110
	Đại Ninh	10+j5	-80-j35
	Phan Thiết 2	100+j50	-160-j75
	Phan Rí	40+j20	-160-j50
0	Hàm Thuận	20+j10	-40-j20
1	Hàm Tân	50+j25	-220-j70

Sau khi tính toán trào lưu công suất với khả năng phát với công suất thiết kế của các nhà máy điện mặt trời và điện gió đang vận hành thì:

- **Lưới điện 500kV**

Bảng 3.13. Kết quả kiểm tra chế độ cực đại năm 2020 lưới điện 500kV khu vực tỉnh Ninh Thuận – Bình Thuận – Khánh Hòa

ST T	Đường dây/MBA	Chế độ cực đại (Mùa khô)			Chế độ cực đại (Mùa mưa)			Tiết diện/Sm ba
		P (MW)	Q (MVar)	% mang tải	P (MW)	Q (MVar)	% mang tải	
1	Vĩnh Tân (AT1)	-554,3	6,2	61,62	-251,4	--1,3	27,9	900
2	Vĩnh Tân (AT2)	-554,3	6,2	61,62	-251,4	--1,3	27,9	900
3	Di Linh (AT1)	-425,7	-0,6	94,2	-331,5	-8,3	73,69	450
4	Di Linh (AT2)	-425,7	-0,6	94,2	-331,5	-8,3	73,69	450
5	500kV Vĩnh Tân – Sông Mây	2.469	262	30,8	2191	321,8	27,4	ACSR795 MCM
6	500kV Vĩnh Tân – rẽ Sông Mây – Tân Uyên	1.697	-200,7	31,2	1429,5	-222,2	27,8	ACSR330

Với chế độ phát với công suất thiết kế của các nhà máy điện mặt trời và điện gió hiện hữu thì các tuyến đường dây 500kV và trạm biến áp 500kV trong khu vực đều không bị quá tải. Tuy nhiên đối với trạm biến áp 500kV độ dự phòng không cao khi sự cố 1 MBA thì máy còn lại sẽ bị quá tải.

- **Lưới điện 220kV**

Bảng 3.14. Kết quả kiểm tra chế độ cực đại năm 2020 lưới điện 220kV khu vực Ninh Thuận

STT	Tuyến đường dây	Chế độ cực đại (Mùa mưa)			Chế độ cực đại (Mùa khô)		
		P (MW)	Q (MVar)	% mang tải	P (MW)	Q (MVar)	% mang tải
1	PHANTHIEP-HAMTHUAN	258.318	23.047	86.32	299.431	7.402	90.17
2	NINHPHUOC-THAPCHAM2	258.23	-15.355	86.03	252.003	49.785	84.63
3	PHANRI-VINHTAN	490.377	-51.612	82.16	352.562	-140.556	63.24
4	DUCTRONG-DANHIM	212.431	10.315	70.88	278.052	-5.547	93.3
5	PHANRI-PHANTHIEP	365.898	-46.065	61.42	471.737	-31.342	78.17
6	PHANTHIEP-BAOLOC	171.648	-15.608	57.37	256.032	-5.666	84.79
7	LONGTHANH-HAMTHUAN	151.146	45.688	53.06	80.291	4.894	26.81
8	NHATRANG-KRONGBUK	-273.826	-128.868	50.64	-78.039	-55.772	16.53
9	PHANTHIEP-DABAC	278.016	120.474	49.25	-163.612	-70.898	29.87

STT	Tuyến đường dây	Chế độ cực đại (Mùa mưa)			Chế độ cực đại (Mùa khô)		
		P (MW)	Q (MVar)	% mang tải	P (MW)	Q (MVar)	% mang tải
10	NHATRANG- KRONGBUK	278.195	139.098	47.95	78.443	26.148	13.86
11	DAININH-DILINH	260	-14.094	43.39	200	10.213	33.37
12	BAOLOC-DILINH	240.478	-4.473	40.09	468.677	37.208	78.25
13	CAMRANH- THAPCHAM2	229.285	16.344	38.3	488.136	193.429	88.19
14	PHANTHIEP-HAMTAN2	211.645	59.209	36.57	-52.674	-39.556	10.91
15	TC.QUANTHE- NINHPHUOC	217.595	-7.181	36.2	3.896	-60.454	9.98
16	TC.QUANTHE-VINHTAN	208.118	-53.49	35.8	-83.458	-146.173	28.05
17	DILINH-DUCTRONG	91.649	-46.119	34.4	156.702	-68.424	57.56
18	DMT.HONGPHONG- PHANTHIEP	100.326	-6.639	33.42	197.814	26.834	65.5
19	DMT.HONGPHONG-	-100.15	-4.066	33.36	-197.126	-32.09	66.13

STT	Tuyến đường dây	Chế độ cực đại (Mùa mưa)			Chế độ cực đại (Mùa khô)		
		P (MW)	Q (MVar)	% mang tải	P (MW)	Q (MVar)	% mang tải
	PHANTHIEP						
20	DILINH-DUCTRONG	-91.538	39.691	33.31	-156.385	64.324	56.57
21	HAMTAN2-CHAUDUC	-160.983	-69.759	29.63	-167.131	-72.424	30.19
22	PHANRI- DMT.HONGPHONG	82.853	-24.388	28.77	39.875	-50.399	21.25
23	HAMTAN2-CHAUDUC	161.138	57.32	28.75	167.292	59.51	29.3
24	NHATRANG- VANPHONG	167.034	4.023	27.96	201.825	10.743	34.83
25	PHANRI- DMT.HONGPHONG	-82.726	13.139	27.84	-39.814	38.166	18.1
26	HAMTHUAN-BAOLOC	-8.618	-77.254	26.12	159.38	-28.04	53.93
27	SONGMAY-BAOLOC	69.341	3.351	25.5	93.122	8.41	33.4
28	HAMTHUAN-BAOLOC	8.671	71.144	23.89	-159.134	24.003	53.57

STT	Tuyến đường dây	Chế độ cực đại (Mùa mưa)			Chế độ cực đại (Mùa khô)		
		P (MW)	Q (MVar)	% mang tải	P (MW)	Q (MVar)	% mang tải
29	MYSON-NINHPHUOC	60.704	-8.708	20.39	28.119	-11.123	9.97
30	HAMTHUAN-DAMI	-51.875	-25.937	19.52	-52.739	-26.37	19.68
31	MYSON-NHIHA	56.227	-15.421	19.4	-12.372	-36.072	12.6
32	HAMTHUAN-DAMI	51.892	22.57	19.02	52.757	22.946	19.17
33	NHATRANG-THIENTAN	-44.4	-26.597	17.32	-149.419	-22.849	52.1
34	NHIHA-VINHTAN	42.744	-28.515	17.12	-133.679	-101.271	55.89
35	VANPHONG-TUYHOA	-86.781	-37.967	15.91	-141.176	-50.42	26.12
36	DONGNAI2-DILINH	-71.978	-61.754	15.83	-27.997	-21.16	5.87
37	VANPHONG-TUYHOA	86.972	-30.445	15.43	141.729	-9.461	24.5
38	DONGNAI2-DILINH	72	54.767	15.07	28	14	5.23
39	NHATRANG-THIENTAN	44.481	0.499	14.78	150.326	7.323	51.22
40	NHATRANG-CAMRANH	68.814	-43.773	13.65	365.623	134.747	67.04
41	T.TAN-X.THIEU-T.BAC	39.984	-2.685	13.31	109.847	-13.596	37.67

STT	Tuyến đường dây	Chế độ cực đại (Mùa mưa)			Chế độ cực đại (Mùa khô)		
		P (MW)	Q (MVar)	% mang tải	P (MW)	Q (MVar)	% mang tải
42	THAPCHAM2-X.THIEU-T.BAC	19.296	-24.205	10.32	-75.955	66.345	33.88
43	BIM2-TC.QUANTHE	-7.297	-28.847	4.95	-72.935	-60.216	15.58
44	TRUNGNAM-THAPCHAM2	18.4	-14.13	3.87	165	55.3	29
45	DANHIM-THAPCHAM	6.432	-6.945	3.15	222.951	-27.991	75.48
46	THUANNAM-NHIHA	-4.5	-2.968	1.79	-40.497	-20.952	15.07
47	HACOM-NHIHA	4.5	2	1.64	40.5	20	14.92
48	THUANNAM-NHIHA	4.5	2	1.64	40.5	20	14.92
49	BIM2-TC.QUANTHE	7.3	3.5	1.34	73	35	13.27

Trong trường hợp vận hành bình thường ở chế độ phụ tải cực đại mùa khô và mùa mưa năm 2020 thì các tuyến đường dây 220kV vận hành ở mức bình thường, tuy nhiên một số tuyến đường đang vận hành ở mức tải cao như bảng sau.

Bảng 3.15. Các tuyến đường dây đầy tải

STT	Tuyến đường dây	Chế độ cực đại (Mùa mưa)			Chế độ cực đại (Mùa khô)		
		P (MW)	Q (MVA _r)	% mang tải	P (MW)	Q (MVA _r)	% mang tải
1	PHANTHET-HAMTHUAN	258.318	23.047	86.32	299.431	7.402	90.17
2	NINHPHUOC- THAPCHAM2	258.23	-15.355	86.03	252.003	49.785	84.63
3	PHANRI-VINHTAN	490.377	-51.612	82.16	352.562	-140.556	63.24
4	DUCTRONG-DANHIM	-211.649	-13.881	71.11	-276.702	8.424	93.2
5	DUCTRONG-DANHIM	212.431	10.315	70.88	278.052	-5.547	93.3
6	PHANRI-PHANTHET	365.898	-46.065	61.42	471.737	-31.342	78.17
7	PHANTHET-BAOLOC	171.648	-15.608	57.37	256.032	-5.666	84.79

Dựa vào bảng tính toán phân bố công suất phụ tải cực đại năm 2020 ở các chế độ vận hành mùa khô và mùa mưa thì:

- Lưới điện 500kV vào mùa mưa và mùa khô điện áp tại các nút đều nằm trong ngưỡng cho phép đồng thời các tuyến đường dây 500kV và trạm biến áp quanh khu vực đều vận hành bình thường, tuy nhiên khả năng dự phòng thấp khi sự cố 1 MBA ở trạm Di Linh hoặc trạm Vĩnh Tân thì toàn bộ trạm sẽ bị quá tải cục bộ, trạm Di Linh và trạm Vĩnh Tân vào mùa khô mang tải cao do phải truyền tải lượng công suất từ các nhà máy điện trong khu vực lên lưới truyền tải.

- Lưới điện 220kV vào mùa mưa và mùa khô điện áp tại các nút phụ tải trong khu vực đang tính toán đều đảm bảo trong ngưỡng cho phép tuy nhiên đã xuất hiện các tuyến đường dây truyền tải trong khu vực bị đầy tải như trong bảng trên đã đề cập tới.

Nhận xét về khả năng mang tải của lưới truyền tải trên địa bàn tỉnh

Ninh Thuận là một tỉnh có nhiều tiềm năng phát triển điện từ nguồn năng lượng gió và mặt trời, trong những năm qua sau khi có các cơ chế khuyến khích phát triển nguồn năng lượng tái tạo từ gió và mặt trời của chính phủ cũng như tỉnh Ninh Thuận tạo mọi điều kiện để doanh nghiệp phát triển điện từ nguồn năng lượng tái tạo đến nay trên địa bàn tỉnh tổng công suất phát điện từ các nhà máy điện mặt trời và điện gió lần lượt là 1.186MW và 104MW.

Theo kết quả dự báo nhu cầu phụ tải của tỉnh Ninh Thuận đến hết năm 2020 công suất của tỉnh sẽ đạt khoảng 157,9MW với nhu cầu công suất nội tại của tỉnh như vậy thì toàn bộ công suất của các nhà máy điện gió, điện mặt và các nhà máy điện tại chỗ của tỉnh sẽ cần phải truyền tải lên lưới điện 220kV và lưới điện 500kV qua các trạm biến áp 220kV và trạm biến áp 500kV. Trong điều kiện tiếp nhận toàn bộ công suất của các nhà máy điện mặt trời, điện gió đang hiện đang vận hành và nguồn điện tại chỗ khác trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận, các tuyến đường dây truyền tải điện 220kV và 500kV của tỉnh Ninh Thuận và khu vực lân cận đều nằm trong ngưỡng vận hành bình thường. Nếu các trạm 220kV vận hành mang tải ở mức 75% công suất thì các trạm 220kV của tỉnh Ninh Thuận có khả năng truyền tải được tối đa thêm 455,7MW nguồn năng lượng tái tạo đầu nối trực tiếp vào lưới điện 110kV. Với điều kiện mang tải 75% công suất định mức, trạm 500kV Vĩnh Tân của tỉnh Ninh Thuận và các đường dây 220kV liên kết với các tỉnh lân cận có thể hấp thụ thêm khoảng 662MW các nguồn phát năng lượng tái tạo đầu nối trực tiếp vào lưới điện 220kV.

III. Nghiên cứu đánh giá hiện trạng hạ tầng lưới điện phân phối tỉnh Ninh Thuận và khả năng tiếp nhận nguồn điện mặt trời áp mái

III.1. Nghiên cứu đánh giá hiện trạng hạ tầng lưới điện phân phối tỉnh Ninh Thuận

Cùng với sự phát triển kinh tế - xã hội, nhu cầu phụ tải ngày càng gia tăng trong khi nguồn điện truyền thống hiện đang được khai thác gần đến ngưỡng giới hạn đồng thời các nguồn NLTT (mặt trời, gió) đang được tập trung phát triển.

Trong quá trình phát triển các nhà máy ĐMT và ĐG công suất lớn luôn phải đối mặt về quỹ đất và hệ thống truyền tải nhằm đáp ứng được khả năng phát công suất của nhà máy. Để giải quyết bài toán nhu cầu nguồn cho phụ tải, ngoài việc phát triển các nhà máy công suất lớn nhằm cung cấp điện cho các phụ tải một khu vực rộng lớn còn có những phương án cấp điện cho một cụm phụ tải nhỏ, hay chỉ đơn giản các phụ tải đơn lẻ. Đó là cách tận dụng nguồn năng lượng từ mặt trời bằng các tấm pin lắp đặt trên mái nhà hay còn gọi điện mặt trời áp mái. Nguồn điện được tạo ra từ hệ thống này giúp tiết kiệm chi phí sử dụng điện cho khách hàng. Đồng thời khách hàng có thể bán lại công suất từ hệ thống điện này khi công suất phát dư thừa. Khả năng tự đảm bảo nhu cầu điện của các hộ gia đình trong lúc cao điểm góp phần giảm được phần nào áp lực cho hệ thống nguồn điện và hệ thống truyền tải.

Từ những lợi ích trên trong thời gian qua, chính phủ đã ban hành các quyết định, cơ chế khuyến khích nhằm kích phát triển điện mặt trời nối lưới cũng như phát triển điện mặt trời áp mái như quyết định số 13/2020/QĐ – Ttg .

Tính đến tháng 5/2020, theo dữ liệu từ Công ty Điện lực Ninh Thuận toàn tỉnh Ninh Thuận có tổng số 738 khách hàng đã lắp đặt hệ thống điện mặt trời áp mái với tổng công suất lắp đặt khoảng 57.415,77kWp và sản lượng phát lên lưới từ tháng 1/2020 đến tháng 5/2020 đạt hơn 32,5 triệu kWh.

Trong giai đoạn tiếp theo, cùng với hành lang pháp lý và các hướng dẫn cụ thể trong đầu tư hệ thống điện mặt trời áp mái sẽ có rất nhiều hộ gia đình, tổ chức tham gia lắp đặt. Do vậy cần có những đánh giá cụ thể hiện trạng hạ tầng của lưới điện phân phối cũng như khả năng tiếp nhận thêm nguồn năng lượng từ điện mặt trời áp mái trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận. Kết quả đánh giá là cơ sở để chính quyền tỉnh Ninh Thuận, Công ty Điện lực Ninh Thuận đề ra các giải pháp phát triển lưới điện phân phối nhằm đáp ứng được nhu cầu phát triển điện mặt trời áp mái.

Đánh giá hiện trạng hạ tầng lưới điện phân phối tỉnh Ninh Thuận

Hiện tại, lưới điện phân phối của tỉnh Ninh Thuận bao gồm hệ thống lưới điện 110kV và hệ thống lưới điện 22kV cụ thể như sau:

➤ Lưới điện 110kV

Nguồn cấp điện trực tiếp cho phụ tải tỉnh Ninh Thuận thông qua 5 trạm biến áp 110kV với các đặc điểm kỹ thuật và phạm vi cấp điện như sau:

- Trạm 110/22kV-25MVA Ninh Sơn nhận điện từ đường dây 110kV Đa Nhim – Hạ Sông Pha - Ninh Sơn. Trạm cấp điện cho khu vực huyện Ninh Sơn và huyện Bác Ái và hiện đang mang tải khoảng 49,1%.

- Trạm 110/22kV-2x25MVA Ninh Phước nhận điện chủ yếu từ đường dây 110kV Tháp Chàm-Ninh Phước và đường dây 110kV liên kết hỗ trợ là Phan Rí-Ninh Phước. Trạm cấp điện cho khu vực huyện Ninh Phước và huyện Thuận Nam và khu vực lân cận và hiện đang mang tải khoảng 50% với tỷ lệ mang tải các MBA lần lượt 50,6%, 53,9%, tương ứng với các MBA T1 và T2.

- Trạm 110/22kV-2x25MVA Ninh Hải nhận điện từ đường dây 110kV Tháp Chàm 2 - Ninh Hải, cấp điện cho huyện Ninh Hải và huyện Thuận Bắc. Trạm hiện đang mang tải với tỷ lệ mang tải các MBA lần lượt 65,5%, 59,3% tương ứng với các MBA T1 và T2.

- Trạm 110/22kV – 2x40MVA Tháp Chàm nhận điện từ đường dây 110kV Tháp Chàm 2 – Tháp Chàm và đường dây 110kV Ninh Sơn-Tháp Chàm. Trạm cấp điện cho khu vực thành phố Phan Rang-Tháp Chàm, một phần huyện Ninh Hải và một phần huyện Ninh Phước và một phần huyện Ninh Sơn. Trạm hiện đang mang tải với tỷ lệ mang tải các MBA lần lượt 76,3%, 23,7% tương ứng với các MBA T1 và T2.

- Trạm 110/22kV – 25MVA Hạc nhân Ninh Thuận 1 nhận điện từ đường dây 110kV Tháp Chàm-Ninh Phước, cấp điện cho khu vực huyện Thuận Nam. Trạm hiện đang mang tải khoảng 40,5%.

Ngoài 5 trạm biến áp trên còn có các trạm biến áp 110kV ĐMT và ĐG cung cấp nguồn điện 110kV cho 5 trạm trên cụ thể trong bảng 1.1:

Bảng 3.16. Các TBA 110kV NM ĐMT và NM ĐG

STT	Trạm biến áp 110kV	Công suất MVA	Điểm đấu nối
1	NMĐMT BIM	25	Đd 110kV Ninh Phước 220kV

STT	Trạm biến áp 110kV	Công suất MVA	Điểm đấu nối
			– Phan Rí
2	NMĐMT Thuận Nam 19	63	Đd 110kV Ninh Phước 220kV – Phan Rí
3	NMĐMT Phước Hữu ĐL 1	31,5	TC 110kV TBA 220kV Ninh Phước
4	NMĐMT Phước Ninh	40	Đd 110kV Ninh Phước 220kV – Phan Rí
5	NMĐMT Vĩnh Tân 1	63	Đd 110kV Ninh Phước 220kV – Phan Rí
6	NMĐMT BP Solar 1	45	TC 110kV TBA 220kV Ninh Phước
7	NMĐMT Bầu Zôn	30	TC 110kV TBA 220kV Ninh Phước
8	NMĐMT Sinenergy Ninh Thuận	63	TC 110kV TBA 220kV Ninh Phước
9	NMĐMT Ninh Phước 6.1, 6.2	63	TC 110kV TBA 110kV TBA 110kV NMĐMT Phước Hữu
10	NMĐMT Phước Hữu	63	TC 110kV TBA 110kV Ninh Phước
11	NMĐG Đầm Nại	63	Đd 110kV Ninh Hải – Tháp Chàm 220kV
12	NMĐMT Nhơn Hải	40	Đd 110kV Ninh Hải – Nam Cam Ranh
13	NMĐG Trung Nam	2x63	TC 110kV TBA 220kV Tháp Chàm 2
14	NMĐG Mũi Dinh	40	TC 110kV TBA 110kV Ninh

STT	Trạm biến áp 110kV	Công suất MVA	Điểm đầu nối
			Thuận 1
15	NMĐMT Gelex	50	TC 110kV TBA 110kV Ninh Thuận 1
16	NMĐMT Hồ Bầu Ngủ	63	Đd 110kV Ninh Thuận 1 – Ninh Phước 220kV
17	NMĐMT Mỹ Sơn	63	Đd 110kV Tháp Chàm – Ninh Sơn
18	NMĐMT Mỹ Sơn 2	63	Đd 110kV Tháp Chàm – Ninh Sơn
19	NMĐMT CMX	63+2x40	Đd 110kV Tháp Chàm – Ninh Sơn và Đd 110kV Tháp Chàm 220kV – TĐ Đa Nhim

Cấp điện cho các trạm biến áp 110kV của tỉnh Ninh Thuận là các tuyến đường dây 110kV xuất phát từ các trạm 220/110kV Tháp Chàm 2, trạm 220/110kV Đa Nhim, trạm 220/110kV Ninh Phước 2 và thủy điện Hạ Sông Pha gồm các tuyến 110kV cụ thể trong bảng sau.

Bảng 3.17. Tình trạng vận hành của các tuyến đường dây 110kV

STT	Tên tuyến đường dây 110kV	Dây dẫn	Số mạch/ chiều dài (km)	Tỷ lệ mang tải
1	TĐ Đa Nhim – TĐ Hạ Sông Pha	ACSR 185	1,7	
2	TĐ Hạ Sông Pha – Ninh Sơn	ACSR 185	12,9	
3	TĐ Đa Nhim – Tháp Chàm 220kV	ACSR336 +ACSR150	4,9+44,4	
4	Tháp Chàm – Tháp Chàm 220kV	ACSR240 +ACSR185	1,25+13,9	

STT	Tên tuyến đường dây 110kV	Dây dẫn	Số mạch/ chiều dài (km)	Tỷ lệ mang tải
5	Ninh Sơn – Tháp Chàm	ACSR185	27,8	
6	Tháp Chàm – rẽ Ninh Thuận 1 – Ninh Phước 220kV	AC300	11,5	
7	Tháp Chàm 220kV – Ninh Hải	ACSR185	11,1	
8	Ninh Hải – Nam Cam Ranh	ACSR185	15,6	
9	Tháp Chàm 220kV – Cam Ranh	ACKP150	41,8	

Hiện tại trên các tuyến đường dây 110kV Ninh Phước – Phan Rí, tuyến đường dây 110kV Tháp Chàm – Ninh Phước và tuyến đường dây 110kV Đa Nhim – Tháp Chàm thường xuyên xảy ra hiện tượng quá tải. Nguyên nhân là do hiện có nhiều nhà máy ĐMT và ĐG đầu nối trên các tuyến đường dây trên cùng phát công suất. Để đảm bảo an toàn cho hệ thống, một số nhà máy đầu nối lên lưới 110kV đã bị cắt giảm công suất phát, có thời điểm lên tới 60% công suất phát.

➤ **Lưới điện 22kV**

Lưới điện trung áp của tỉnh Ninh Thuận sử dụng duy nhất 1 cấp điện áp 22kV cấp điện cho phụ tải của tỉnh. Hiện tại các tuyến đường dây 22kV đang được vận hành với mức mang tải như trong bảng sau:

Bảng 3.18 Tình trạng vận hành của các tuyến đường dây 22kV

STT	Tên TBA	Đường dây	Tiết diện	Chiều dài trực chính (km)	Mang tải %
1	Tháp Chàm	471	ACKP185	10,2	28
		473	ACKP185	13,3	46
		475	ACKP185	16	49
		477	ACKP185	13,2	43
		472	ACKP185	8,2	20
		474	AC185	8	15

STT	Tên TBA	Đường dây	Tiết diện	Chiều dài trực chính (km)	Mang tải %
		476	AC185	19,9	20
		478	AC185	2,5	20
2	Ninh Sơn	471	AC185	12,4	15
		473	AC185	32	14
		475	AC185	11,5	11
		477	AC185	6	30
3	Ninh Phước	471	ACKP185		20
		473	ACKP185		0
		475	ACKP185		28
		477	ACKP185		45
		472	AC185		0
		474	AC185		0
		476	ACSR185	2,5	37
		478	ACSR185	2,5	25
4	Ninh Hải	471	ACKP185	4,95	15
		473	ACKP185	33,6	38
		472	ACKP185	2,5	35
		474	AC185	8	53
		476	ACKP185	5	38
5	Ninh Thuận 1	471	ACSR185	10	13
		473	ACSR185	11	25
		477	ACSR185	15	17

Dựa trên tình trạng mang tải của các tuyến đường dây 22kV tại bảng 1.3, hiện tại các tuyến đường dây đang non tải. Một số tuyến đường có bán kính cấp

diện rộng và tổng độ dài toàn tuyến lên đến 33,6km như xuất tuyến 476, 475 – TBA 110kV Tháp Chàm và xuất tuyến 473 – TBA 110kV Ninh Hải.

Nghiên cứu khả năng tiếp nhận nguồn điện mặt trời áp mái

Tính đến thời điểm tháng 9/2020 đã có 1.607 hệ thống ĐMT áp mái được lắp đặt và đi vào vận hành trên địa bàn tỉnh với tổng công suất đặt khoảng 84.432kWp. Trong các dự án trên, dự án có công suất lắp đặt dưới 100kWp chiếm phần lớn với 1.509 dự án (*chi tiết các dự án ĐMT áp mái đã đi vào vận hành được thể hiện trong phụ lục 1*). Tình hình các dự án ĐMT áp mái của tỉnh Ninh Thuận được trình bày trong bảng sau.

Bảng 3.19. Tình hình các dự án ĐMT áp mái của tỉnh Ninh Thuận

Dự án ĐMT áp mái đã vận hành						Dự án ĐMT áp mái Đã thỏa thuận đấu nối chưa vận hành		Dự án ĐMT áp mái đang xin thỏa thuận đấu nối	
2018		2019		T9/2020		Dự án	Công suất (kWp)	Dự án	Công suất (kWp)
Dự án	Công suất (kWp)	Dự án	Công suất (kWp)	Dự án	Công suất (kWp)				
21	148,3	583	41.012,4	1.022	43.038,35	1.350	194.403	483	12.743

Trong Quy hoạch điện 7 hiệu chỉnh, nguồn điện phát triển từ nguồn NLTT được xem là một trong những nguồn bổ sung vào cơ cấu phát triển nguồn điện. Sau khi Quy hoạch điện 7 hiệu chỉnh được phê duyệt, để làm đòn bẩy phát triển nguồn điện từ các nguồn NLTT nói chung và nguồn từ ĐMT nói riêng, Thủ tướng chính phủ đã ban hành Quyết định Số 11/2017/QĐ – TTg về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời ở Việt Nam trong đó có ĐMT áp mái. Tiếp theo đó, Tập đoàn Điện lực Việt Nam EVN đã có văn bản số 1337/EVN – KD hướng dẫn thực hiện với các dự án điện mặt trời áp mái tới các Tổng công ty Điện lực. Tính đến hết năm 2018 ĐMT áp mái trên toàn quốc phát triển ở mức hạn chế. Trên toàn tỉnh Ninh Thuận mới chỉ có 21 dự án được đưa vào vận hành với tổng công suất đạt 148,3kWp. Đến năm 2019 khi Bộ tài chính có văn bản số 1534/BTC – CST về chính sách ưu đãi đối với dự án điện mặt trời áp mái có công suất lắp đặt không quá 50kW, các dự án điện mặt trời áp mái được lắp đặt tăng lên trên toàn quốc cũng như ở Ninh Thuận. Tính đến hết năm 2019 tổng số dự án ĐMT áp mái được lắp đặt tại tỉnh Ninh Thuận đạt 583 dự án với tổng công suất là 41.012,4kWp. Năm 2020, sau Quyết định số 13/2020/QĐ – TTg của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam, số lượng dự án lắp đặt và được đưa vào vận hành tăng đột biến. Tổng số dự án đi vào hoạt động trong 9 tháng đầu năm 2020 là 1.022 dự án với tổng công suất lắp đặt 43.038,35kWp. Cùng với đó, hiện có rất nhiều dự án ĐMT áp mái đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa lắp đặt vận hành và các dự án ĐMT áp mái đang xin thỏa thuận đấu nối được vận hành trong năm 2020. Tổng các dự án này trên toàn quốc lên đến 1.833 dự án với tổng công suất lắp đặt 207.146kWp.

Với số lượng dự án điện mặt trời áp mái đăng ký và sẽ đi vào hoạt động trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận như trên thì một số phần tử trên lưới điện sẽ bị quá tải cụ thể trong phụ lục 1.

Để dự phòng cho trường hợp điện năng phát của các hệ thống áp mái nhiều hơn nhu cầu phụ tải của khu vực và cần phát lên lưới, cần tiến hành đánh giá khả năng tiếp nhận thêm nguồn năng lượng ĐMT áp mái của lưới điện trung áp. Trong đề án này thực hiện tính toán, cân đối với dữ liệu phụ tải của tỉnh Ninh Thuận được lấy theo Quy định phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2016 – 2025, có xét đến năm 2035.

Để tính toán khả năng hấp thụ, đề án tiến hành tính toán tại 2 cấp điện áp 22kV và 110kV. Trong đó:

- Tại cấp điện áp 22kV khả năng hấp thụ của lưới chỉ xét đến các tuyến đường dây 22kV. Khả năng hấp thụ thêm điện năng từ ĐMTAP của lưới 22kV sẽ được tính toán bằng cách lấy tổng giới hạn của đường dây 22kV (mức 100% tải) trừ đi lượng công suất chênh lệch giữa nguồn phát ở dưới cấp 22kV và tổng nhu cầu nguồn cấp của phụ tải. Trong đó: Tổng công suất nguồn phát dưới cấp 22kV được xác định bằng tổng công suất các nguồn điện đang vận hành + các nguồn điện đã được thỏa thuận đấu nối + các dự án đang thỏa thuận đấu nối.

- Tại cấp điện áp 110kV đề án chỉ tính khả năng hấp thụ đối với các trạm biến áp thuộc đầu tư của EVN, các trạm chuyên dùng cho các nhà máy điện Gió, điện mặt trời quy mô lớn sẽ không được xem xét., Tổng khả năng hấp thụ được xác định như sau: Tổng công suất định mức của TBA 110kV trừ đi lượng công suất chênh lệch giữa tổng công suất phát ở cấp điện áp 22kV và phụ tải tiêu thụ trực tiếp từ lưới điện 22kV (nếu có). Trong đó: Tổng công suất nguồn phát cấp 22kV được xác định bằng giới hạn truyền tải của lưới điện 22kV của tỉnh.

Từ các giả thuyết tính toán trên ta có bảng khả năng hấp thụ đối với từng cấp điện áp như sau:

Bảng 3.20. Khả năng tiếp nhận công suất lên lưới 22kV

STT	Khả năng tiếp nhận công suất lưới 22kV	
1	Pmax (MW)	139,3
2	Công suất khả dụng ĐMT áp mái đã lắp đặt (MW)	75,9
3	Công suất của các dự án đã thỏa thuận đấu nối chưa vận hành	174,9
4	Công suất của các dự án đang thỏa thuận đấu nối	11,4
5	Giới hạn công suất truyền tải của lưới điện 22kV (MW)	480
6	Khả năng tiếp nhận công suất lên lưới điện 22kV (4 = 5 - 4 - 3 - 2 + 1)	357,1

Bảng 3.21. Khả năng truyền tải công suất lên lưới điện 110kV

STT	Khả năng tiếp nhận công suất lên lưới điện 110kV	
1	Công suất phát từ lưới 22kV lên (MW)	480
2	Tổng công suất nguồn trạm 110kV (MVA)	280
3	Tổng công suất nguồn trạm 110kV quy đổi ra MW với hệ số Cosfi = 0.9	250
-	Tháp Chàm (2x40MVA)	80
-	Ninh Sơn (25MVA)	25
-	Ninh Phước (2x25MVA)	50
-	Ninh Hải (2x25MVA)	50
-	Ninh Phước (2x25MVA)	50
-	Ninh Thuận 1 (25MVA)	25
4	Khả năng tiếp nhận công suất lên lưới điện 110kV (4 = 3 – 1)	-230

Từ bảng trên ta nhận thấy ở lưới 22kV, so sánh khả năng chuyên tải của lưới với tổng công suất các dự án đã và đang chờ phê duyệt, lượng công suất từ nguồn phát năng lượng tái tạo có thể bổ sung thêm vào lưới trung áp (trong trường hợp bố trí hợp lý để không quá tải các đường dây trung áp) là 357,14MW. Đối với các trạm 110kV, với giả thuyết các trạm 110kV vận hành hết công suất (100% công suất định mức) thì khả năng tiếp nhận thêm công suất năng lượng tái tạo truyền từ lưới điện 22kV lên cũng chỉ là 250MW, nhỏ hơn so với 480MW tổng công suất có thể chuyên tải từ lưới 22kV lên. Như vậy có thể thấy, với hiện trạng các trạm biến áp 110kV hiện tại, mặc dù lưới điện 22kV của tỉnh Ninh Thuận có thể hấp thụ thêm khoảng 357,14MW, nhưng do bị giới hạn bởi tổng dung lượng công suất các trạm 110kV nên tổng công suất điện mặt trời áp mái có thể hấp thụ bởi lưới phân phối tỉnh Ninh Thuận chỉ là 250MW. Ngoài ra, như đã đề cập trong hiện trạng của lưới điện 110kV ở phần trên, hiện nay một

số tuyến đường dây 110kV đang bị quá tải do các nhà máy ĐMT và ĐG đầu nối trực tiếp cùng phát công suất lên.

Do vậy để có thể tiếp nhận thêm 357,14MW từ nguồn ĐMT áp mái từ hệ thống 22kV lên lưới điện 110kV thông qua các trạm biến áp 110kV cần phải tính toán giải phóng công suất của các nhà máy đầu nối lên lưới 110kV và tăng khả năng tải của các đường dây 110kV liên kết cấp điện cho các trạm 110kV.

IV. Đánh giá tổng quát về thể chế, cơ chế chính sách hiện có liên quan đến hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo (điện gió và điện mặt trời)

Thực hiện Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam, Chính phủ và các Bộ, ngành, địa phương đã ban hành nhiều cơ chế, chính sách hỗ trợ (các cơ chế chính sách cơ bản được nêu ở Phụ lục 2 của Báo cáo này) và đã thu được những kết quả tích cực. Bên cạnh đó, quá trình thực hiện phát triển NLTT cũng còn gặp nhiều khó khăn, thách thức. Kết quả nghiên cứu của Đề án cũng như kết quả một số hội thảo do Bộ Công Thương, các tổ chức khác tổ chức cho thấy có chung một số nhận định, tóm tắt dưới đây⁶:

“a) Về cơ chế, chính sách

- Trong quá trình thực hiện dự án, nhiều chính sách, cơ chế của các cơ quan quản lý Nhà nước thay đổi. Việc chậm ban hành các văn bản hướng dẫn, thời gian xem xét phê duyệt điều chỉnh, bổ sung quy hoạch kéo dài đã ảnh hưởng không nhỏ đến tiến độ dự án.

- Một số quy định hiện hành về đầu tư xây dựng còn thiếu tính thống nhất, chông chéo gây nên những khó khăn nhất định; Công tác chuẩn bị đầu tư, phải trình qua nhiều cấp thẩm quyền thẩm định và phê duyệt; công tác thỏa thuận vị trí trạm và hướng tuyến đường dây kéo dài.

- Một số quy định còn gây khó khăn, lúng túng cho doanh nghiệp trong quá trình thực hiện như: yêu cầu về tỷ suất hoàn vốn nội tại (IRR) không quá 12% gây khó cho doanh nghiệp khi tính toán hiệu quả tài chính; thẩm quyền thẩm tra, thẩm định, phê duyệt đối với các bước trong công tác chuẩn bị đầu tư

⁶ Báo cáo của Thường trực Ban Chỉ đạo phát triển điện lực quốc gia gửi Thủ tướng Chính phủ về kết quả Hội thảo khoa học “Cơ chế chính sách phát triển nguồn điện theo hình thức IPP tại Việt Nam – Những vấn đề đối với các nhà đầu tư” do Thường trực Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực đã chủ trì tổ chức ngày 18 tháng 9 năm 2020, tại Hà Nội

đôi khi còn chưa rõ; chưa có sự bình đẳng, công bằng về chính sách giữa các dự án IPP với dự án BOT...

b) Về công tác giải phóng mặt bằng

Công tác đền bù GPMB các dự án điện vẫn là một trong những vướng mắc lớn nhất trong triển khai thực hiện các dự án điện, đặc biệt là các dự án lưới điện và ngày càng có xu hướng phức tạp, đặc biệt là hiện nay xuất hiện khó khăn, vướng mắc trong GPMB liên quan đến chuyển đổi mục đích sử dụng đất rừng do thủ tục rất phức tạp và mất nhiều thời gian; Công tác quản lý đất đai ở một số địa phương còn nhiều hạn chế, đặc biệt là đối với khu vực vùng sâu vùng xa; Việc đăng ký quy hoạch, kế hoạch sử dụng đất tại các địa phương cho các dự án điện, đặc biệt là các dự án đường dây và trạm gập khó khăn do các quy định về trình tự, thủ tục và hồ sơ theo Luật Lâm nghiệp, Luật Đất đai và các văn bản hướng dẫn thi hành chưa thực sự phù hợp với quy định tại Luật Xây dựng và các văn bản hướng dẫn liên quan.

c) Về thu xếp tài chính

Đây là vấn đề được các nhà đầu tư tư nhân hết sức quan tâm và cũng là khâu khó khăn nhất trong quá trình triển khai dự án, đặc biệt là hiện nay Chính phủ tạm dừng chủ trương bảo lãnh cho các dự án điện. Một số tổ chức tín dụng nước ngoài yêu cầu một số điều kiện chưa được quy định trong các văn bản pháp luật cũng đã gây khó khăn kéo dài trong thu xếp vốn (như sản lượng Qc 90%/năm, thời gian huy động công suất trong quá trình thu hồi vốn vay đối với dự án là 10 năm).

d) Các khó khăn, vướng mắc khác

- Tiến độ đầu tư hệ thống lưới điện để giải tỏa công suất các dự án nguồn chưa thực sự đồng bộ với việc xây dựng các nhà máy điện, do đó ảnh hưởng đến công tác đấu nối và hiệu quả đầu tư. Bên cạnh đó, do chưa có quy định, hướng dẫn cụ thể về các điều kiện ràng buộc về kinh tế đối với Chủ đầu tư khi xảy ra trường hợp thực hiện tiến độ các nguồn điện chậm hơn so với cam kết hoặc dừng đầu tư nên làm ảnh hưởng đến hiệu quả đầu tư các công trình lưới điện đồng bộ.

- Công tác đàm phán Hợp đồng PPA bị kéo dài do nhiều nguyên nhân khách quan và chủ quan, chủ yếu là do các nội dung quy định hướng dẫn hiện nay chưa đầy đủ, phù hợp với hình thức đầu tư IPP trong cơ chế thị trường điện cạnh tranh để hài hòa lợi ích giữa Nhà đầu tư, Chính phủ và lợi ích của người

dân.

Trong đó, hội thảo nhận được ý kiến phân tích 10 nội dung vướng mắc (rủi ro) cần phải được giải quyết trong hợp đồng PPA để có đủ điều kiện huy động vốn quốc tế đối với các dự án quy mô lớn, gồm: (i) Rủi ro về đầu ra (xác định mức bao tiêu tối thiểu bắt buộc); (ii) vấn đề thanh toán các nghĩa vụ liên quan trên cơ sở xác định biểu giá cố định/biểu giá biến đổi; (iii) Cách thức thanh toán nghĩa vụ đối với nước ngoài trên cơ sở quy định cơ chế chuyển đổi ngoại hối; (iv) Rủi ro khi thay đổi chính sách pháp luật/thuế; (v) Sự kiện bất khả kháng được xác định để quản lý rủi ro; (vi) Việc giải quyết tranh chấp; (vii) vấn đề chấm dứt và thanh toán chấm dứt hợp đồng; (viii) Những vấn đề nghĩa vụ/nợ khi có bên mất khả năng thanh toán; (ix) Hỗ trợ thanh toán của Chính phủ do được xác định là bên liên đới với EVN; (x) Rủi ro về truyền tải đầu nối.

Những nội dung này, các nhà đầu tư đề xuất cần phải được xác định, giải quyết trong hợp đồng PPA, chia sẻ rủi ro với nhà đầu tư để có thể thu xếp vốn đầu tư.“

Ngoài ra, trong phạm vi Đề án, đã tổ chức hai hội thảo, trong đó có Hội thảo quốc tế: “Mô hình phát triển Ninh Thuận trở thành trung tâm NLTT của cả nước, các tiêu chí đánh giá và các giải pháp thực hiện“ được tổ chức tại Ninh Thuận ngày 15/11/2019, có các chuyên gia nước ngoài đến từ Ban nghiên cứu công nghệ GridSTART, Viện năng lượng tự nhiên Hawaii, Hoa Kỳ; Đại học Queensland, Australia; Đại học Palermo, Italia và hơn 90 đại biểu đến từ các cơ quan quản lý và các doanh nghiệp phát triển NLTT trên địa bàn tỉnh. Qua các bài trình bày của các diễn giả và thảo luận của các đại biểu tham dự, bao gồm các chuyên gia quốc tế đến từ Mỹ, Ý, Úc; Đại diện Văn phòng Ban chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực; Cục Điện lực và năng lượng tái tạo; Viện Khoa học năng lượng - Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam; các nhà quản lý của Ninh Thuận, các chuyên gia, tư vấn trong nước, các doanh nghiệp tham gia phát triển nhà máy điện NLTT, các đơn vị điện lực trực thuộc EVN trên địa bàn Ninh Thuận, Hội thảo nhất trí một số nhận định như sau:

(1). Ninh Thuận có tiềm năng năng lượng gió và mặt trời vào hàng tốt nhất trong cả nước (tốc độ gió trên 7 m/s ở độ cao trên 65 mét; bức xạ mặt trời 5,5kWh/m².ngày, số giờ nắng 2600-2800h/năm).

(2). Có quỹ đất đủ lớn để phát triển các dự án điện gió, điện mặt trời thương mại (sau khi đã loại trừ các khu vực vì lý do địa hình, đất đã quy hoạch cho các mục đích sử dụng khác ...)

(3). Nhiều nhà đầu tư quan tâm xây dựng các nhà máy điện gió, điện mặt trời (UBND tỉnh đã chấp thuận 632,03MW điện gió, 1.816,8MW điện mặt trời, đã vận hành thương mại 1.063MW điện gió và ĐMT)

(4). Tuy vậy, các dự án điện mặt trời, điện gió thương mại của Ninh Thuận ở xa trung tâm phụ tải. Hệ thống lưới điện 110kV và lưới truyền tải hiện tại không đáp ứng yêu cầu giải tỏa hết công suất phát của các nhà máy điện NLTT. Do phát triển các dự án điện mặt trời và điện gió có thời gian xây dựng nhà máy ngắn, chỉ vài tháng đến 1 hoặc 2 năm, trong khi xây dựng, tăng cường lưới điện 110kV hay lưới truyền tải (220kV và 500kV) phải mất từ 3 đến 5 năm và có thể lâu hơn. Hơn nữa, việc xây dựng và quản lý vận hành lưới điện do các doanh nghiệp thuộc EVN quản lý và thực hiện, trong khi xây dựng nhà máy điện NLTT là các chủ đầu tư khác, chủ yếu là các nhà đầu tư tư nhân nên việc phối hợp đồng bộ giữa phát triển các nhà máy điện NLTT với lưới điện 110kV và lưới truyền tải gặp rất nhiều khó khăn. Những khó khăn đó đến từ nhiều khía cạnh, như:

(a). Hiệu quả kinh tế - tài chính/ khả năng thu hồi vốn đầu tư của các dự án đầu tư phát triển nhà máy điện NLTT và các dự án lưới điện là khác nhau. Trong khi các dự án đầu tư phát triển các nhà máy điện NLTT có hiệu quả kinh tế - tài chính cho các nhà đầu tư thì các dự án đầu tư lưới điện chỉ để đáp ứng giải tỏa công suất các nhà máy NLTT có hiệu quả kinh tế - tài chính rất thấp do chỉ vận hành được trong thời gian ngắn, khoảng trên 2000 giờ trong năm.

(b). Khả năng thu xếp vốn đầu tư cho các dự án lưới điện gặp nhiều khó khăn, một phần do khả năng tài chính của các đơn vị chịu trách nhiệm đầu tư và quản lý vận hành lưới điện thuộc EVN bị hạn chế, một phần do hiệu quả kinh tế - tài chính thấp, dẫn đến thời gian thu hồi vốn đầu tư dài, vượt quá tiêu chí giới hạn cho vay của các tổ chức tài chính tín dụng tài trợ vốn.

(c). Quy trình, trình tự, thủ tục đầu tư và quản lý đầu tư v.v... đối với các dự án nhà máy điện NLTT của các nhà đầu tư tư nhân và đối với các dự án phát triển lưới điện của các đơn vị thuộc EVN được quản lý và thực hiện khác nhau nên có sự chênh lệch về tiến độ thực hiện khá lớn.

(d). Những vấn đề pháp lý về đầu tư, quản lý vận hành liên quan như Luật Điện lực, Luật đầu tư... và các văn bản quy phạm pháp luật liên quan; Quy hoạch phát triển điện lực v.v... cũng còn tồn tại một số điểm chưa đồng bộ cần tháo gỡ để đạt mục tiêu khai thác tối ưu nguồn NLTT trên địa bàn Ninh Thuận nói riêng và toàn quốc nói chung.

Đánh giá về những khó khăn, vướng mắc trong quá trình phát triển năng lượng tái tạo trên toàn quốc nói chung và tại Ninh Thuận nói riêng cho thấy, cần thiết phải có một mô hình phát triển hợp lý TTNLTT Ninh Thuận

V. Hệ thống hoá cơ sở khoa học và cơ sở thực tiễn về phát triển tỉnh Ninh Thuận trở thành trung tâm NLTT của cả nước

V.1. Cơ sở khoa học và điều kiện pháp lý

TTNLTT là một vùng địa lý mà ở đó sẽ xây dựng các dự án phát điện NLTT và hệ thống lưới điện để thu gom và truyền tải điện đến lưới điện quốc gia. Theo Luật Quy hoạch hiện hành, các dự án phát điện và truyền tải điện được thực hiện theo quy hoạch phát triển điện lực quốc gia. Quy hoạch tỉnh sẽ có nội dung về phương án phát triển mạng lưới cấp điện, bao gồm các công trình cấp điện và mạng lưới truyền tải điện đã được xác định trong quy hoạch cấp quốc gia, quy hoạch vùng trên địa bàn, mạng lưới truyền tải và lưới điện phân phối⁷. Ở Ninh Thuận, NLTT là ngành kinh tế quan trọng trên địa bàn, là nội dung được coi trọng trong quy hoạch tỉnh. Theo kế hoạch hành động thực hiện Nghị quyết 55 của Tỉnh ủy Ninh Thuận và dự báo nhu cầu công suất cực đại của tỉnh, đến năm 2030 sẽ có khoảng 13.000 MW điện sản xuất tại Ninh Thuận với sản lượng trên 30 tỷ kWh bán lên lưới truyền tải quốc gia. Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia sẽ cân đối cung – cầu điện trong từng giai đoạn, xác định cơ cấu nguồn điện để huy động các nguồn phát theo cơ chế cạnh tranh và xây dựng lưới truyền tải phù hợp. Việc đồng bộ giữa phát triển các dự án nguồn điện tái tạo tại Ninh Thuận với nhu cầu huy động công suất, điện năng của thị trường điện và phát triển lưới truyền tải trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia là yêu cầu cấp thiết để hiện thực hóa Nghị quyết 115 của Chính phủ, đồng thời cũng là giải pháp được nêu trong Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị. Để giải quyết vấn đề này, cần có một quy hoạch chi tiết có tính chất kỹ thuật, chuyên ngành để tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia theo Luật Quy hoạch⁸, đó là “Quy

⁷ Luật Quy hoạch 2017

⁸ Theo mục 39, Phụ lục 2 của Luật Quy hoạch 2017

hoạch phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận”. Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận sẽ đặt mục tiêu khai thác triệt để và hiệu quả nguồn NLTT tại Ninh Thuận theo quan điểm chỉ đạo tại Nghị quyết 55 và kế hoạch hành động của Tỉnh ủy Ninh Thuận. Đồng thời sẽ tích hợp phương án phát triển lưới truyền tải thu gom công suất các nguồn điện NLTT với nội dung về phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh. Tiến độ xây dựng và đưa vào vận hành các dự án phù hợp với yêu cầu huy động nguồn của điện lực quốc gia thông qua các đợt đấu thầu cạnh tranh. Về phía Quy hoạch điện VIII do Bộ Công Thương chủ trì, cần thiết phải ưu tiên huy động nguồn điện được sản xuất tại TTNLTT Ninh Thuận theo quan điểm khai thác triệt để và hiệu quả nguồn NLTT và chỉ định được các nút nhận công suất của TTNLTT Ninh Thuận. Quy hoạch TTNLTT sẽ đồng bộ cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải với các dự án phát điện, đồng thời tối ưu hóa lưới điện trên địa bàn tỉnh để giảm chi phí đầu tư và tiết kiệm đất. Nó sẽ xác định rõ ranh giới, phạm vi của TTNLTT để quy hoạch không gian và các thông số kỹ thuật bố trí các nhà máy điện và các tuyến đường dây tải điện, và cũng từ đó đề xuất cơ chế đặc thù trong phạm vi TTNLTT (về đền bù giải phóng mặt bằng, về tiếp cận các nguồn vốn, về rút gọn quy trình, thủ tục đầu tư v.v...). Thực hiện quy hoạch TTNLTT là phù hợp với quy định tại Luật Quy hoạch⁹ và Nghị quyết 55.

Cần luật hóa tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT đã nêu trong Chiến lược phát triển NLTT Việt Nam¹⁰ và tạo điều kiện để các đơn vị có trách nhiệm thực hiện tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT được thuận lợi. Có thể xây dựng cơ chế cấp chứng chỉ phát điện NLTT cho các đơn vị phát điện tái tạo mới thành lập và hình thành thị trường giao dịch chứng chỉ này. Các đơn vị có trách nhiệm thực hiện tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT có thể mua chứng chỉ mà không nhất thiết phải là chủ sở hữu hoặc mua điện trực tiếp từ nhà máy điện NLTT. Thị trường giao dịch chứng chỉ về tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT sẽ tạo ra động cơ khuyến khích các nhà phát triển đầu tư xây dựng các nhà máy phát điện tái tạo có tính khả thi về hiệu quả đầu tư thông qua việc sử dụng các nguồn lực trên thị trường và đầu tư vào TTNLTT là nơi có tiềm năng NLTT tốt nhất. Đồng thời cũng không khuyến khích xây dựng, phát triển các nhà máy điện NLTT kém hiệu quả kinh tế ở những nơi có tài nguyên NLTT không đủ tốt. Đây cũng là kinh nghiệm thành công tại Texas, Hoa Kỳ khi thu hút đầu tư vào TTNLTT mà chúng ta có thể áp dụng .

⁹ Luật Quy hoạch 2017

¹⁰ Quyết định số : 2068/QĐ-TTg ngày ngày 25 tháng 11 năm 2015 của Thủ tướng Chính phủ Phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050

Phát triển Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước theo Nghị quyết 115 của Chính phủ cũng là bước đi đầu tiên đóng góp vào cơ sở lý luận và thực tiễn để thực hiện Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị về nội dung hình thành và phát triển TTNLTT. Trong quá trình phát triển đã gặp những khó khăn cần được tháo gỡ. Một số cơ chế, chính sách đã thực hiện thí điểm tại TTNLTT Ninh Thuận và những kinh nghiệm quốc tế ở những quốc gia phát triển thành công các TTNLTT cho phép chúng ta, trên cơ sở Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị và hệ thống pháp luật hiện có, bổ sung một số cơ chế chính sách cụ thể và trực tiếp để tạo hành lang pháp lý đầy đủ hơn, thúc đẩy phát triển TTNLTT Ninh Thuận nói riêng và các TTNLTT khác ở những nơi có lợi thế.

V.2. Cơ sở thực tiễn

Thực tế, những nhà phát triển dự án phát điện NLTT chỉ có thể xây dựng đường dây đầu nối từ nhà máy của mình đến “điểm gần nhất” của lưới điện sẵn có ở cùng cấp điện áp để bán điện lên lưới. Tuy nhiên, “điểm gần nhất” đó chưa phải là điểm nút (220kV, 500kV) nhận điện của lưới điện truyền tải quốc gia để đưa đến những nơi có nhu cầu tiêu thụ. Mỗi nhà máy điện phải tự xây dựng đường dây đầu nối đến nút nhận điện của lưới truyền tải quốc gia là không khả thi về kinh tế - tài chính và chiếm dụng rất nhiều đất trên địa bàn. Điều đó dẫn đến sự cần thiết phải thiết lập khu vực hạ tầng lưới điện dùng chung để kết nối từ “điểm gần nhất” đến điểm nút nhận điện của lưới truyền tải quốc gia. Lưới điện dùng chung này sẽ được phát triển, mở rộng dựa trên lưới điện có sẵn của ngành điện để kết hợp hai chức năng: mạng lưới cấp điện cho nhu cầu tiêu thụ của tỉnh; và nhận công suất phát từ “điểm gần nhất” của các nhà máy điện NLTT đưa đến nút nhận điện quốc gia.

Thực trạng phát triển TTNLTT tại Ninh Thuận những năm qua và kinh nghiệm phát triển lưới điện truyền tải trong các TTNLTT đã thành công ở các nước trên thế giới như Mỹ¹¹, Úc¹² cho thấy cần phải có các cơ chế mới để đáp ứng đủ nguồn lực đầu tư hạ tầng lưới điện dùng chung này.

¹¹ Hurlbut, supra note 60, at 690, 693. A revision in 2005 to the Texas Utility Code “directed the Texas [Public Utilities Commission] to ‘designate competitive renewable energy zones’ and to ‘develop a plan to construct transmission.’” Id. at 695.

¹² AEMO, 2018 Integrated System Plan, tr. 50; The Asian Renewable Energy Hub: <https://asianrehub.com/>

Ninh Thuận đã thực hiện thành công bước đầu cơ chế huy động đầu tư tư nhân vào khu vực hạ tầng lưới điện truyền tải dựa trên việc phân định rõ phạm vi các công trình hạ tầng lưới điện do Nhà nước mà đại diện là các đơn vị quản lý – vận hành của Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) và các công trình do nhà phát triển dự án nguồn điện tự thực hiện đầu tư - xây dựng. Kinh nghiệm quốc tế tại bang Texas (Mỹ) và tại Úc cho thấy các nhà phát triển dự án nguồn điện có thể chia sẻ chi phí hạ tầng lưới điện bằng cách đệ trình, được phê duyệt và thiết lập khu vực hạ tầng lưới điện dùng chung để cùng sử dụng phục vụ phát điện vào lưới. Về nguyên tắc, các nhà phát triển nguồn điện sẽ phụ trách đầu tư phần lưới điện từ nhà máy của mình (hoặc từ cụm nhà máy điện) đến điểm đấu gần nhất của lưới điện dùng chung. Đầu tư phát triển, mở rộng lưới điện dùng chung sẽ là chia sẻ trách nhiệm của các đơn vị sử dụng (các máy điện và các đơn vị của EVN) và có thể có thêm các nhà đầu tư độc lập. Như vậy sẽ giảm gánh nặng đầu tư của EVN, đồng thời đảm bảo tiến độ huy động nguồn điện kịp thời. Đề xuất này dựa trên nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu thực hiện Nghị quyết 55 và nó cần đạt được sự đồng thuận của tất cả các bên tham gia, cần đạt được tính phổ quát, công khai và công bằng.

Để khu vực tư nhân mà điển hình là các nhà phát triển nguồn điện thu hồi chi phí đầu tư vào hạ tầng lưới điện dùng chung, cần tạo hành lang pháp lý và cơ chế, chính sách mang tính khuyến khích để bảo đảm khả năng thu hồi chi phí và tính thanh khoản của tài sản – là các khoản đầu tư vào hạ tầng lưới điện. Nhà nước, trực tiếp hoặc thông qua đơn vị quản lý - vận hành lưới điện truyền tải có thể cung cấp cho họ lựa chọn hình thức nhận thanh toán khoản đầu tư vào hạ tầng truyền tải theo khung giá nhà nước quy định hoặc một hình thức thanh toán khác. Việc thanh toán khoản đầu tư phải được đảm bảo và trong trường hợp lý tưởng nhất, có tính thanh khoản cao, để các nhà đầu tư không gặp khó khăn khi muốn duy trì sự linh hoạt của tài sản với các thương vụ, tối thiểu là bảo toàn được vốn và các chỉ tiêu kinh tế - tài chính đối với hoạt động đầu tư, phát triển nguồn điện. Một lựa chọn thực tế là cho phép quyền nhận khoản thu hồi đầu tư của các nhà đầu tư hoặc nhà phát triển nguồn điện được giao dịch trên thị trường chứng khoán hoặc các nền tảng tài chính hợp pháp như một tài sản. Mặc dù sẽ phải có các quy định cụ thể, chi tiết để điều chỉnh mối quan hệ giữa nhà đầu tư hạ tầng lưới điện và đơn vị tiếp nhận và quản lý vận hành, nhóm tác giả nhận định đây là một lựa chọn khả thi, có tiềm năng giúp ngành điện có thể thực hiện được các mục tiêu phát triển đã đề ra trong trung và dài hạn. Thực tế phát triển

NLTT gần đây cho thấy một số nhà đầu tư tư nhân đã chủ động nguồn lực để tự xây dựng và vận hành – quản lý các công trình trạm biến áp và đường dây đến cấp điện áp 500kV. Mô hình này được nhân rộng với cơ sở pháp lý rõ ràng và đầy đủ sẽ tạo điều kiện và triển vọng phát triển lớn hơn đối với lĩnh vực NLTT tại Việt Nam.

VI. Đề xuất mô hình phát triển Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước

VI.1. Cấu trúc TTNLTT Ninh Thuận

TTNLTT Ninh Thuận là một vùng địa lý thuộc địa bàn tỉnh Ninh Thuận. Ở đó có các thực thể là các dự án nguồn điện NLTT và hệ thống lưới điện được các doanh nghiệp không phân biệt các thành phần kinh tế đầu tư, quản lý, vận hành và kinh doanh theo quy định của hệ thống pháp luật Việt Nam hiện hành, *chịu sự quản lý của chính quyền địa phương là UBND tỉnh Ninh Thuận.*

Các dự án nguồn điện độc lập (IPP) do các nhà đầu tư ngoài EVN xây dựng, vận hành và khai thác.

Hệ thống lưới điện trên địa bàn tỉnh được tích hợp hai chức năng: (1) là mạng lưới phân phối điện đến các hộ sử dụng điện trên địa bàn; (2) truyền tải điện từ các nhà máy điện lên lưới điện quốc gia. Hệ thống lưới điện này được đề xuất áp dụng các cơ chế cho các nhà đầu tư tư nhân tham gia đầu tư nâng cấp, mở rộng để đáp ứng yêu cầu truyền tải công suất và điện năng của các nhà máy điện vào lưới điện quốc gia trong điều kiện hành lang pháp lý được thiết lập đầy đủ, công khai, minh bạch. Hoặc thiết lập hệ thống hạ tầng lưới điện dùng chung, cho phép tư nhân đầu tư và có cơ chế phân bổ đầu tư và thu hồi vốn đầu tư theo cơ chế thị trường.

Ngoài ra, trong TTNLTT Ninh Thuận cần được quy hoạch một đơn vị sự nghiệp công ích tự trang trải hoặc doanh nghiệp phi lợi nhuận, trong đó có thể cho phép kêu gọi tư nhân đầu tư thực hiện các nhiệm vụ tư vấn như tư vấn đầu tư, kỹ thuật, tài chính, pháp lý, quản lý, cung cấp thông tin - truyền thông/ CSDL..., hỗ trợ kỹ thuật, đào tạo nguồn nhân lực, nghiên cứu phát triển và chuyển giao công nghệ NLTT phục vụ phát triển TTNLTT hoặc có thể mở rộng thành Trung tâm phát triển công nghệ NLTT. Đơn vị này sẽ góp phần nâng cao năng lực, thúc đẩy các hoạt động phát triển NLTT cho các bên liên quan tại địa phương cũng như các đối tác quan tâm đầu tư, phát triển tại địa phương trong

lĩnh vực NLTT. Đồng thời cũng cần quy hoạch, để quỹ đất cho khu vực thug om và xử lý rác thải vật tư, thiết bị NLTT hết thời gian sử dụng.

Toàn bộ cấu trúc vật lý của TTNLTT Ninh Thuận phải được thể hiện ở Quy hoạch phát triển TTNLTT Ninh Thuận.

Hiện nay, đã có các quy hoạch liên quan trực tiếp đến TTNLTT Ninh Thuận:

Về phía tỉnh Ninh Thuận:

* Quy hoạch tổng thể phát triển kinh tế - xã hội tỉnh Ninh Thuận đến năm 2020 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt (*tại Quyết định số 1222/QĐ-TTg ngày 22/7/2011*);

* Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2016 – 2025, có xét đến năm 2035 đã được Bộ Công Thương phê duyệt (*tại quyết định số 667/QĐ-BCT ngày 01/3/2018*);

* Quy hoạch phát triển điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2011 – 2020, tầm nhìn đến 2030 đã trình Bộ Công Thương (*tại tờ trình số 180/TTr-UBND ngày 16/10/2017*);

* Quy hoạch phát triển điện gió tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2011 – 2020, tầm nhìn đến năm 2030 đã được Bộ Công Thương phê duyệt (*tại Quyết định số 2574/QĐ-BCT ngày 23/4/2013*);

* Quy hoạch sử dụng đất tỉnh Ninh Thuận (*Nghị quyết số 41/NQ-CP ngày 28/3/2013 của Chính phủ về quy hoạch sử dụng đất đến năm 2020 và kế hoạch sử dụng đất 5 năm kỳ đầu (2011-2015) tỉnh Ninh Thuận và Nghị quyết số 74/2016/NQ-HĐND ngày 19/12/2016 của HĐND tỉnh Ninh Thuận điều chỉnh Quy hoạch sử dụng đất đến năm 2020 và kế hoạch sử dụng đất 5 năm kỳ cuối tỉnh Ninh Thuận*);

Về phía quốc gia:

* Quy hoạch điều chỉnh phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030 (*tại quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/03/2016*)

Ngoài ra còn có các quy hoạch bổ sung các dự án điện gió, điện mặt trời được Bộ Công Thương thẩm định và phê duyệt riêng lẻ, và các quy hoạch ngành, quy hoạch chi tiết có tính chất kỹ thuật, chuyên ngành liên quan khác cả ở cấp tỉnh và cấp quốc gia.

Các quy hoạch trên được lập và phê duyệt ở các thời điểm khác nhau và đã bộc lộ tính thiếu đồng bộ. Các quy hoạch trên đều chưa tính toán, dự báo được đầy đủ khả năng phát triển các nguồn điện NLTT trên địa bàn tỉnh. Qua rà soát, tính toán lại tiềm năng phát điện thương mại của các nguồn điện gió, điện mặt trời và cập nhật những tiến bộ công nghệ phát điện, đến nay có thể tổng hợp tiềm năng phát triển các nguồn điện NLTT của tỉnh là 17.228 MW, theo từng giai đoạn cụ thể là:

- Đến hết giai đoạn năm 2020 (đã quy hoạch): Tổng cộng 3.258 MW, trong đó, điện mặt trời: 2.417 MW; điện gió đất liền: 841 MW

- Giai đoạn năm 2021- 2025: Tổng cộng 5.990 MW, trong đó, điện mặt trời: 2.618 MW; điện gió trên đất liền: 1.070 MW; điện gió trên biển: 2.302 MW;

- Giai đoạn năm 2026 - 2030: Tổng cộng 7.980 MW, trong đó, điện mặt trời: 3.413 MW; điện gió trên đất liền: 89 MW; điện gió trên biển: 2.078 MW; Thủy điện tích năng 2.400 MW (Bác Ái và Ninh Sơn).

Tuy vậy, đến nay tiềm năng phát triển các nguồn điện NLTT nói trên của tỉnh chưa được nghiên cứu, tính toán đầy đủ trong quy hoạch nên sẽ gặp vướng mắc khi phát triển dự án theo quy định của pháp luật hiện hành.

Về cơ chế, chính sách, Nghị quyết 115/NQ-CP đồng ý tỉnh Ninh Thuận được hưởng chính sách giá điện theo quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 của Thủ tướng Chính phủ đến hết năm 2020 đối với các dự án điện năng lượng mặt trời và hạ tầng đầu nối công suất thiết kế 2.000 MW đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận triển khai. Tỉnh Ninh Thuận đã hoàn thành lắp đặt, vận hành 2.000 MW hưởng chính sách giá điện nói trên. Ngoài chính sách giá điện trong Nghị quyết 115/NQ-CP nói trên, TTNLTT Ninh Thuận chưa có cơ chế, chính sách đặc thù, ưu đãi nào khác. Điều đó dẫn đến, ngoài việc gặp những khó khăn chung của ngành điện NLTT, Ninh Thuận còn gặp khó khăn đặc thù của TTNLTT là tiềm năng phát triển nguồn điện NLTT lớn nhưng khả năng tiếp nhận của lưới điện quốc gia thấp hơn nhiều. Tiến độ đầu tư hệ thống lưới điện để giải tỏa công suất các dự án nguồn chưa thực sự đồng bộ với việc xây dựng các nhà máy điện, do đó ảnh hưởng đến công tác đấu nối và hiệu quả đầu tư, gây ra rủi ro lớn cho nhà đầu tư cả phía nguồn điện NLTT và phía lưới điện.

Đề Ninh Thuận trở thành TTNLTT của cả nước, điều kiện cần thiết đầu tiên là phải triển khai lập Quy hoạch Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận

Nghị quyết 140/NQ-CP ngày 02/10/2020 của Chính phủ Ban hành Chương trình hành động của Chính phủ thực hiện Nghị quyết số 55/NQ-TW ngày 11 tháng 02 năm 2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 đã giao cho Bộ Công Thương nhiệm vụ “Nghiên cứu, quy hoạch một số trung tâm năng lượng tái tạo tại các vùng và các địa phương có lợi thế và cơ chế ưu đãi để thúc đẩy phát triển các trung tâm năng lượng tái tạo”. Đồng thời, Nghị quyết số 115/NQ-CP ngày 31/8/2018 của Chính phủ ban hành “về việc thực hiện một số cơ chế, chính sách đặc thù hỗ trợ tỉnh Ninh Thuận phát triển kinh tế-xã hội, ổn định sản xuất, đời sống nhân dân giai đoạn 2018-2023” đã xác định chủ trương phát triển Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước (điện gió, điện mặt trời).

Để thực hiện hai Nghị quyết nói trên, việc triển khai lập Quy hoạch Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận là rất cần thiết.

Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận sẽ đặt mục tiêu xây dựng hạ tầng điện lực để có thể khai thác triệt để và hiệu quả nguồn NLTT tại Ninh Thuận theo quan điểm chỉ đạo tại Nghị quyết số 55/NQ-TW của Bộ Chính trị. Đồng thời sẽ tích hợp phương án phát triển lưới truyền tải thu gom công suất các nguồn điện NLTT với nội dung về phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh. Tiến độ xây dựng và đưa vào vận hành các dự án phù hợp với yêu cầu huy động nguồn của điện lực quốc gia thông qua các phương thức huy động nguồn điện của điện lực quốc gia. Quy hoạch TTNLTT sẽ đồng bộ quá trình mở rộng/nâng cấp cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải với các dự án phát điện, đồng thời tối ưu hóa lưới điện trên địa bàn tỉnh để giảm chi phí đầu tư và tiết kiệm đất. Nó sẽ xác định rõ ranh giới, phạm vi của TTNLTT để quy hoạch không gian và các thông số kỹ thuật bố trí các nhà máy điện và các tuyến đường dây tải điện. Nó cũng là căn cứ để đề xuất các cơ chế, chính sách đặc thù để tận dụng lợi suất quy mô, tạo ra một vùng NLTT cạnh tranh, thu hút các nhà đầu tư, mang lại hiệu quả kinh tế - xã hội cao nhất. Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận cần được xác định là quy hoạch chi tiết có tính chất kỹ thuật, chuyên ngành để tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia theo Luật Quy hoạch¹³, và như vậy nó sẽ đồng bộ

¹³ Theo mục 39, Phụ lục 2 của Luật Quy hoạch 2017

với Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn VIII do Bộ Công Thương đang chủ trì lập.

VI.2. Mô hình quản lý và hoạt động TTNLTT Ninh Thuận

Bên cạnh nhiệm vụ quản lý nhà nước ngành NLTT như là một ngành kinh tế trên địa bàn tỉnh theo thể chế hiện hành, Đề án kiến nghị thành lập **Hội đồng điều phối phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận** (sau đây gọi tắt là Hội đồng điều phối) nhằm điều phối, thúc đẩy phát triển bền vững Trung tâm NLTT Ninh Thuận. Hội đồng điều phối là tổ chức phối hợp liên ngành do Chủ tịch tỉnh quyết định thành lập, thực hiện chức năng tham mưu, đề xuất với Chủ tịch tỉnh và giúp Chủ tịch tỉnh chỉ đạo, điều phối, kiểm tra, giám sát việc thực hiện phát triển bền vững TTNLTT Ninh Thuận. Những nội dung điều phối bao gồm: Điều phối phát triển bền vững TTNLTT Ninh Thuận; Điều phối lập, thực hiện Quy hoạch phát triển TTNLTT Ninh Thuận giai đoạn 2021 – 2030 tầm nhìn 2045. Những nhiệm vụ, quyền hạn cụ thể của Hội đồng điều phối có thể là:

a) Tham mưu, đề xuất với Chủ tịch tỉnh về cơ chế, chính sách, quy hoạch, kế hoạch, chương trình, đề án, nhiệm vụ, dự án liên quan đến TTNLTT Ninh Thuận trong phạm vi quyền hạn của Chủ tịch tỉnh và tham mưu với Chủ tịch tỉnh đề xuất với Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ những vấn đề thuộc thẩm quyền của Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ, trong đó có:

* Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận, đồng bộ với nội dung quy hoạch mạng lưới điện trong Quy hoạch tỉnh Ninh Thuận thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm **2045**;

* Kiến nghị với Thủ tướng Chính phủ (qua Bộ Công Thương) về việc huy động triệt để và hiệu quả nguồn NLTT theo Kế hoạch hành động của Tỉnh ủy Ninh Thuận thực hiện Nghị quyết 55 BCT trong Quy hoạch điện VIII (quy hoạch ngành quốc gia) theo cơ chế hiệu quả nhất, trong khuôn khổ quy định pháp luật hiện hành.

* Xây dựng phương án, kiến nghị với cấp có thẩm quyền thiết lập cơ sở hạ tầng lưới điện dùng chung thực hiện mục tiêu kép là phân phối điện đến các phụ tải điện trong tỉnh và truyền tải điện sản xuất dồi dư bán lên lưới điện truyền tải quốc gia. Xây dựng phương án huy động nguồn lực, phương án phân bổ vốn đầu tư và thu hồi vốn đầu tư (*xây dựng cơ chế dùng chung phù hợp với cơ chế thị trường*) đối với lưới điện dùng chung.

* Xây dựng, kiến nghị với cấp có thẩm quyền một số cơ chế, chính sách khuyến khích, đặc thù trong phạm vi TTNLTT (về đền bù giải phóng mặt bằng, về tiếp cận các nguồn vốn, về rút gọn quy trình, thủ tục đầu tư v.v...).

* Huy động các nguồn lực hỗ trợ trong nước và quốc tế khác cho hoạt động phát triển bền vững TTNLTT Ninh Thuận.

b) Giúp Chủ tịch tỉnh chỉ đạo điều phối, đôn đốc, kiểm tra, giám sát các sở ngành, UBND các huyện, thành phố thực hiện quy hoạch, các cơ chế, chính sách phát triển bền vững TTNLTT Ninh Thuận; Hỗ trợ các doanh nghiệp giải quyết những khó khăn, vướng mắc trong quá trình đầu tư vào TTNLTT Ninh Thuận;

c) Tổ chức xây dựng cơ sở dữ liệu dùng chung, thiết lập hệ thống thông tin phát triển TTNLTT Ninh Thuận;

d) Tổ chức các hoạt động xúc tiến đầu tư vào TTNLTT Ninh Thuận.

Chi tiết về Hội đồng Điều phối phát triển TTNLTT Ninh Thuận và một số kiến nghị về cơ chế, chính sách đặc thù áp dụng trong phạm vi TTNLTT Ninh Thuận được trình bày tại báo cáo chuyên đề 8.

VII. Kết luận

- Các nước đã thành công trong việc phát triển TTNLTT, điển hình như Mỹ, Úc có chung khái niệm: TTNLTT là một vùng địa lý giàu tài nguyên NLTT (chủ yếu đề cập đến năng lượng gió và năng lượng mặt trời), có diện tích đất phù hợp để phát triển các dự án điện NLTT mà ít phải cạnh tranh với các mục đích sử dụng đất khác và có nhiều nhà đầu tư quan tâm. Vùng này có đặc điểm là không gần các trung tâm phụ tải lớn và không có sẵn đường dây truyền tải điện có khả năng tải được năng lượng điện tái tạo đến các trung tâm phụ tải. Giải quyết việc nâng cấp, mở rộng lưới truyền tải (thường phải xây dựng trước do thời gian xây dựng kéo dài hơn thời gian xây dựng các dự án nguồn điện) để đồng bộ với phát triển các dự án phát điện NLTT là vấn đề cốt lõi để phát triển các TTNLTT. Các nước, do thể chế cho phép, đã tiến hành quy hoạch các TTNLTT, ở đó có các cơ chế xây dựng lưới điện truyền tải dùng chung để các nhà đầu tư nguồn điện có thể cùng tham gia, được phân bổ vốn đầu tư và có cơ chế thu hồi vốn đầu tư lưới truyền tải dùng chung. Để thúc đẩy sự phát triển của TTNLTT, người ta thành lập Hội đồng Điều phối, ở đó có đại diện các cơ quan chính quyền, các tổ chức xã hội dân sự và các doanh nghiệp tham gia để điều phối các hoạt động phát triển TTNLTT.

- Tại Việt Nam, khái niệm TTNLTT là mới mẻ, chưa có định nghĩa và địa vị pháp lý rõ ràng. Tuy nhiên, cụm từ TTNLTT đã được sử dụng tại Nghị quyết 115/NQ-CP của Chính phủ, Nghị quyết 55/NQ-TW của Bộ Chính trị và mới đây nhất là Nghị quyết 140/NQ-CP. Trong phạm vi nghiên cứu được giao, Đề án đề xuất mô hình phát triển TTNLTT Ninh Thuận bao gồm:

+ Phần cứng: TTNLTT Ninh Thuận là một vùng địa lý thuộc địa bàn tỉnh Ninh Thuận. Ở đó có các thực thể là các dự án nguồn điện NLTT và hệ thống lưới điện được các doanh nghiệp không phân biệt các thành phần kinh tế đầu tư, quản lý, vận hành và kinh doanh theo quy định của hệ thống pháp luật Việt Nam hiện hành, *chịu sự quản lý của chính quyền địa phương là UBND tỉnh Ninh Thuận.*

Các dự án nguồn điện độc lập (IPP) do các nhà đầu tư ngoài EVN xây dựng, vận hành và khai thác.

Hệ thống lưới điện trên địa bàn tỉnh được tích hợp hai chức năng: (1) là mạng lưới phân phối điện đến các hộ sử dụng điện trên địa bàn; (2) truyền tải điện từ các nhà máy điện lên lưới điện quốc gia. Hệ thống lưới điện này được đề xuất áp dụng các cơ chế cho các nhà đầu tư tư nhân tham gia đầu tư nâng cấp, mở rộng để đáp ứng yêu cầu truyền tải công suất và điện năng của các nhà máy điện vào lưới điện quốc gia trong điều kiện hành lang pháp lý được thiết lập đầy đủ, công khai, minh bạch. Hoặc thiết lập hệ thống hạ tầng lưới điện dùng chung, cho phép tư nhân đầu tư và có cơ chế phân bổ đầu tư và thu hồi vốn đầu tư theo cơ chế thị trường.

Ngoài ra, trong TTNLTT Ninh Thuận cần được quy hoạch một đơn vị sự nghiệp công ích tự trang trải hoặc doanh nghiệp, trong đó có thể cho phép kêu gọi tư nhân đầu tư thực hiện các nhiệm vụ tư vấn như tư vấn đầu tư, kỹ thuật, tài chính, pháp lý, quản lý, cung cấp thông tin - truyền thông/ CSDL..., hỗ trợ kỹ thuật, đào tạo nguồn nhân lực, nghiên cứu phát triển và chuyển giao công nghệ NLTT phục vụ phát triển TTNLTT hoặc có thể mở rộng thành Trung tâm phát triển công nghệ NLTT. Đơn vị này sẽ góp phần nâng cao năng lực, thúc đẩy các hoạt động phát triển NLTT cho các bên liên quan tại địa phương cũng như các đối tác quan tâm đầu tư, phát triển tại địa phương trong lĩnh vực NLTT. Đồng thời cũng cần quy hoạch, để quỹ đất cho khu vực thug om và xử lý rác thải vật tư, thiết bị NLTT hết thời gian sử dụng.

Toàn bộ cấu trúc vật lý của TTNLTT Ninh Thuận phải được thể hiện ở Quy hoạch phát triển TTNLTT Ninh Thuận và được tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia.

+ Phần mềm: là hệ thống các cơ chế, chính sách ưu đãi, đặc thù nhằm thúc đẩy phát triển TTNLTT Ninh Thuận.

Đề án cũng kiến nghị thành lập Hội đồng điều phối phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận nhằm điều phối, thúc đẩy phát triển bền vững Trung tâm NLTT Ninh Thuận.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Arthouros Zervos (2019). Global status report. Paris: REN21 Secretariat. 336p.
2. Report of CWEA (2018, 2017). China Wind Power Lifting Capacity Statistics Briefing.
3. GWEC (2019), Global offshore wind report, Global Wind Energy Council, Brussels.
4. IEA, “Task 1 Strategic ĐMT Analysis and Outreach – 2020 Snapshot of Global ĐMT Markets”, 2020.
5. <https://www.evwind.es/2020/02/25/wind-energy-exceeds-25700-mw-installed-in-spain/73752>
6. <https://www.evwind.es/2020/08/09/2020-the-year-of-photovoltaic-records-in-spain/76377>

Phụ lục 1: Tình trạng vận hành của đường dây/trạm biến áp bị quá tải

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
1	Phan Rang	21/8-099	50	49	0	45.5	31.5	34.5	Quá tải trạm biến áp
2	Phan Rang	21T8 R1	160	174	30	142.4	97.6	107.2	Quá tải trạm biến áp
3	Phan Rang	21T8 R2	160	135	15	126.4	70.4	136	Quá tải trạm biến áp
4	Phan Rang	21T8 R3	150	143	0	114	87	102	Quá tải trạm biến áp
5	Phan Rang	21T8 R4	160	85	0	147.2	102.4	142.4	Quá tải trạm biến áp
6	Phan Rang	BẾN XE 2	180	119	60	145.8	102.6	131.4	Quá tải trạm biến áp
7	Phan	CÀ ĐÚ 10	150	120	0	138	88.5	133.5	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang								biến áp
8	Phan Rang	CHU VĂN AN	160	127	0	147.2	84.8	136	Quá tải trạm biến áp
9	Phan Rang	CHÙA ÁO VÀNG	250	252	0	190	117.5	182.5	Quá tải trạm biến áp
10	Phan Rang	CÔNG AN 1	160	149	112	148.8	84.8	123.2	Quá tải trạm biến áp
11	Phan Rang	CÔNG THÀNH 3	160	120	0	145.6	83.2	107.2	Quá tải trạm biến áp
12	Phan Rang	ĐẮC NHƠN 5	50	80	0	42.5	29.5	37.5	Quá tải trạm biến áp
13	Phan Rang	ĐÀI SƠN 2	400	328	30	344	208	296	Quá tải trạm biến áp
14	Phan	ĐÀI SƠN 3	400	142	160	324	176	336	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang								biến áp
15	Phan Rang	ĐÀI SƠN 4	400	333	30	360	200	312	Quá tải trạm biến áp
16	Phan Rang	ĐÀI SƠN 8	150	120	0	132	96	129	Quá tải trạm biến áp
17	Phan Rang	ĐÔ VINH 12	112	100	0	89.6	71.68	99.68	Quá tải trạm biến áp
18	Phan Rang	ĐÔ VINH 3	100	78	0	82	63	85	Quá tải trạm biến áp
19	Phan Rang	ĐÔ VINH 5	320	287.0	50	249.6	208	268.8	Quá tải trạm biến áp
20	Phan Rang	ĐÔ VINH 9	150	10	0	117	96	118.5	Quá tải trạm biến áp
21	Phan	ĐỘC LẬP 2	560	218.00	183	459.20	229.6	408.8	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang								biến áp
22	Phan Rang	ĐỘC LẬP 4	50	38.00	0	45.50	20	36	Quá tải trạm biến áp
23	Phan Rang	ĐỘC LẬP 7	160	155	0	121.6	67.2	131.2	Quá tải trạm biến áp
24	Phan Rang	ĐỒNG DẬU 2	50	41	0	45.5	23.5	45	Quá tải trạm biến áp
25	Phan Rang	ĐỒNG MẾ 1	320	269	0	252.8	137.6	211.2	Quá tải trạm biến áp
26	Phan Rang	HÀ HUY TẬP R1	150	138	40	115.5	60	127.5	Quá tải trạm biến áp
27	Phan Rang	HẢI ĐÔNG	75	60	87	57	40.5	54	Quá tải trạm biến áp
28	Phan	HẢI	150	145	60	120	66	105	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang	THƯỢNG LÃN ÔNG 5							biến áp
29	Phan Rang	LÂM ĐẶC SẢN	50	46	0	39.5	20	41	Quá tải trạm biến áp
30	Phan Rang	LAO XÁ 2	160		135	124.8	100.8	118.4	Quá tải trạm biến áp
31	Phan Rang	LAO XÁ 3	320		140	246.4	179.2	208	Quá tải trạm biến áp
32	Phan Rang	LÊ ĐẠI HÀNH 2	150	125	0	112.5	79.5	103.5	Quá tải trạm biến áp
33	Phan Rang	LÊ DUẨN 1	400	306	250	332	224	292	Quá tải trạm biến áp
34	Phan	LÊ DUẨN 2	320	288	110	243.2	195.2	275.2	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang								biến áp
35	Phan Rang	LÊ QUÝ ĐÔN R1	160	166	19	123.2	75.2	118.4	Quá tải trạm biến áp
36	Phan Rang	LƯƠNG CÁCH	250	117	70	200	150	177.5	Quá tải trạm biến áp
37	Phan Rang	MƯỜNG CÁT 1	320	99	170	240	208	268.8	Quá tải trạm biến áp
38	Phan Rang	MƯỜNG CÁT 2	400	174	302	300	248	332	Quá tải trạm biến áp
39	Phan Rang	MỸ ĐÔNG 2	150	88	60	139.5	84	120	Quá tải trạm biến áp
40	Phan Rang	MỸ SƠN 10	75	60	0	56.25	40.5	54.75	Quá tải trạm biến áp
41	Phan	MỸ THIÊN 1	250	97	100	195	125	182.5	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang								biến áp
42	Phan Rang	MỸ THIÊN 5	160	70	85	136	70.4	126.4	Quá tải trạm biến áp
43	Phan Rang	MỸ THIÊN 7	100	42	47	84	49	86	Quá tải trạm biến áp
44	Phan Rang	NGÔ GIA TỰ 10	150	147	25	130.5	94.5	130.5	Quá tải trạm biến áp
45	Phan Rang	NGÔ THÌ NHẬM R1	50	29	26	39.5	26	39.5	Quá tải trạm biến áp
46	Phan Rang	NGUYỄN CƯ TRINH R1	150	104	35	129	72	108	Quá tải trạm biến áp
47	Phan Rang	NGUYỄN TRUNG	150	112	15	121.5	81	112.5	Quá tải trạm biến áp

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
		TRỤC R1							
48	Phan Rang	NGUYỄN VĂN CỬ 1	150	108	10	133.5	69	100.5	Quá tải trạm biến áp
49	Phan Rang	NHA HỒ 1	75	5	58	60	35.25	53.25	Quá tải trạm biến áp
50	Phan Rang	NHA HỒ 3	75	63	0	64.5	48	57.75	Quá tải trạm biến áp
51	Phan Rang	NHA HỒ 4	112	95	0	98.56	69.44	77.28	Quá tải trạm biến áp
52	Phan Rang	NHA HỒ 5	150	120	0	135	81	115.5	Quá tải trạm biến áp
53	Phan Rang	NHƠN HỘI 2	150	33	90	139.5	84	103.5	Quá tải trạm biến áp
54	Phan	NHƠN HỘI 3	75	58	40	63.75	30	55.5	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang								biến áp
55	Phan Rang	NHƠN HỘI 6	50	5.04	40	44	32	35	Quá tải trạm biến áp
56	Phan Rang	PHỦ HÀ	180	52	195	167.4	117	117	Quá tải trạm biến áp
57	Phan Rang	PHỦ HÀ 5	160	74	85	140.8	64	112	Quá tải trạm biến áp
58	Phan Rang	PHƯỚC ĐỨC 1	250	146	73	202.5	150	210	Quá tải trạm biến áp
59	Phan Rang	PHƯỚC ĐỨC 2	180	108	65	158.4	72	133.2	Quá tải trạm biến áp
60	Phan Rang	PHƯỚC ĐỨC 4	150	106	15	133.5	94.5	114	Quá tải trạm biến áp
61	Phan	PHƯỚC	100	45	34	88	57	77	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang	ĐỨC 3							biến áp
62	Phan Rang	PHƯỚC ĐỨC 7	100	22	58	83	64	90	Quá tải trạm biến áp
63	Phan Rang	PHƯỚC MỸ 1	100	55	25	88	51	67	Quá tải trạm biến áp
64	Phan Rang	PHƯỚC MỸ 7	75	20	42	69	35.25	64.5	Quá tải trạm biến áp
65	Phan Rang	PHƯỚC NHƠN 2	50	38.00	0	42.00	23.5	36	Quá tải trạm biến áp
66	Phan Rang	PHƯỚC TRUNG 4	75	60	0	58.5	42.75	49.5	Quá tải trạm biến áp
67	Phan Rang	PI NĂNG TẮC R1	150	154	0	126	79.5	135	Quá tải trạm biến áp
68	Phan	SONG LẬP	75	69	37	58.5	35.25	59.25	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang								biến áp
69	Phan Rang	TÂN HỘI 1	250	56	138	190	125	172.5	Quá tải trạm biến áp
70	Phan Rang	TẤN LỘC 3	150	95	31	127.5	81	103.5	Quá tải trạm biến áp
71	Phan Rang	TẤN TÀI	400	23	295	316	184	340	Quá tải trạm biến áp
72	Phan Rang	TẤN TÀI 4	400	103	240	324	248	264	Quá tải trạm biến áp
73	Phan Rang	THÀNH HẢI	160	160	0	120	68.8	134.4	Quá tải trạm biến áp
74	Phan Rang	THÔN TÂN SƠN 2	150	120	0	126	97.5	129	Quá tải trạm biến áp
75	Phan	THỐNG	150	15	112	130.5	79.5	124.5	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang	NHẤT R1							biến áp
76	Phan Rang	TRẦN NGUYỄN HÃN R1	150	124	25	117	67.5	106.5	Quá tải trạm biến áp
77	Phan Rang	TRẦN PHÚ 1	150	48	114	129	90	120	Quá tải trạm biến áp
78	Phan Rang	TRƯỜNG ĐỊNH R1	75	71	0	69.75	30	56.25	Quá tải trạm biến áp
79	Phan Rang	TRƯỜNG ĐỊNH R3	150	110	55	135	66	124.5	Quá tải trạm biến áp
80	Phan Rang	XÂY DỰNG LƯỜNG BĂNG	320	305	0	259.2	176	265.6	Quá tải trạm biến áp
81	Phan	XÓM BÁNH	560	96	340	420	257.6	481.6	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Rang								biến áp
82	Phan Rang	XÓM DỪA 3	160	120.0	0	147.2	65.6	104	Quá tải trạm biến áp
83	Phan Rang	PHÂN HỮU CỎ	320	194.2	124	294.4	131.2	213	Quá tải trạm biến áp
84	Ninh Hải	Khánh Sơn 2	75	16	47	35	28	44	Quá tải trạm biến áp
85	Ninh Hải	Văn Sơn 4	10	70	0	69	55.2	37	Quá tải trạm biến áp
86	Ninh Hải	Trung Tâm 3	160	75	45	37	29.6	102	Quá tải trạm biến áp
87	Ninh Hải	Văn Sơn 12	75	48	15	17	13.6	154	Quá tải trạm biến áp
88	Ninh	Tri Thủy 2	75	45	20	17	13.6	102	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Hải								biến áp
89	Ninh Hải	Tri Thủy 3	160	75	40	37	29.6	102	Quá tải trạm biến áp
90	Ninh Hải	Tri Thủy 12	150	48	83	35	28	133	Quá tải trạm biến áp
91	Ninh Hải	Huyện Đội Ninh Hải	75	55	5	10	7	110	Quá tải trạm biến áp
92	Ninh Hải	Bình Sơn 3	320	33	215	58	40.6	133	Quá tải trạm biến áp
93	Ninh Hải	Mỹ Phước 5	320	150	120	74	59.2	154	Quá tải trạm biến áp
94	Ninh Hải	Mỹ Phước 6	250	10	165	37	29.6	102	Quá tải trạm biến áp
95	Ninh	Văn Sơn 3	150	50	100	35	28	102	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Hải								biến áp
96	Ninh Hải	Lò Vôi	150	3	100	35	28	102	Quá tải trạm biến áp
97	Ninh Hải	Trần Anh Tông H1	150	8	105	35	28	133	Quá tải trạm biến áp
98	Ninh Hải	Mỹ Tường 10	225	10	150	34.5	27.6	44	Quá tải trạm biến áp
99	Ninh Hải	Y Tế Dự Phòng	50	15	25	35	28	53	Quá tải trạm biến áp
100	Ninh Sơn	CHỢ SÔNG PHA	100	82	81	95.00	90	40	Quá tải trạm biến áp
101	Ninh Sơn	K44	100	90	90	95.00	90	26	Quá tải trạm biến áp
102	Ninh	SÔNG MỸ 1	75	120	68	72.00	68	30	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Sơn								biến áp
103	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 4	160	76	150	152.00	144	39	Quá tải trạm biến áp
104	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 11	250	283	225	237.00	225	39	Quá tải trạm biến áp
105	Ninh Sơn	NINH BÌNH 5	100	105	100	95.00	90	39	Quá tải trạm biến áp
106	Ninh Sơn	NINH BÌNH 4	250	170	223	237.00	225	39	Quá tải trạm biến áp
107	Ninh Sơn	THẠCH HÀ 1	100	30.25	115.76	152.00	144	39	Quá tải trạm biến áp
108	Ninh Sơn	THẠCH HÀ 2	100	45	90	95.00	90	39	Quá tải trạm biến áp
109	Ninh	THẠCH HÀ	100	43	90	95.00	90	39	Quá tải trạm

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
	Sơn	4							biến áp
110	Ninh Sơn	LA VANG 1	100	73	93	95.00	90	39	Quá tải trạm biến áp
111	Ninh Sơn	LA VANG 2	75	38	20	72.00	68	39	Quá tải trạm biến áp
112	Ninh Sơn	BƠM QUẢNG SƠN	100	25	90	95.00	90	39	Quá tải trạm biến áp
113	Ninh Sơn	HÒA SƠN 5	50		40	48.00	45	31	Quá tải trạm biến áp
114	Ninh Sơn	HÒA SƠN 3	75	75	67	72.00	68	31	Quá tải trạm biến áp
115	Ninh Sơn	TÂN HIỆP 1	75	67	65	72.00	68	31	Quá tải trạm biến áp

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
116	Ninh Sơn	TRIỆU PHONG 5	160	15	152	152.00	144	39	Quá tải trạm biến áp
117	Ninh Sơn	MỸ SƠN 7	37.5	20	15	35.00	33	31	Quá tải trạm biến áp
118	Ninh Sơn	TÂN HÒA	50	3	40	47.50	45	31	Quá tải trạm biến áp
119	Ninh Sơn	PHÂN VIỆN MỎ	250	5	228	237.00	225	40	Quá tải trạm biến áp
120	Ninh Sơn	NINH BÌNH 10	112.5	11	101	107.00	101	47	Quá tải trạm biến áp
121	Ninh Sơn	TÂN LẬP 7	50		45	47.50	45	31	Quá tải trạm biến áp
122	Ninh Sơn	HẠNH TRÍ 1	160	20	100	120.00	120	39	Quá tải trạm biến áp

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
123	Ninh Sơn	LA VANG 3	100	60		75.00	75	39	Quá tải trạm biến áp
124	Ninh Sơn	LA VANG 4	250	38.15	150	197.00	187.5	39	Quá tải trạm biến áp
125	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 15	250	90	165	187.50	187.5	39	Quá tải trạm biến áp
126	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 8	250	95	110	205.00	187.5	39	Quá tải trạm biến áp
127	Ninh Sơn	TÂN HÒA 2	37.5		34	28.00	28	31	Quá tải trạm biến áp
128	Ninh Sơn	HẠNH TRÍ 3	100	10	78	75.00	73	40	Quá tải trạm biến áp
129	Ninh Sơn	SÔNG PHA 13	50	10	31	37.50	35	31	Quá tải trạm biến áp

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
130	Ninh Sơn	ỦY BAN HUYỆN	400	90	210	150.00	39	40	Quá tải trạm biến áp
131	Ninh Sơn	SÔNG PHA 1	250	160	75	187.50	185	39	Quá tải trạm biến áp
132	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 3	100	5	70	14.00	39	39	Quá tải trạm biến áp
133	Ninh Sơn	TÂN LẬP 2	50		37.5	10.00	31	31	Quá tải trạm biến áp
134	Ninh Sơn	TÂN LẬP 3	25		18	18.00	31	40	Quá tải trạm biến áp
135	Ninh Sơn	LA VANG 5	75	20	45	72.00	39	39	Quá tải trạm biến áp
136	Ninh Sơn	NINH BÌNH 6	50	20.6	20	37.50	10	39	Quá tải trạm biến áp

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
137	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 14	250		200	187.50	50	39	Quá tải trạm biến áp
138	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 7	320	39.76	210	240.00	112	39	Quá tải trạm biến áp
139	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 9	160	10	135	120.00	50	39	Quá tải trạm biến áp
140	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 12	160	157		120.00	50	39	Quá tải trạm biến áp
141	Ninh Sơn	SÔNG MỸ 5	250	41.1	180	187.50	60	39	Quá tải trạm biến áp
142	Ninh Sơn	SÔNG PHA 12	50		34	37.50	10	39	Quá tải trạm biến áp
143	Ninh Sơn	THẠCH HÀ 3	37.5		40	28.00	14	39	Quá tải trạm biến áp

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
144	Ninh Sơn	THẠCH HÀ 5	100		90	75.00	20	39	Quá tải trạm biến áp
150	Ninh Sơn	TRIỆU PHONG 8	112.5		87	84.00	15	39	Quá tải trạm biến áp
151	Ninh Sơn	TRIỆU PHONG 4	100	10	80	75.00	20	39	Quá tải trạm biến áp
152	Ninh Sơn	TÂN LẬP 8	100		90	75.00	20	39	Quá tải trạm biến áp
153	Ninh Sơn	TÂN LẬP 10	25		20	18.00	31	40	Quá tải trạm biến áp
154	Ninh Sơn	ĐỒI 36	50	5.18	50	37.50	10	26	Quá tải trạm biến áp
155	Ninh Sơn	NINH BÌNH 1	100	10	65	75.00	35	39	Quá tải trạm biến áp

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
156	Ninh Sơn	NINH BÌNH 14	100	115		75.00	35	39	Quá tải trạm biến áp
157	Ninh Sơn	BÁC ÁI 1	100		90	75.00	35	39	Quá tải trạm biến áp
158	Ninh Sơn	BÁC ÁI 4	160	10	135	120.00	50	39	Quá tải trạm biến áp
159	Ninh Sơn	K42	100		91	75.00	15	39	Quá tải trạm biến áp
160	Ninh Sơn	TÂN BÌNH 4	25		20	18.75	9	39	Quá tải trạm biến áp
161	Ninh Sơn	NINH BÌNH 11	50	15	30	37.50	10	39	Quá tải trạm biến áp
162	Ninh Sơn	HẠNH TRÍ 4	50	30	15	37.50	10	39	Quá tải trạm biến áp

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
163	Ninh Sơn	TÂN MỸ	75		65	72.00	39	39	Quá tải trạm biến áp
164	Ninh Phước	AN THẠNH 5	50		34				Quá tải dây dẫn hạ thế
165	Ninh Phước	BẢO AN 2	37.5	10.36	15				Quá tải dây dẫn hạ thế
166	Ninh Phước	MÔNG NHUẬN	250	130	50				Quá tải dây dẫn hạ thế
167	Ninh Phước	MỸ NGHIỆP 6	50	35					Quá tải dây dẫn hạ thế
168	Ninh Phước	PHƯỚC DÂN 9	160	127.62					Quá tải dây dẫn hạ thế
169	Ninh Phước	PHƯỚC ĐỒNG 3	150	94.36					Quá tải dây dẫn hạ thế

STT	Điện lực quản lý	Tên TBA/ đường dây	Công suất định mức của TBA/đường dây (kVA)	Công suất ĐMT áp mái		Pmax (kW)	Pmin (kW)	Công suất định mức đường dây (kW)	Ghi chú
				Đã vào vận hành (kW)	Đã thỏa thuận đấu nối nhưng chưa vào vận hành (kW)				
170	Ninh Phước	PHƯỚC KHÁNH 2	160	100	35				Quá tải dây dẫn hạ thế
171	Ninh Phước	PHƯỚC DÂN 4	250	171					Quá tải dây dẫn hạ thế
172	Thuận Nam	QUÁN THỂ	250	139.07	99	168.75	42.1875	50.4	Quá tải nhánh dây hạ áp
173	Thuận Nam	CẢNG CÁ CÀ NÁ 2	250	200.77	0	168.75	50.625	62.8	Quá tải trạm biến áp
174	Thuận Nam	CÀ NÁ 5	150	109.28	0	73.76	14.7528	50.4	Quá tải trạm biến áp
175	Thuận Nam	CÀ NÁ 6	150	110	0	74.25	14.85	50.4	Quá tải trạm biến áp
176	Thuận Nam	NHO LÂM 3	50	38	0	33.75	8.4375	28.98	Quá tải trạm biến áp

Phụ lục 2: Các cơ chế/ chính sách hỗ trợ phát triển NLTT

- Nghị Quyết 36-NQ/TW ngày 22 tháng 10 năm 2018 về Chiến lược PTBV kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 nêu rõ chủ trương phát triển NLTT và các ngành kinh tế biển mới: Thúc đẩy đầu tư xây dựng, khai thác điện gió, điện mặt trời và các dạng NLTT khác. Phát triển ngành chế tạo thiết bị phục vụ ngành công nghiệp NLTT, tiến tới làm chủ một số công nghệ, thiết kế, chế tạo và sản xuất thiết bị; ưu tiên đầu tư phát triển NLTT trên các đảo phục vụ sản xuất, sinh hoạt, bảo đảm quốc phòng, an ninh. Quan tâm phát triển một số ngành kinh tế dựa vào khai thác tài nguyên đa dạng sinh học biển như dược liệu biển, nuôi trồng và chế biến rong, tảo, cỏ biển...

- Nghị Quyết 55-NQ/TW ngày 11 tháng 02 năm 2020 về Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Đây là nghị quyết đã tạo động lực và niềm tin cho các nhà đầu tư tham gia phát triển năng lượng. Cụ thể:

+ Về định hướng phát triển NLTT: Xây dựng các cơ chế, chính sách đột phá để khuyến khích và thúc đẩy phát triển mạnh mẽ các nguồn NLTT nhằm thay thế tối đa các nguồn năng lượng hoá thạch. Ưu tiên sử dụng năng lượng gió và mặt trời cho phát điện; khuyến khích đầu tư xây dựng các nhà máy điện sử dụng rác thải đô thị, sinh khối và chất thải rắn đi đôi với công tác bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế tuần hoàn. Hình thành và phát triển một số trung tâm NLTT tại các vùng và các địa phương có lợi thế. Sớm nghiên cứu, đánh giá tổng thể về tiềm năng và xây dựng định hướng phát triển năng lượng địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, hải lưu; triển khai một số mô hình ứng dụng, tiến hành khai thác thử nghiệm để đánh giá hiệu quả. Thực hiện nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydro phù hợp với xu thế chung của thế giới. Đối với điện gió và điện mặt trời: Ưu tiên phát triển phù hợp với khả năng bảo đảm an toàn hệ thống với giá thành điện năng hợp lý. Khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái và trên mặt nước. Xây dựng các chính sách hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi gắn với triển khai thực hiện Chiến lược biển Việt Nam.

+ Về khuyến khích các nguồn lực tham gia phát triển NLTT: Tạo lập môi trường thuận lợi, minh bạch; công khai quy hoạch, danh mục các dự án đầu tư, xoá bỏ mọi rào cản để thu hút, khuyến khích tư nhân tham gia đầu tư, phát triển các dự án năng lượng trong và ngoài nước, chú trọng những dự án phát điện và

các hoạt động bán buôn, bán lẻ điện theo cơ chế thị trường. Tiếp tục khuyến khích, thu hút đầu tư nước ngoài có quy mô, chất lượng và hiệu quả cho ngành năng lượng. Đẩy nhanh cổ phần hoá các doanh nghiệp nhà nước thuộc ngành điện; xây dựng cơ chế đầu tư thông thoáng, cải cách thủ tục hành chính để bảo đảm tiến độ các công trình điện.

+ Về cơ chế chính sách khuyến khích NLTT: Rà soát, điều chỉnh và hoàn thiện các chính sách về đất đai, đền bù giải phóng mặt bằng, sử dụng mặt nước, chống đầu cơ, trục lợi, lợi ích nhóm trong lĩnh vực năng lượng. Đổi mới chính sách tài chính theo hướng khuyến khích, thu hút mạnh các nguồn vốn đầu tư ngoài nhà nước; khuyến khích các dự án đầu tư năng lượng theo hình thức đối tác công tư (PPP). Thực hiện chính sách tín dụng linh hoạt, hiệu quả, tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp năng lượng tiếp cận các nguồn vốn, đặc biệt là các doanh nghiệp có dự án năng lượng xanh. Hoàn thiện chính sách thuế khuyến khích sản xuất, sử dụng năng lượng sạch, tái tạo. Xây dựng cơ sở pháp lý để có thể hình thành và vận hành hiệu quả các quỹ về phát triển năng lượng bền vững, thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả theo hướng xã hội hoá, bảo đảm độc lập về tài chính, không trùng lặp với nguồn thu, nhiệm vụ chi của ngân sách nhà nước và hạn chế việc làm tăng chi phí hoạt động, sản xuất kinh doanh cho doanh nghiệp, cơ sở sản xuất kinh doanh. Hoàn thiện cơ chế và thực hiện chính sách về tiêu chuẩn tỉ lệ NLTT trong cơ cấu đầu tư và cung cấp năng lượng.

- Nghị Quyết 26/NQ-CP ngày 05 tháng 3 năm 2020 ban hành Kế hoạch tổng thể và kế hoạch 5 năm thực hiện Nghị quyết số 36-NQ/TW ngày 22/10/2018 của Ban chấp hành Trung ương Đảng khóa XII về Chiến lược PTBV kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 định hướng về NLTT và các ngành kinh tế biển mới: Ưu tiên đầu tư phát triển NLTT trên các đảo phục vụ sản xuất, sinh hoạt, bảo đảm quốc phòng, an ninh; Xây dựng cơ chế, chính sách khuyến khích các cá nhân, tổ chức kinh tế trong và ngoài nước phối hợp đầu tư khai thác nguồn năng lượng biển mới và tái tạo trên cơ sở đôi bên cùng có lợi; Thúc đẩy đầu tư xây dựng, khai thác điện gió, điện mặt trời và các dạng NLTT khác trên các vùng biển và hải đảo.

- Cơ chế hỗ trợ phát triển điện gió của Chính phủ: Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 29/6/2011 của Thủ tướng Chính phủ về Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam và Quyết định 39/2018/QĐ-TTg ngày 10 tháng 9 năm 2018 về Sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định số

37/2011/QĐ-TTg ngày 29/6/2011 của Thủ tướng Chính phủ về Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam đã quy định cụ thể về chính sách khuyến khích thu hút các nhà đầu tư:

+ Bên mua điện có trách nhiệm mua toàn bộ điện năng được sản xuất từ các nhà máy điện gió nối lưới thuộc địa bàn do mình quản lý; Nhà đầu tư được huy động vốn dưới các hình thức pháp luật cho phép từ các tổ chức, cá nhân trong và ngoài nước để đầu tư thực hiện các dự án điện gió;

+ Các dự án điện gió được hưởng các ưu đãi theo quy định hiện hành về tín dụng đầu tư của Nhà nước; dự án điện gió được miễn thuế nhập khẩu đối với hàng hóa nhập khẩu để tạo tài sản cố định của dự án, hàng hóa nhập khẩu là nguyên liệu, vật tư, bán thành phẩm trong nước chưa sản xuất được nhập khẩu để phục vụ sản xuất của dự án theo quy định tại Luật Thuế xuất khẩu, Thuế nhập khẩu và các quy định của pháp luật hiện hành về thuế xuất khẩu, thuế nhập khẩu; việc miễn, giảm thuế thu nhập doanh nghiệp đối với dự án điện gió được thực hiện như đối với dự án thuộc lĩnh vực đặc biệt ưu đãi đầu tư quy định tại Luật Đầu tư, Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp và các văn bản hướng dẫn thi hành Luật Đầu tư, Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp;

+ Ưu đãi về hạ tầng đất đai: Các dự án điện gió và công trình đường dây và trạm biến áp để đấu nối với lưới điện quốc gia được miễn, giảm tiền sử dụng đất, tiền thuê đất theo quy định của pháp luật hiện hành áp dụng đối với dự án thuộc lĩnh vực đặc biệt ưu đãi đầu tư.

+ Hỗ trợ giá điện đối với dự án điện gió nối lưới: Đối với các dự án điện gió trong đất liền: Giá mua điện tại điểm giao nhận điện là 1.928 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, tương đương 8,5 Uscents/kWh. Đối với các dự án điện gió trên biển: Giá mua điện tại điểm giao nhận điện là 2.223 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, tương đương 9,8 UScent/kWh.

+ Ưu đãi, hỗ trợ đối với các dự án điện gió không nối lưới: Dự án điện gió không nối lưới được hưởng ưu đãi, hỗ trợ về vốn đầu tư, thuế, phí, hạ tầng đất đai như với điện gió nối lưới.

- Cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời của Chính phủ: Quyết định 11/2017/QĐ-TTg ngày 11 tháng 4 năm 2017 về Cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam và Quyết định 13/2020/QĐ-TTg ngày 06

tháng 4 năm 2020 Về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam quy định chi tiết cơ chế chính sách thu hút nhà đầu tư:

+ Trách nhiệm mua điện từ các dự án điện mặt trời: Bên mua điện có trách nhiệm mua toàn bộ điện năng được sản xuất từ các dự án điện mặt trời; ưu tiên khai thác toàn bộ công suất, điện năng phát của các dự án điện mặt trời đưa vào vận hành thương mại.

+ Ưu đãi về vốn đầu tư và thuế: Huy động vốn đầu tư: Tổ chức, cá nhân tham gia phát triển các dự án điện mặt trời được huy động vốn hợp pháp từ các tổ chức, cá nhân trong và ngoài nước để đầu tư thực hiện các dự án điện mặt trời theo quy định của pháp luật hiện hành. Dự án điện mặt trời được miễn thuế nhập khẩu đối với hàng hóa nhập khẩu để tạo tài sản cố định cho dự án; thực hiện theo quy định của pháp luật hiện hành về thuế xuất khẩu, thuế nhập khẩu đối với hàng hóa nhập khẩu phục vụ sản xuất của dự án là nguyên liệu, vật tư, bán thành phẩm trong nước chưa sản xuất được. Việc miễn, giảm thuế thu nhập doanh nghiệp đối với dự án điện mặt trời được thực hiện như đối với dự án thuộc lĩnh vực ưu đãi đầu tư theo quy định của pháp luật hiện hành về thuế.

+ Ưu đãi về đất đai: Các dự án điện mặt trời, công trình đường dây và trạm biến áp để đấu nối với lưới điện được miễn, giảm tiền sử dụng đất, tiền thuê đất, tiền thuê mặt nước theo quy định của pháp luật hiện hành áp dụng cho dự án thuộc lĩnh vực ưu đãi đầu tư.

+ Giá điện của các dự án điện mặt trời: Đối với tỉnh Ninh Thuận, giá mua điện từ các dự án điện mặt trời nối lưới đã có trong quy hoạch phát triển điện lực các cấp và có ngày vận hành thương mại trước ngày 01 tháng 01 năm 2021 với tổng công suất tích lũy không quá 2.000 MW là 2.086 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, tương đương với 9,35 UScents/kWh, theo tỷ giá trung tâm của đồng Việt Nam với đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố ngày 10 tháng 4 năm 2017 là 22.316 đồng/USD), được áp dụng 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại.

+ Đối với dự án trên mái nhà: Các dự án trên mái nhà được thực hiện cơ chế bù trừ điện năng (net-metering) sử dụng hệ thống công tơ hai chiều. Trong một chu kỳ thanh toán, lượng điện phát ra từ các dự án trên mái nhà lớn hơn lượng điện tiêu thụ sẽ được chuyển sang chu kỳ thanh toán kế tiếp.

- Huy động nguồn lực tài chính thông qua phương thức hợp đồng đối tác công tư: Luật đầu tư theo phương thức đối tác công tư 64/2020/QH14 ngày 18 tháng 6 năm 2020 do Quốc hội ban hành cũng mở ra một hướng mới thu hút nhà đầu tư. Đầu tư theo hình thức đối tác công tư (gọi tắt là PPP) là hình thức đầu tư được thực hiện trên cơ sở hợp đồng dự án giữa cơ quan nhà nước có thẩm quyền và nhà đầu tư, doanh nghiệp dự án để xây dựng, cải tạo, vận hành, kinh doanh, quản lý công trình hạ tầng, cung cấp dịch vụ công, bao gồm các loại hợp đồng sau đây:

Hợp đồng Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao (Build - Operate - Transfer, sau đây gọi là hợp đồng BOT);

Hợp đồng Xây dựng - Chuyển giao - Kinh doanh (Build - Transfer - Operate, sau đây gọi là hợp đồng BTO);

Hợp đồng Xây dựng - Sở hữu - Kinh doanh (Build - Own - Operate, sau đây gọi là hợp đồng BOO);

Hợp đồng Kinh doanh - Quản lý (Operate - Manage, sau đây gọi là hợp đồng O&M);

Hợp đồng Xây dựng - Chuyển giao - Thuê dịch vụ (Build - Transfer - Lease, sau đây gọi là hợp đồng BTL);

Hợp đồng Xây dựng - Thuê dịch vụ - Chuyển giao (Build - Lease - Transfer, sau đây gọi là hợp đồng BLT);

Hợp đồng hỗn hợp theo quy định tại khoản 3 Điều 45 của Luật này.

Để thu hút nguồn vốn vào phát triển NLTT thông qua PPP, trong thời gian tới, cần quan tâm xem xét một số nội dung sau:

+ Hoàn thiện khuôn khổ cơ sở pháp lý. Cần rà soát lại các văn bản pháp lý hiện hành và đề xuất những điều chỉnh cần thiết hoặc xây dựng một bộ văn bản pháp quy riêng và mới cho PPP (trong đó có điều chỉnh những văn bản pháp quy hiện hành) nhằm tháo gỡ những vướng mắc, tồn tại, tạo tạo điều kiện huy động vốn đầu tư từ khu vực tư nhân, đặc biệt là nhà đầu tư nước ngoài.

+ Công bố thông tin rộng rãi về các dự án, lựa chọn nhà đầu tư, ký kết hợp đồng. Tạo lập cơ chế chia sẻ rủi ro của Chính phủ đối với nhà đầu tư đảm bảo đảm bảo thu hút được nhà đầu tư tham gia dự án.

+ Hoàn thiện cơ chế tài chính cho PPP. Theo đó, về phía vốn nhà nước, có thể nghiên cứu bố trí nguồn vốn ngân sách tập trung ở Trung ương dành riêng cho các dự án PPP được lựa chọn theo từng thời kỳ, phù hợp với kế hoạch đầu tư công và kế hoạch tài chính trung và dài hạn. Về phía tư nhân, các nhà đầu tư cần được cho phép có nhiều lựa chọn khác nhau để huy động vốn đầu tư bên cạnh vay vốn ngân hàng, như tiếp cận vay vốn ODA và các nguồn vốn ưu đãi khác.

- Cơ chế chính sách hỗ trợ doanh nghiệp: Hệ thống cơ chế chính sách của Chính phủ, Ngân hàng nhà nước đã và đang tập trung hỗ trợ rất tốt cho các doanh nghiệp, đặc biệt là doanh nghiệp nhỏ và vừa. Nghị định 39/2018/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của luật Hỗ trợ doanh nghiệp nhỏ và vừa; Nghị định 34/2018/NĐ-CP về Quỹ bảo lãnh tín dụng cho doanh nghiệp nhỏ và vừa; Nghị định 38/2018/NĐ-CP về đầu tư cho doanh nghiệp nhỏ và vừa khởi nghiệp sáng tạo; Nghị quyết số 35/NQ-CP Ngày 16/5/2016 về hỗ trợ và phát triển doanh nghiệp; Hệ thống cơ chế chính sách của Ngân hàng nhà nước về tiền tệ, tín dụng và lãi suất. Trong đó doanh nghiệp nhỏ và vừa là nhóm đối tượng ưu tiên trong tập trung vốn để sản xuất kinh doanh, hỗ trợ lãi suất vay (áp dụng trần lãi suất cho vay ngắn hạn bằng tiền đồng).

- Các cơ chế, chính sách đặc thù của Chính phủ và tỉnh Ninh Thuận:

Chủ trương khuyến khích, hỗ trợ mọi nguồn lực đầu tư phát triển NLTT tại Ninh Thuận cũng đã được Chính phủ và tỉnh Ninh Thuận ban hành thông qua các Nghị quyết, Quyết định:

+ Nghị quyết 115-NQ/CP ngày 31/8/2018 về việc Thực hiện một số cơ chế chính sách đặc thù hỗ trợ tỉnh Ninh Thuận phát triển kinh tế xã hội, ổn định sản xuất, đời sống nhân dân giai đoạn 2018-2023.

+ Quyết định số 402/QĐ-UBND ngày 15/11/2018 của UBND tỉnh Ninh Thuận Ban hành Kế hoạch triển khai thực hiện Nghị quyết 115/NQ-CP ngày 31/8/2018 của Chính phủ “về việc thực hiện một số cơ chế chính sách đặc thù hỗ trợ tỉnh Ninh Thuận phát triển kinh tế - xã hội, ổn định sản xuất, đời sống nhân dân giai đoạn 2018-2023”.

+ Quyết định 501/QĐ-TTg ngày 10/4/2020 của Thủ tướng Chính phủ v/v Phê duyệt Nhiệm vụ lập Quy hoạch tỉnh Ninh Thuận thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến 2050.

+ Quyết định 897/QĐ-UBND ngày 12/6/2020 của UBND tỉnh Ninh Thuận Ban hành kế hoạch triển khai thực hiện Nghị quyết 26/NQ-CP ngày 5/3/2020 của Chính phủ.

+ Quyết định 897/QĐ-UBND ngày 12/6/2020 của UBND tỉnh Ninh Thuận Ban hành kế hoạch triển khai thực hiện Nghị quyết 26/NQ-CP ngày 5/3/2020 của Chính phủ.

Theo đó, Ninh Thuận được hưởng chính sách giá điện theo Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11 tháng 4 năm 2017 của Thủ tướng Chính phủ đến hết năm 2020 đối với các dự án điện năng lượng mặt trời và hạ tầng đầu nối công suất thiết kế 2.000MW đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận triển khai. Áp dụng tỷ lệ cho vay lại với mức 10% đối với một số dự án đầu tư mới sử dụng vốn ODA quan trọng, cấp bách của tỉnh thuộc các chương trình, dự án đầu tư cơ sở hạ tầng, phúc lợi xã hội hoặc các lĩnh vực khác không có khả năng thu hồi vốn.

Tỉnh đã chủ động rà soát, xác lập danh mục các dự án điện mặt trời đảm bảo điều kiện, yêu cầu và đề xuất phương án xây dựng hạ tầng đầu nối đáp ứng nhu cầu giải tỏa công suất thiết kế 2.000MW đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận triển khai, để được thụ hưởng chính sách giá điện theo Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 của Thủ tướng Chính phủ đến hết năm 2020. Đã chỉ đạo các đơn vị liên quan tham mưu đề xuất áp dụng tỷ lệ cho vay lại với mức 10% đối với các dự án ODA quan trọng, cấp bách đang hoàn tất thủ tục để triển khai thực hiện trong giai đoạn 2018 - 2023 thuộc các chương trình, dự án đầu tư cơ sở hạ tầng, phúc lợi xã hội hoặc các lĩnh vực khác không có khả năng thu hồi vốn theo chủ trương của Chính phủ.

Nhằm thu hút các nhà đầu tư vào lĩnh vực NLTT, tỉnh Ninh Thuận đã chủ trương vận dụng tối đa mức hỗ trợ cao nhất theo khung quy định của Chính phủ cho các nhà đầu tư được hưởng các ưu đãi về giảm giá thuê đất, thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế nhập khẩu, đầu tư cơ sở hạ tầng. Theo đó, các dự án đầu tư NLTT vào tỉnh sẽ được miễn tiền thuê đất, được áp dụng thuế suất thu nhập doanh nghiệp 10% trong suốt quá trình thực hiện dự án và được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp 4 năm, giảm 50% số thuế phải nộp trong 9 năm tiếp theo. Đồng thời, dự án được miễn thuế nhập khẩu đối với hàng hóa nhập khẩu để tạo tài sản cố định của doanh nghiệp.