

BỘ CÔNG THƯƠNG VIỆN NĂNG LƯỢNG

MÃ CÔNG TRÌNH: E-542

Báo cáo dự thảo
Lần 3

ĐỀ ÁN

QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA THỜI KỲ 2021-2030 TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045

TẬP 1: THUYẾT MINH CHUNG

Hà Nội, tháng 2/2021



**BỘ CÔNG THƯƠNG
VIỆN NĂNG LƯỢNG**

MÃ CÔNG TRÌNH: E-542

ĐỀ ÁN

**QUY HOẠCH
PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA
THỜI KỲ 2021-2030 TẦM NHÌN ĐẾN
NĂM 2045**

TẬP 1: THUYẾT MINH CHUNG

BẢN QUYỀN

Bản quyền đề án này thuộc Viện Năng lượng và Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương. Từng phần hay toàn bộ thông tin trong đề án không được sao chép, in ấn, dịch thuật hoặc sử dụng cho bất kỳ mục đích khác khi chưa có sự đồng ý của Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo bằng văn bản. Ghi rõ nguồn khi trích dẫn hoặc sử dụng lại các thông tin trong báo cáo.

XÁC NHẬN

Báo cáo này được thực hiện bởi Viện Năng Lượng, Bộ Công Thương

LIÊN HỆ

Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo

Địa chỉ: Số 23 Ngô Quyền - Quận Hoàn Kiếm - Hà Nội

Điện thoại: 04. 62786184 Fax: 04. 62786185

Website: <http://www.erea.gov.vn>

Viện Năng Lượng

Địa chỉ: Số 6, phố Tôn Thất Tùng, quận Đống Đa, TP Hà Nội, Việt Nam.

Tel: (84-4) 3852 3353 – 3852 9310 – 3852 3730

Fax: (84-4) 3852 3311 – 3852 9302

Website: <http://www.ievn.com.vn>

LỜI NÓI ĐẦU

Đường lối chính sách của Đảng và Nhà nước Việt Nam từ trước tới nay luôn chú trọng phát triển ngành điện lực, luôn chủ trương điện phải đi trước một bước, làm nguồn động lực cho phát triển kinh tế – xã hội, cải thiện đời sống nhân dân và nâng cao tiềm lực an ninh quốc phòng. Trong Nghị quyết số 13/NQ-TW Hội nghị lần thứ 4 Ban Chấp hành Trung ương Đảng khoá XI, ngày 16/01/2012 về xây dựng hệ thống kết cấu hạ tầng đồng bộ nhằm đưa nước ta cơ bản thành nước công nghiệp theo hướng hiện đại vào năm 2020 đã nêu: "Về hạ tầng cung cấp điện, bảo đảm cung cấp đủ điện cho sản xuất và sinh hoạt, đáp ứng yêu cầu công nghiệp hoá, hiện đại hoá đất nước; đi đôi với tiết kiệm, giảm tiêu hao điện năng". Nghị quyết số: 55-NQ/TW của Bộ Chính trị ngày 11/02/2020 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 đã đánh giá việc phát triển ngành năng lượng nói chung và phân ngành điện nói riêng như sau: "Cung cấp năng lượng, đặc biệt là cung cấp điện cơ bản đáp ứng đủ yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội với chất lượng ngày càng được cải thiện;.... Đầu tư xây dựng hạ tầng cung cấp điện có sự phát triển mạnh mẽ, là điều kiện quan trọng cho việc bảo đảm an ninh cung ứng điện. Đưa điện lưới quốc gia tới hầu hết mọi miền của đất nước, kể cả vùng sâu, vùng xa, biên cương, hải đảo".

Ngày 18/3/2016, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 428/QĐ-TTg phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 – 2020, có xét đến năm 2030. Trải qua hơn 4 năm thực hiện, mặc dù gặp nhiều khó khăn, thách thức nhưng ngành điện về cơ bản đã đảm bảo cung cấp điện an toàn, tin cậy, đáp ứng được nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và an ninh, quốc phòng của đất nước. Tới thời điểm hiện tại, đã có nhiều biến động lớn trong phát triển điện lực: Quốc hội đã quyết định dừng thực hiện nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận; 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 tại Việt Nam, và Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam, tạo ra sự bùng nổ đầu tư của các dự án điện mặt trời, điện gió (chủ yếu do các nhà đầu tư tư nhân thực hiện – là điểm mới so với trước đây khi hầu hết các dự án, công trình điện đều do các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước đầu tư); sự chậm trễ và khó khăn trong đầu tư xây dựng các nhà máy nhiệt điện (đặc biệt là các nhà máy điện truyền thống); sự phát triển của công nghệ trong sản xuất và truyền tải điện (đặc biệt là công nghệ điện mặt trời, điện gió), dẫn tới khả năng giảm sâu giá thành sản xuất của loại hình nguồn điện này; sự xuất hiện của cuộc cách mạng Công nghiệp 4.0 có ảnh hưởng to lớn tới quá trình sản xuất, truyền tải và phân phối điện... Những biến động này có tác động lớn tới tình hình phát triển điện lực của Việt Nam, vì vậy việc lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII) là nhiệm vụ cấp bách và có tính thời sự cao.

Trong tương lai, sự phát triển của ngành điện Việt Nam sẽ ngày càng gặp nhiều thách thức lớn hơn trong việc thoả mãn nhu cầu tăng trưởng kinh tế và cải thiện đời sống nhân dân. Có thể nêu ra một số thách thức lớn đối với ngành điện như sau: nhu cầu điện đang và còn tiếp tục tăng trưởng cao; nguồn năng lượng sơ cấp đang dần cạn kiệt và khả năng cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp hạn chế, dẫn đến sớm phải nhập khẩu nhiên liệu; xây dựng nhiều nguồn điện không theo sát quy hoạch, phân bố trên vùng miền mất cân đối dẫn đến tăng thêm lượng điện truyền tải lãng phí, tổn thất truyền tải còn cao; sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo như gió, mặt trời dẫn tới những khó khăn nhất định trong vận hành hệ thống điện, các yêu cầu ngày càng khắt khe hơn về bảo vệ môi trường trong hoạt động điện lực.....

Để vượt qua các khó khăn, thách thức, đảm bảo cung cấp điện ổn định, tin cậy, đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng của đất nước, cần thiết phải xây dựng Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII). Quy hoạch sẽ định hướng được tương lai phát triển của ngành điện; định lượng các giá trị mục tiêu cung cấp điện; xác định quy mô, tiến độ và phân bổ không gian của các công trình nguồn điện, lưới điện và đề xuất các giải pháp thực hiện quy hoạch. Với bề dày kinh nghiệm thực hiện các quy hoạch điện trước đây và chuyên môn, hiểu biết sâu sắc về ngành điện Việt Nam, Viện Năng lượng đã được Bộ Công Thương tin tưởng giao trách nhiệm là đơn vị tư vấn lập Quy hoạch điện VIII.

Quy hoạch điện VIII gồm 19 chương, bao trùm các vấn đề trong phát triển của ngành điện trong hiện tại và tương lai. Tại Quy hoạch điện VIII, Viện Năng lượng đã tập trung vào tính toán, phân tích, đánh giá sự phát triển của ngành điện lực trong kỳ quy hoạch trước, chỉ các tồn tại và bài học kinh nghiệm; tính toán, phân tích khả năng phát triển kinh tế xã hội và dự báo phụ tải điện; tính toán khả năng sử dụng năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện; tính toán chương trình phát triển nguồn điện, lưới điện; tính toán vốn đầu tư và phân tích kinh tế của chương trình phát triển điện lực; đề xuất các giải pháp và cơ chế để thực hiện quy hoạch. Báo cáo đánh giá Môi trường chiến lược của QHĐ VIII cũng được Viện Năng lượng lập song song và tương tác chặt chẽ với quá trình lập quy hoạch điện lực.

Quy hoạch điện VIII được thực hiện trong bối cảnh một số quy hoạch nền tảng của quốc gia quy định tại Luật Quy hoạch năm 2017 chưa được lập như: Quy hoạch tổng thể quốc gia; Quy hoạch không gian biển quốc gia; Quy hoạch sử dụng đất quốc gia..., nên có một số yếu tố bất định gây khó khăn trong quá trình dự báo. Để đảm bảo chuẩn xác trong công tác dự báo, Viện Năng lượng đã phối hợp cùng với Viện Chiến lược Phát triển của Bộ Kế hoạch Đầu tư trong công tác dự báo phát triển kinh tế xã hội của quốc gia và dự báo phụ tải điện. Viện Chiến lược phát triển thuộc Bộ Kế hoạch Đầu tư là đơn vị hiện đang được giao thực hiện Quy hoạch Tổng thể quốc gia và cũng là đơn vị đang thực hiện dự thảo các văn kiện về phát triển kinh tế xã hội phục vụ Đại hội 13

của Đảng. Trong Quy hoạch điện VIII, dự báo nhu cầu tiêu thụ điện đã tính toán, phân tích, đánh giá đến các yếu tố tác động đến nhu cầu sử dụng điện như: khả năng sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả trong tương lai; khả năng thâm nhập của các phương tiện giao thông sử dụng điện năng; tác động của các chương trình Quản lý nhu cầu điện và Điều chỉnh phụ tải... Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện đã cập nhật, đánh giá tác động của dịch COVID 19 tới tốc độ tăng trưởng kinh tế và qua đó đến nhu cầu sử dụng điện. Với sự cộng tác của Viện Chiến lược Phát triển và ứng dụng những phương pháp dự báo tiên tiến trên thế giới như mô hình TIMES, phương pháp Đa hồi quy, nhiệm vụ dự báo nhu cầu tiêu thụ điện đã được thực hiện khoa học và chuẩn xác.

Chương trình phát triển nguồn điện của QHĐ VIII được thực hiện theo hàm mục tiêu cực tiểu hóa chi phí sản xuất điện, có xét tới các ràng buộc về truyền tải, về cung cấp nhiên liệu sơ cấp, về phân bố tiềm năng các nguồn năng lượng tái tạo (gió, mặt trời), về khả năng liên kết hệ thống điện với các nước láng giềng. Các công cụ tính toán nổi tiếng trên thế giới như mô hình quy hoạch Balmorel, mô hình quy hoạch Plexos đã được Cục Năng lượng Đan Mạch, tổ chức Cơ quan Phát triển Quốc tế Hoa Kỳ thông qua Cục Điện lực và Năng lượng, Bộ Công Thương tái tạo trang bị cho Viện Năng lượng để tính toán cho QHĐ VIII. Có 11 kịch bản đã được đưa vào tính toán, xem xét, phân tích để lựa chọn kịch bản tối ưu trong phát triển nguồn điện. Kịch bản phát triển nguồn điện tối ưu đã thỏa mãn các tiêu chí cơ bản: (i) đảm bảo an ninh cung cấp điện; (ii) đáp ứng được các cam kết của Việt Nam đối với Quốc tế trong giảm ô nhiễm môi trường trong quá trình sản xuất điện; (iii) có chi phí sản xuất điện thấp, hài hòa lợi ích của nhà nước, nhà đầu tư và người sử dụng điện.

Chương trình phát triển lưới điện truyền tải của QHĐ VIII được thiết kế để đảm bảo truyền tải an toàn, liên tục công suất của các nhà máy điện tới trung tâm phụ tải. Hệ thống truyền tải điện 500kV vẫn tiếp tục được xây dựng để truyền tải điện từ các trung tâm nguồn điện lớn tại Tây Nguyên, Nam Trung Bộ, Bắc Trung Bộ về các trung tâm phụ tải lớn của Việt Nam tại TP Hồ Chí Minh và đồng bằng Sông Hồng. Vấn đề truyền tải điện bằng đường dây một chiều cũng đã được đặt ra và nghiên cứu, xem xét trong QHĐ VIII. Với chương trình phát triển này, lưới điện của Việt Nam đáp ứng được tiêu chí N-1 đối với cung cấp điện cho các phụ tải, tiêu chí N-2 đối với các phụ tải đặc biệt quan trọng. Việc áp dụng lưới điện thông minh, áp dụng công nghệ 4.0 trong truyền tải điện cũng được nghiên cứu, tính toán và đề xuất trong Quy hoạch điện VIII.

Với chương trình phát triển điện lực như trên, hàng năm Việt Nam cần đầu tư cho ngành điện khoảng 13 tỷ USD/ năm trong giai đoạn 2021 – 2030 và trên 12 tỷ USD/ năm trong giai đoạn 2031 – 2045. Để thực hiện, Quy hoạch điện VIII đã đề xuất các giải pháp, cơ chế thực hiện quy hoạch như: đề xuất sửa đổi Luật Điện lực theo hướng linh hoạt hơn đối với yêu cầu đầu tư các công trình điện, đảm bảo thu hút mọi nguồn lực xã hội trong phát triển ngành điện; đề xuất cơ chế xây dựng Kế hoạch phát triển Điện lực trong ngắn hạn, trung hạn và dài hạn; đề xuất cơ chế đấu thầu lựa chọn chủ

đầu tư các dự án điện; đề xuất cơ chế xã hội hóa đầu tư lưới điện truyền tải.... Các đề xuất này sẽ từng bước được nghiên cứu, hoàn thiện để đảm bảo thực hiện xây dựng, quản lý và vận hành các công trình điện theo đúng quy hoạch, đặc biệt trong bối cảnh đầu tư từ các nguồn vốn tư nhân, nguồn vốn nước ngoài chiếm tỷ trọng đáng kể trong tổng vốn đầu tư phát triển điện lực.

Quy hoạch điện VIII đã nghiên cứu, xây dựng chương trình phát triển điện lực Quốc gia với mục tiêu đáp ứng đầy đủ điện năng trong mọi tình huống cho nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng của đất nước. Quy hoạch điện VIII sẽ là cơ sở tài liệu để các cơ quan quản lý nhà nước, các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước, các nhà đầu tư trong nước và ngoài nước, các tổ chức và cá nhân liên quan nghiên cứu, phối hợp triển khai để phát triển ngành điện lực Việt Nam.

Viện Năng lượng xin trân trọng cảm ơn sự chỉ đạo của Chính phủ, Bộ Công Thương, sự giúp đỡ của các Bộ, các Cục, các Vụ thuộc Bộ Công Thương và các Bộ, ngành có liên quan, các Tập đoàn, tổng công ty, các tổ chức Quốc tế và đông đảo các chuyên gia, học giả đã quan tâm giúp đỡ Viện Năng lượng trong quá trình lập quy hoạch.

Mọi ý kiến đóng góp xin gửi về địa chỉ: Viện Năng lượng, số 6 phố Tôn Thất Tùng, quận Đống Đa, thành phố Hà Nội, Việt Nam

Trân trọng.

VIỆN NĂNG LƯỢNG

CƠ SỞ PHÁP LÝ, QUAN ĐIỂM, MỤC TIÊU PHƯƠNG PHÁP LUẬN VÀ TỔNG KẾT CÁC KẾT QUẢ CHÍNH CỦA QUY HOẠCH

I. CƠ SỞ PHÁP LÝ LẬP QUY HOẠCH

Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII) được lập dựa trên những cơ sở pháp lý sau đây:

- Luật Quy hoạch số 21/17/QH14 do Quốc hội ban hành ngày 26/12/2017.
- Nghị Quyết số 11/NQ-CP của Chính phủ ngày 5/2/2018 về triển khai thi hành Luật Quy hoạch
- Thông tư số 43/2013/TT-BCT ngày 31/12/2013 của Bộ trưởng Bộ Công thương về ban hành Quy định nội dung, trình tự và thủ tục lập, thẩm định, phê duyệt và điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực.
- Quyết định số 79/ QĐ-BXD ngày 15/2/2017 của Bộ Xây dựng về công bố Định mức chi phí quản lý dự án và tư vấn đầu tư xây dựng.
- Quyết định số: 995/ QĐ – TTg ngày 9/8/2018 của Thủ tướng Chính phủ giao nhiệm vụ cho các bộ tổ chức lập quy hoạch ngành quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050.
- Nghị định số 37/2019/ NĐ-CP ngày 7/5/2019 Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Quy hoạch.
- Nghị quyết số 23-NQ/ TW ngày 22/3/2018 của Bộ Chính trị về định hướng xây dựng chính sách phát triển công nghiệp Quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.
- Quyết định số 1264/ QĐ-TTg ngày 1/10/2019, của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Nhiệm vụ lập Quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2045.
- Nghị quyết số: 55/NQ-TW của Bộ Chính trị ngày 11/02/2020 về định hướng Chiến lược phát triển Năng lượng Quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

II. QUAN ĐIỂM PHÁT TRIỂN VÀ QUAN ĐIỂM LẬP QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA THỜI KỲ 2021 – 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045

II.1. Quan điểm phát triển

- a) Phát triển điện đi trước một bước nhằm cung cấp đủ điện, đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội và nhu cầu điện cho sinh hoạt của nhân dân.
- b) Uy tiên phát triển nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (chủ yếu là điện gió trên đất liền, điện gió trên biển; điện mặt trời, thủy điện nhỏ), tạo đột phá trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, góp phần bảo tồn tài nguyên năng lượng, giảm

thiểu tác động tiêu cực môi trường trong sản xuất điện. Chú trọng phát triển các nguồn điện nhỏ sử dụng năng lượng tái tạo đấu nối với lưới điện phân phối, góp phần giảm tổn thất điện năng.

c) Sử dụng có hiệu quả nguồn năng lượng sơ cấp trong nước, kết hợp với nhập khẩu điện từ các nước láng giềng, nhập khẩu nhiên liệu (than, LNG) hợp lý nhằm đa dạng hóa các nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện.

d) Phát triển đồng bộ nguồn và lưới điện trên cơ sở các nguồn lực và nhu cầu phát triển kinh tế, xã hội; thực hiện đầu tư cân đối giữa phát triển nguồn điện và nhu cầu điện giữa các vùng, miền trên cơ sở sử dụng hợp lý, có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng sơ cấp của mỗi vùng, miền.

đ) Tạo lập liên kết lưới điện với các nước láng giềng (Trung Quốc, Lào, Campuchia) để tận dụng tốt tiềm năng về năng lượng của từng nước, tối ưu hóa vận hành của hệ thống điện liên kết.

e) Từng bước xây dựng lưới điện thông minh; nâng cao chất lượng điện năng và độ tin cậy cung cấp điện để cung cấp dịch vụ điện với chất lượng ngày càng cao. Thực hiện giá bán điện theo cơ chế thị trường nhằm khuyến khích đầu tư phát triển ngành điện; đẩy mạnh chương trình sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả.

f) Phát triển thị trường điện lực cạnh tranh theo đúng lộ trình nhằm đa dạng hóa phương thức đầu tư và kinh doanh điện.

g) Phát triển điện lực phải thích ứng với biến đổi khí hậu, đảm bảo sự phát triển bền vững và phù hợp với Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh.

II.2. Quan điểm lập Quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2045

a) Quy hoạch điện đảm bảo tính kế thừa và tính tương tác với các quy hoạch tổng thể quốc gia; quy hoạch không gian biển Quốc gia; quy hoạch sử dụng đất Quốc gia, quy hoạch rừng và các quy hoạch chuyên ngành liên quan

b) Đảm bảo cho mọi thành phần kinh tế đều có thể tham gia phát triển ngành điện theo cơ chế thị trường

c) Đảm bảo phát triển hạ tầng điện lực cân đối giữa các vùng, miền, cân đối giữa nguồn và phụ tải

d) Quy hoạch có tính mở, chỉ xác định danh mục những nguồn điện lớn, quan trọng cấp quốc gia, danh mục lưới điện truyền tải quan trọng ở cấp điện áp $\geq 220\text{kV}$ giai đoạn 2021 – 2030, định hướng phát triển nguồn điện theo miền, theo vùng và theo cơ cấu công suất giai đoạn 2031 – 2045, định hướng phát triển lưới điện truyền tải ở cấp điện áp $\geq 220\text{kV}$ giai đoạn 2031 – 2045.

đ) Quy hoạch điện VIII phải phù hợp với các nội dung liên quan trong Quy hoạch tổng thể Quốc gia, Quy hoạch sử dụng đất Quốc gia, quy hoạch vùng.

III. MỤC TIÊU, ĐỐI TƯỢNG, PHẠM VI LẬP QUY HOẠCH

III.1. Mục tiêu quy hoạch

a. Mục tiêu tổng quát

Huy động mọi nguồn lực trong nước và quốc tế cho phát triển điện lực để bảo đảm cung cấp đủ điện với chất lượng ngày càng cao, giá điện hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước; sử dụng đa dạng, hiệu quả các nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện; đẩy mạnh phát triển và sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo cho sản xuất điện, từng bước nâng cao tỷ trọng nguồn điện sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm nhẹ sự phụ thuộc vào nguồn điện sản xuất từ nhiên liệu nhập khẩu, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, giảm nhẹ biến đổi khí hậu, bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế - xã hội bền vững; hình thành và phát triển hệ thống điện thông minh, có khả năng tích hợp với nguồn năng lượng tái tạo tỷ lệ cao.

b. Mục tiêu cụ thể

Đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2045 được lập với mục tiêu:

Trên cơ sở xem xét, đánh giá tổng hợp quá trình phát triển điện lực giai đoạn 2016 – 2020, thực tế triển khai nội dung của Điều chỉnh Quy hoạch điện VII, hiện trạng và các kịch bản phát triển kinh tế xã hội, đánh giá nhu cầu tiêu thụ điện của các năm qua, rà soát dự báo nhu cầu điện các năm 2016-2018, đưa ra các phương án nhu cầu điện giai đoạn 2021-2030 và giai đoạn 2031 – 2045.

Nghiên cứu các phương án phát triển nguồn và lưới điện, lựa chọn một số phương án có chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật tốt và có tính khả thi cao, đảm bảo cung cấp điện an toàn liên tục cho phát triển kinh tế xã hội, sử dụng tiết kiệm hiệu quả tài nguyên năng lượng, xem xét tới việc phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo; có xét đến trao đổi xuất nhập khẩu điện với các nước trong khu vực, đề xuất các phương án phát triển hệ thống điện toàn quốc giai đoạn 2021-2030 có xét đến năm 2045;

Phân tích tính khả thi của phương án phát triển hệ thống điện về các mặt: tiến độ xây dựng nguồn và lưới điện đồng bộ; nguồn vốn và khả năng huy động vốn;

Đánh giá về tác động môi trường và lập Báo cáo môi trường chiến lược (DMC) trong phát triển điện lực;

Nghiên cứu đề xuất các giải pháp chủ yếu về cơ chế chính sách phát triển ngành điện, tổ chức thực hiện quy hoạch, đảm bảo phát triển bền vững ngành điện.

IV. PHƯƠNG PHÁP LUẬN TỔNG QUAN CỦA QUY HOẠCH ĐIỆN VIII

IV.1. Mối liên hệ giữa Quy hoạch điện VIII và các quy hoạch khác

Về nguyên tắc lập quy hoạch, theo quy định tại khoản 2 Điều 6 Luật Quy hoạch, quy hoạch ngành quốc gia phải phù hợp với quy hoạch tổng thể quốc gia, quy hoạch sử dụng đất quốc gia. Do đó, nội dung Quy hoạch điện VIII phải đảm bảo tính hợp một cách đồng bộ, đầy đủ và phù hợp trên cơ sở kế thừa các nội dung có liên quan trong quy hoạch tổng thể quốc gia, quy hoạch sử dụng đất. Ngoài ra, Quy hoạch điện VIII cũng cần được đặt trong mối liên quan với các quy hoạch khác phù hợp với Luật Quy hoạch. Bảng sau đây thể hiện mối liên quan của Quy hoạch điện VIII với các quy hoạch khác liên quan:

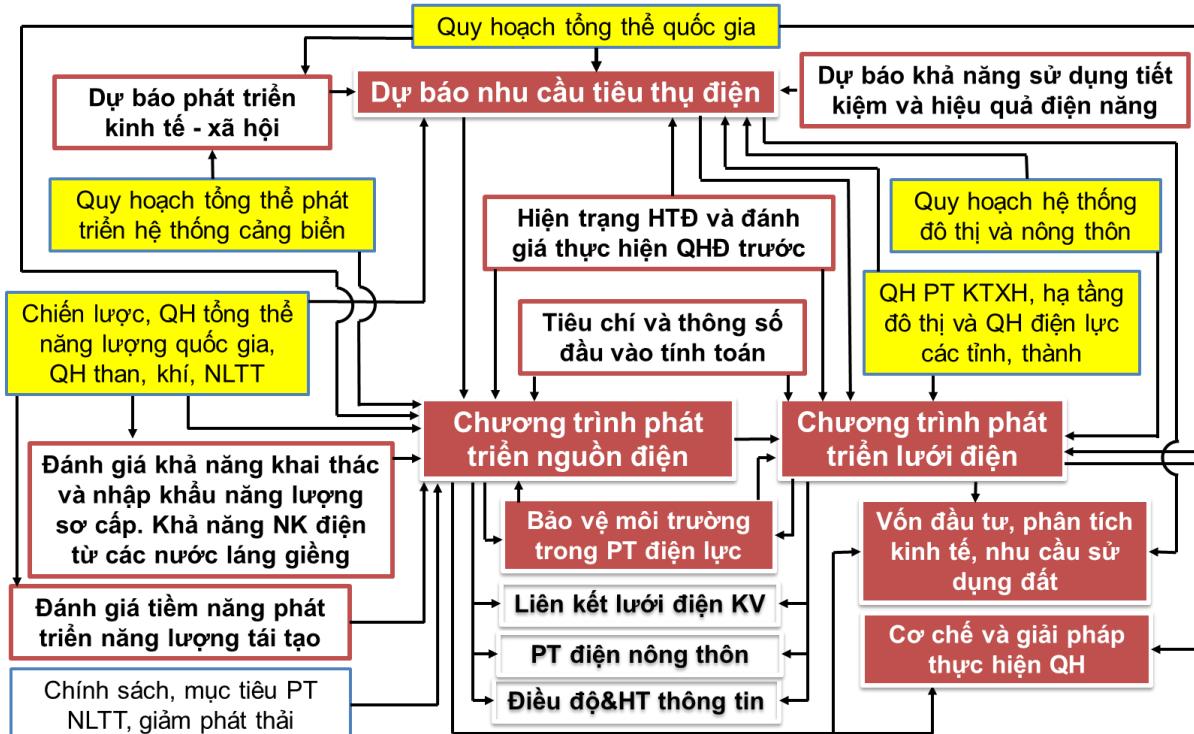
Bảng 1: Mối liên quan của Quy hoạch điện VIII với các quy hoạch liên quan trực tiếp

Cấp	Tên quy hoạch	Quan hệ với Quy hoạch điện VIII
Quy hoạch quốc gia	Quy hoạch tổng thể quốc gia	Các quy hoạch này đang trong quá trình lập nhiệm vụ hoặc đang triển khai công tác lập quy hoạch, nên Quy hoạch điện VIII sẽ cập nhật để đảm bảo tính phù hợp về các kịch bản phát triển kinh tế - xã hội, kế hoạch và phạm vi sử dụng đất, mặt biển v.v....
	Quy hoạch sử dụng đất quốc gia	
	Quy hoạch không gian biển quốc gia	
Kết cấu hạ tầng	Quy hoạch Tổng thể Năng lượng quốc gia	Quy hoạch điện VIII cần phải hài hòa và đồng bộ với quy hoạch về hạ tầng năng lượng trong Quy hoạch Tổng thể Năng lượng Quốc gia. Hai quy hoạch này sẽ được tiến hành gần như đồng thời, do đó, cần đảm bảo sự hài hòa giữa hai quy hoạch này về: (i) các kịch bản phát triển KT-XH, (ii) khả năng cung cấp các dạng năng lượng sơ cấp, (ii) dự báo nhu cầu năng lượng/diện. Hiện tại Quy hoạch Tổng thể Năng lượng quốc gia đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Nhiệm vụ quy hoạch và đang triển khai lập.
	Quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển	Cung cấp cơ sở hạ tầng trong việc nhập khẩu than, LNG cho sản xuất điện. Hiện tại Quy hoạch phát triển tổng thể hệ thống cảng biển đã được phê duyệt Nhiệm vụ lập Quy hoạch.
	Quy hoạch hệ thống đô thị và nông thôn	Cung cấp định hướng cho việc phát triển nguồn điện và lưới điện để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện. Hiện tại Quy hoạch hệ thống đô thị và nông thôn đã được phê duyệt Nhiệm vụ lập Quy hoạch

IV.2. Phương pháp luận tổng quát

Quy hoạch điện VIII được biên chế thành 19 chương với các kết quả đầu ra gồm 05 phần chính: (i) Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện; (ii) Chương trình phát triển nguồn điện; (iii) Chương trình phát triển lưới điện; (iv) Bảo vệ môi trường trong phát triển điện lực; (v) Tổng hợp vốn đầu tư và phân tích kinh tế tài chính của chương trình phát triển điện lực.

Chi tiết về các mối liên hệ giữa các nội dung trong quy hoạch điện VIII trình bày trong hình vẽ sau:



Hình 1: Mối liên hệ giữa các nội dung trong quy hoạch điện VIII

Theo đó:

(i) Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện sẽ có các thông số đầu vào là các thông kê, đánh giá nhu cầu tiêu thụ điện của giai đoạn trước đó, các số liệu thống kê, đánh giá tăng trưởng kinh tế xã hội, các tác động của chương trình sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả... Kết quả đầu ra của chương Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện sẽ cung cấp các thông số đầu vào của: (ii) Chương trình phát triển nguồn điện, (iii) Chương trình phát triển lưới điện, (v) Tổng hợp vốn đầu tư và phân tích kinh tế tài chính của chương trình phát triển điện lực

(ii) Chương trình Phát triển nguồn điện yêu cầu các thông số từ các phần: Năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện, các tiêu chí và thông số đầu vào cho phát triển điện lực, hiện trạng và đánh giá hệ thống điện, dự báo phụ tải. Kết quả đầu ra của chương này sẽ cung cấp các thông số đầu vào cho: (iii) Chương trình phát triển lưới điện, (iv) Bảo vệ

môi trường trong phát triển điện lực; (v) Tổng hợp vốn đầu tư và phân tích kinh tế tài chính của chương trình phát triển điện lực

(iii) Chương trình Phát triển lưới điện yêu cầu các thông số từ các phần: các tiêu chí và thông số đầu vào cho phát triển điện lực, hiện trạng và đánh giá hệ thống điện, dự báo phụ tải, chương trình phát triển nguồn điện. Kết quả đầu ra của chương này sẽ cung cấp các thông số đầu vào cho: (iv) Bảo vệ môi trường trong phát triển điện lực; (v) Tổng hợp vốn đầu tư và phân tích kinh tế tài chính của chương trình phát triển điện lực.

(iv) Bảo vệ môi trường trong phát triển điện lực yêu cầu các thông số từ các phần: hiện trạng và đánh giá hệ thống điện, chương trình phát triển nguồn điện, chương trình phát triển lưới điện. Kết quả đầu ra của chương này sẽ đánh giá khả năng đáp ứng các tiêu chí về môi trường trong quy hoạch điện

Các phần (ii), (iii) và (iv) có liên hệ, tác động qua lại với nhau thành các vòng lặp nhằm xác định cấu trúc tối ưu của hệ thống điện đảm bảo tiêu chí về môi trường

V. TỔNG KẾT CÁC KẾT QUẢ CHÍNH CỦA QUY HOẠCH ĐIỆN VIII

Dự báo phát triển KTXH và dự báo phụ tải: tăng trưởng GDP của Việt Nam giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,6%/ năm, giai đoạn 2031 – 2045 bình quân 5,7%/ năm; dự báo điện thương phẩm năm 2030 đạt 491 tỷ kWh, năm 2045 đạt 877 tỷ kWh. Hệ số đòn hồi điện thương phẩm/ GDP đạt 1,13 lần năm 2030 và giảm xuống 0,58 lần năm 2045 (năm 2020 hệ số này là 1,20).

Chương trình phát triển nguồn điện: Tới năm 2030, tổng công suất đặt nguồn điện của Việt Nam đạt 137,2 GW (trong đó NĐ than: 27%; NĐ khí 21%; thủy điện 18%; điện gió, MT và NLTT khác 29%, nhập khẩu khoảng gần 4%; thủy điện tích năng và các loại thiết bị lưu trữ năng lượng khác khoảng gần 1%); năm 2045 tổng công suất đặt của nguồn điện đạt gần 276,7GW (trong đó NĐ than: 18%; NĐ khí 24%; thủy điện 9%; điện gió, MT và NLTT khác trên 44%, nhập khẩu khoảng gần 2%, thủy điện tích năng và các loại thiết bị lưu trữ năng lượng khác khoảng 3%). Cơ cấu nguồn điện cho thấy QHĐ VIII khuyến khích phát triển mạnh mẽ NLTT (ngoài thủy điện), từ khoảng 13% năm 2020 lên tới gần 30% năm 2030 và 44% năm 2045. Đây là xu hướng phù hợp với sự phát triển của trên thế giới.

Chương trình phát triển lưới điện: Quy hoạch điện VIII đề xuất tiếp tục xây dựng hệ thống truyền tải điện 500kV để truyền tải điện từ các trung tâm nguồn điện lớn tại Tây Nguyên, Nam Trung Bộ, Bắc Trung Bộ về các trung tâm phụ tải lớn của Việt Nam tại TP Hồ Chí Minh và đồng bằng Sông Hồng. Tăng cường lưới điện truyền tải liên kết để hỗ trợ truyền tải công suất liên miền Bắc – Trung – Nam. Vẫn đề truyền tải điện bằng đường dây một chiều cũng đã được đặt ra và nghiên cứu, xem xét trong QHĐ VIII. Theo đó, giai đoạn 2021 – 2030 cần xây dựng thêm tổng công khoảng 86 GVA công

suất trạm 500kV và gần 13.000 km ĐZ, giai đoạn 2031 – 2045 cần xây dựng thêm khoảng 103 GVA công suất trạm 500kV và gần 6.000 km ĐZ. Lưới điện 220kV tương ứng cần xây dựng 95 GVA, gần 21.000 km ĐZ và 108 GVA, hơn 4.000 km ĐZ. Với chương trình phát triển lưới điện này, lưới điện của Việt Nam sơ bộ đáp ứng được tiêu chí N-1 đối với cung cấp điện cho các phụ tải, tiêu chí N-2 đối với các phụ tải đặc biệt quan trọng. Việc áp dụng lưới điện thông minh, áp dụng công nghệ 4.0 trong truyền tải điện cũng được nghiên cứu, tính toán và đề xuất trong quy hoạch điện.

Tổng vốn đầu tư và phân tích kinh tế phương án phát triển điện lực: Tổng vốn đầu tư phát triển điện lực giai đoạn 2021-2030 khoảng 128,3 tỷ USD, trong đó: cho nguồn điện là 95,4 tỷ USD, cho lưới điện khoảng 32,9 tỷ USD. Cơ cấu trung bình VĐT nguồn và lưới là 74%/26%. Giai đoạn 2021 – 2030, trung bình mỗi năm cần đầu tư khoảng 12,8 tỷ USD (9,5 tỷ USD cho nguồn và 3,3 tỷ USD cho lưới). Tổng vốn đầu tư phát triển điện lực giai đoạn 2031-2045 khoảng 192,3 tỷ USD, trong đó: cho nguồn điện là 140,2 tỷ USD, cho lưới điện khoảng 52,1 tỷ USD. Cơ cấu trung bình VĐT nguồn và lưới là 73%/27%. Giai đoạn 2031 – 2045, trung bình mỗi năm cần đầu tư khoảng 12,8 tỷ USD (9,3 tỷ USD cho nguồn và 3,4 tỷ USD cho lưới). Chi phí biên bình quân cho phần nguồn sản xuất điện là 8,8 UScent/kWh giai đoạn 2021-2030 và 9,6 UScent/kWh giai đoạn 2021-2045, chi phí biên bình quân đến lưới phân phối là 11,4 Uscent/kWh giai đoạn 2021-2030 và 12,3 Uscent/kWh giai đoạn 2021-2045.

MỤC LỤC

LỜI NÓI ĐẦU	4
CƠ SỞ PHÁP LÝ, QUAN ĐIỂM, MỤC TIÊU PHƯƠNG PHÁP LUẬN VÀ TỔNG KẾT CÁC KẾT QUẢ CHÍNH CỦA QUY HOẠCH	8
MỤC LỤC	15
CÁC CỤM TỪ VIẾT TẮT	26
TÀI LIỆU THAM KHẢO	28
CHƯƠNG 1. HIỆN TRẠNG ĐIỆN LỰC QUỐC GIA.....	31
1.1. HIỆN TRẠNG TIÊU THỤ ĐIỆN VÀ CÁC NGUỒN CUNG CẤP ĐIỆN	33
1.1.1. Hiện trạng tiêu thụ điện giai đoạn 2010-2019	33
1.1.2. Hiện trạng các nguồn cung cấp điện	51
1.2. HIỆN TRẠNG LUỚI TRUYỀN TẢI VÀ PHÂN PHỐI ĐIỆN	61
1.2.1. Đánh giá cấu trúc, tình trạng thiết bị và khả năng khai thác vận hành hệ thống luới truyền tải, phân phối điện	61
1.2.2. Đánh giá độ tin cậy, an toàn cung cấp điện và chất lượng điện năng	70
1.2.3. Phân tích tình hình truyền tải điện năng tại các miền và trao đổi giữa chúng, đánh giá tình trạng sự cố lưới truyền tải điện	73
CHƯƠNG 2. KẾT QUẢ THỰC HIỆN QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC GIAI ĐOẠN 2011-2020	80
2.1. SO SÁNH VÀ ĐÁNH GIÁ NHU CẦU ĐIỆN THỰC TẾ SO VỚI NHU CẦU ĐIỆN THEO DỰ BÁO	86
2.2. ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH THỰC HIỆN CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN.....	90
2.3. ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH THỰC HIỆN CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LUỚI ĐIỆN GIAI ĐOẠN 2016-2020.....	95
2.4. ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KINH TẾ XÃ HỘI CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC	100
2.5. TỔNG HỢP, ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH HUY ĐỘNG VỐN ĐẦU TƯ CHO XÂY DỰNG CÁC CÔNG TRÌNH ĐIỆN.....	103
2.6. ĐÁNH GIÁ CHUNG VỀ VIỆC THỰC HIỆN QUY HOẠCH GIAI ĐOẠN TRƯỚC, NHỮNG ƯU NHƯỢC ĐIỂM CHÍNH, NGUYÊN NHÂN VÀ CÁC BÀI HỌC KINH NGHIỆM.....	106
2.6.1. Đánh giá chung về việc thực hiện quy hoạch giai đoạn trước	106
2.6.2. Tồn tại, hạn chế và nguyên nhân	108
CHƯƠNG 3. TỔNG QUAN VỀ TÌNH HÌNH KINH TẾ - XÃ HỘI VÀ HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM.....	115
3.1. TỔNG QUAN TÌNH HÌNH KINH TẾ - XÃ HỘI CỦA VIỆT NAM	117

3.1.1.	Đặc điểm địa lý, khí hậu, thủy văn	117
3.1.2.	Đánh giá hiện trạng phát triển kinh tế, các chỉ tiêu kinh tế - xã hội của Việt Nam giai đoạn 2011 - 2020:	118
3.1.3.	Các kịch bản phát triển kinh tế – xã hội giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới năm 2050: phân theo các ngành và các vùng, miền trong giai đoạn quy hoạch	126
3.1.4.	Đánh giá khả năng xảy ra của các kịch bản phát triển kinh tế - xã hội.....	129
3.2.	CÁC YÊU CẦU VỀ PHÁT TRIỂN KINH TẾ - XÃ HỘI ĐỐI VỚI NGÀNH ĐIỆN	135
3.2.1.	Phân tích về cơ hội, thành thúc, tiềm năng, lợi thế trong phát triển điện lực quốc gia.	135
3.2.2.	Đánh giá sự liên kết với các ngành, liên kết vùng trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia	138
3.3.	TỔNG QUAN VỀ TÌNH HÌNH PHÁT TRIỂN KINH TẾ - XÃ HỘI, NĂNG LƯỢNG CỦA CÁC NƯỚC TRONG KHU VỰC VÀ TRIỀN VỌNG HỢP TÁC KINH TẾ, NĂNG LƯỢNG GIỮA NƯỚC TA VÀ CÁC NƯỚC	141
3.4.	PHÂN TÍCH TỔNG QUAN HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM	145
3.4.1.	Tương quan năng lượng - kinh tế giai đoạn 2011 - 2019	145
3.4.2.	Tổng quan về cung - cầu năng lượng trong giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới 2050	158
3.4.3.	Dự báo xu thế nhu cầu điện năng của quy hoạch phát triển điện lực trong các kịch bản có xem xét tới các yếu tố về biến đổi khí hậu và nước biển dâng.	160
3.4.4.	Cân bằng năng lượng giai đoạn 2021 – 2030 và định hướng phát triển năng lượng, nhiên liệu cho giai đoạn hai mươi năm tiếp theo:	166

CHƯƠNG 4. TIÊU CHÍ VÀ THÔNG SỐ ĐẦU VÀO CHO LẬP QUY HOẠCH

170

4.1.	PHÂN VÙNG HỆ THỐNG ĐIỆN TOÀN QUỐC	173
4.1.1.	Phân vùng hệ thống điện toàn quốc trong QHĐ7 và QHĐ7HC	173
4.1.2.	Các vấn đề sẽ xuất hiện trong tương lai:.....	174
4.1.3.	Dự kiến phân vùng hệ thống điện trong QHĐ8:	174
4.1.4.	Công suất truyền tải cực đại trên các liên kết liên vùng:	176
4.2.	TIÊU CHÍ CHO LẬP QUY HOẠCH	176
4.2.1.	Các tiêu chí dự báo phụ tải	176
4.2.2.	Các tiêu chí xây dựng chương trình phát triển nguồn điện.....	177
4.2.3.	Các tiêu chí xây dựng chương trình phát triển lưới điện (lưới điện truyền tải, phân phối)	179
4.2.4.	Các tiêu chí kinh tế - tài chính	184
4.3.	THÔNG SỐ, CHỈ TIÊU ĐẦU VÀO CHO TÍNH TOÁN	186
4.3.1.	Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán dự báo phụ tải	186
4.3.2.	Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán chương trình phát triển nguồn điện.	188

4.3.3.	Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán chương trình phát triển lưới điện (lưới điện truyền tải, phân phối).....	207
4.3.4.	Các thông số, chỉ tiêu tính toán phân tích kinh tế - tài chính.....	210
CHƯƠNG 5. SỬ DỤNG TIẾT KIỆM VÀ HIỆU QUẢ ĐIỆN NĂNG		212
5.1. ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH THỰC HIỆN CÁC CHƯƠNG TRÌNH SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG TIẾT KIỆM VÀ HIỆU QUẢ	214	
5.1.1.	Chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.....	214
5.1.2.	Chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM	214
5.1.3.	Chỉ thị Số 34/CT-TTg về tăng cường tiết kiệm điện	223
5.2. MỤC TIÊU CỦA CHƯƠNG TRÌNH SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG TIẾT KIỆM VÀ HIỆU QUẢ.....	225	
5.2.1.	Chương trình Quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2025 có xét đến 2030.....	225
5.2.2.	Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018-2020, định hướng đến năm 2030.....	228
5.3. DỰ BÁO HIỆU QUẢ CỦA CHƯƠNG TRÌNH SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG TIẾT KIỆM VÀ HIỆU QUẢ	230	
5.4. NGHIÊN CỨU PHÂN TÍCH TÁC ĐỘNG CỦA CHƯƠNG TRÌNH ĐIỆN MẶT TRỜI ÁP MÁI NHÀ TÓI NHU CẦU SỬ DỤNG ĐIỆN	233	
CHƯƠNG 6. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN		239
6.1. GIỚI THIỆU CÁC MÔ HÌNH, PHƯƠNG PHÁP DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN	241	
6.2. LỰA CHỌN MÔ HÌNH VÀ PHƯƠNG PHÁP DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN PHÙ HỢP VỚI HOÀN CẢNH VIỆT NAM	241	
6.3. PHÂN TÍCH CÁC KỊCH BẢN DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN CHO GIAI ĐOẠN 2021 – 2030 CÓ XÉT TỚI 2050	245	
6.3.1.	Đề xuất các kịch bản dự báo nhu cầu điện.....	245
6.3.2.	Dự báo nhu cầu về công suất và điện năng toàn quốc cho các năm giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới 2050 theo các kịch bản.....	247
6.3.3.	Đánh giá các kịch bản dự báo nhu cầu điện.....	248
6.4. DỰ BÁO CHỈ ĐỘ TIÊU THỤ ĐIỆN CỦA 6 VÙNG, 3 MIỀN VÀ TOÀN QUỐC CHO GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH.....	251	
6.5. TỔNG HỢP DỰ BÁO PHỤ TẢI.....	252	
6.5.1.	Tổng hợp phụ tải 6 vùng, 3 miền và toàn hệ thống cho các mốc thời gian lập quy hoạch.	252
6.5.2.	Tổng hợp phụ tải từng tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương cho các mốc thời gian lập quy hoạch	254
6.6. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ VỀ CÁC PHƯƠNG ÁN PHỤ TẢI ĐIỆN	255	

CHƯƠNG 7. NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP CHO PHÁT ĐIỆN	256
 7.1. HIỆN TRẠNG SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP CHO SẢN XUẤT ĐIỆN	259
7.1.1. Hiện trạng sử dụng khai thác thủy điện	259
7.1.2. Hiện trạng sử dụng than cho sản xuất điện	259
7.1.3. Hiện trạng sử dụng khí và dầu cho sản xuất điện;	260
7.1.4. Hiện trạng sử dụng năng lượng mới và năng lượng tái tạo cho sản xuất điện	
	262
 7.2. TIỀM NĂNG CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP TRONG NUỚC	264
7.2.1. Tiềm năng thủy điện:	264
7.2.2. Tiềm năng than cho phát điện giai đoạn quy hoạch:	265
7.2.3. Tiềm năng khí cho phát điện giai đoạn quy hoạch:	269
 7.3. KHẢ NĂNG NHẬP KHẨU NHIÊN LIỆU CHO SẢN XUẤT ĐIỆN, KHẢ NĂNG TRAO ĐỔI ĐIỆN VỚI CÁC NUỚC LÂN CẬN	277
7.3.1. Đánh giá khả năng nhập khẩu than cho sản xuất điện	277
7.3.2. Đánh giá khả năng nhập khẩu LNG cho sản xuất điện.....	283
7.3.3. Đánh giá khả năng nhập khẩu điện từ các nước: Trung Quốc, Lào, Campuchia.	
	288
 7.4. DỰ BÁO GIÁ NHIÊN LIỆU SƠ CẤP CHO SẢN XUẤT ĐIỆN	296
CHƯƠNG 8. NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CHO PHÁT ĐIỆN.....	300
 8.1. HIỆN TRẠNG PHÁT TRIỂN ĐIỆN TÁI TẠO VIỆT NAM	302
8.1.2. Hiện trạng cơ chế chính sách cho phát triển điện tái tạo	302
8.1.3. Hiện trạng phát triển điện tái tạo.....	303
 8.2. DỰ BÁO PHÁT TRIỂN CÔNG NGHỆ VÀ CÁC THÔNG SỐ KINH TẾ-KỸ THUẬT VÀ CHI PHÍ ĐẦU TƯ CỦA CÁC LOẠI HÌNH NGUỒN ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO GIAI ĐOẠN TỚI NĂM 2030 CÓ XÉT ĐẾN 2050	309
8.2.1. Công nghệ điện gió	309
8.2.2. Công nghệ điện mặt trời.....	314
8.2.3. Công nghệ thủy điện nhỏ	317
8.2.4. Công nghệ điện thủy triều.....	318
8.2.5. Công nghệ Điện sinh khối, Điện rác	320
8.2.6. Công nghệ điện địa nhiệt	325
8.2.7. Công nghệ điện khí sinh học.....	327
 8.3. ĐÁNH GIÁ, TÍNH TOÁN TIỀM NĂNG KỸ THUẬT CHO PHÁT ĐIỆN CỦA CÁC LOẠI HÌNH NGUỒN ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO THEO VÙNG LÃNH THỔ	328
8.3.2. Tiềm năng năng lượng gió cho phát điện	328
8.3.3. Tiềm năng năng lượng điện mặt trời.....	333
8.3.4. Tiềm năng năng lượng sinh khối, rác thải	336

8.3.5. Tiềm năng thủy điện nhỏ	340
8.3.6. Tiềm năng năng lượng địa nhiệt, thủy triều và các dạng NLTT khác	342
8.4. CÁC VẤN ĐỀ LIÊN QUAN TÓI VIỆC TÍCH HỢP CÁC NGUỒN NLTT VÀO HỆ THỐNG ĐIỆN.....	348
8.4.1. Các tác động ảnh hưởng của nguồn ĐMT, ĐG đến hệ thống điện.....	348
8.4.2. Biện pháp để không xảy ra các tác động xấu, nguy hại đến hệ thống điện và thúc đẩy phát triển các nguồn điện mặt trời, điện gió.....	349
CHƯƠNG 9. CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN	351
9.1. PHƯƠNG PHÁP LUẬN PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN.....	357
9.2. CÁC ĐIỀU KIỆN TÍNH TOÁN CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN.....	364
9.2.1. Khả năng cấp khí nội cho điện, khả năng chuyển đổi nhiên liệu cho các nhà máy điện khí hiện có và xây dựng mới các dự án nhiệt điện khí nội	364
9.2.2. Khả năng xây dựng nguồn nhiệt điện sử dụng LNG	367
9.2.3. Khả năng cấp than nội cho sản xuất điện, dự kiến xây dựng các nhà máy sử dụng than nội trong giai đoạn quy hoạch.....	369
9.2.4. Khả năng xây dựng nguồn nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu	371
9.2.5. Khả năng xây dựng nguồn điện năng lượng tái tạo	373
9.2.6. Khả năng nhập khẩu điện.....	379
9.2.7. Khả năng phát triển điện Hạt nhân của Việt Nam	380
9.3. PHƯƠNG ÁN PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN	382
9.3.1. Xây dựng các kịch bản phát triển nguồn điện.....	382
9.3.2. Tính toán, phân tích, đánh giá kết quả tính toán về kinh tế - kỹ thuật của các kịch bản trong nhóm kịch bản chính, lựa chọn kịch bản chính sách về phát triển nguồn điện	386
9.3.3. Tính toán cơ cấu nguồn điện của các kịch bản phân tích độ nhạy. Tổng hợp quy mô công suất nguồn điện dự kiến phát triển trong giai đoạn quy hoạch	401
9.3.4. Vấn đề về phát triển các nguồn điện linh hoạt.....	407
9.4. CÂN BẰNG CÔNG SUẤT - ĐIỆN NĂNG TOÀN QUỐC TRONG GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH.....	408
9.5. TÍNH TOÁN PHÂN TÍCH CÁC PHƯƠNG ÁN NGUỒN ĐIỆN NGOÀI KỊCH BẢN NGUỒN LỰA CHỌN.	416
9.5.1. So sánh kịch bản nguồn đã lựa chọn với phương án đưa đầy đủ các nguồn TBKHH sử dụng LNG mới được bổ sung QHĐ VII điều chỉnh vào vận hành trước 2030.	416
9.5.2. Vấn đề nhập khẩu Lào và phương án nguồn điện khi xảy ra khả năng nhập khẩu Lào thấp	419
9.5.3. Tính toán phân tích các kịch bản phát triển nguồn khí Kèn Bầu	421
9.5.4. Tính toán phương án phát triển nguồn TBKHH sử dụng LNG tại Hải Lăng (Quảng Trị) và tại Chân Mây (Huế)	422
9.6. NHU CẦU NHIÊN LIỆU SƠ CẤP CHO SẢN XUẤT ĐIỆN	424
9.7. XÂY DỰNG DANH MỤC DỰ ÁN DỰ ÁN ƯU TIÊN ĐẦU TƯ CỦA NGÀNH ĐIỆN LỰC VÀ THỦ TỤC ƯU TIÊN THỰC HIỆN	427

9.7.1.	Xây dựng tiêu chí xác định dự án ưu tiên đầu tư của ngành điện lực trong thời kỳ quy hoạch	427
9.7.2.	Phân tích, đề xuất danh mục các dự án nguồn điện ưu tiên đầu tư của ngành điện giai đoạn 2021 – 2030, định hướng nhu cầu phát triển của các loại hình sản xuất điện giai đoạn 2031 – 2045	428
CHƯƠNG 10. CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LUỐI ĐIỆN.....		431
1.	Lưới điện truyền tải liên vùng	431
2.	Lưới điện 500kV theo vùng	432
3.	Tổng hợp khối lượng lưới điện xây dựng	436
10.1.	CÁC TIÊU CHUẨN SỬ DỤNG KHI XÂY DỰNG CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LUỐI ĐIỆN TRUYỀN TẢI	437
10.2.	PHƯƠNG PHÁP LUẬN XÂY DỰNG CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LUỐI ĐIỆN TRUYỀN TẢI.....	438
10.3.	LUỐI ĐIỆN TRUYỀN TẢI LIÊN VÙNG	441
10.3.1.	Truyền tải liên khu vực giai đoạn đến năm 2025	442
10.3.2.	Truyền tải liên khu vực đến năm 2030, 2035	443
10.3.3.	Truyền tải liên khu vực đến năm 2040, 2045	446
10.3.4.	Nhu cầu truyền tải liên vùng miền và khả năng đáp ứng của lưới điện truyền tải liên kết	447
10.3.5.	Phương án truyền tải liên vùng: Nam Trung Bộ - Bắc Bộ	449
10.3.6.	Phương án truyền tải liên vùng: Trung Trung Bộ - Bắc Bộ	450
10.3.7.	Phương án truyền tải liên vùng: Tây Nguyên – Nam Bộ và Nam Trung Bộ - Nam Bộ	454
10.3.8.	Phương án truyền tải liên vùng: Tây Nam Bộ – Đông Nam Bộ	456
10.3.9.	Phát triển lưới truyền tải liên miền theo kịch bản phân bố nguồn cao tại Miền Trung và Miền Nam	458
10.4.	LUỐI ĐIỆN TRUYỀN TẢI NỘI VÙNG.....	460
10.4.1.	Tây Bắc Bộ và miền núi phía Bắc	461
10.4.2.	Đông Bắc Bộ	471
10.4.3.	TP Hà Nội và phụ cận	480
10.4.4.	Nam Hà Nội	485
10.4.5.	Bắc Trung Bộ	491
10.4.6.	Trung Trung Bộ	498
10.4.7.	Tây Nguyên	516
10.4.8.	Nam Trung Bộ 1	530
10.4.9.	Nam Trung Bộ 2	541
10.4.10.	Đông Nam Bộ	560
10.4.11.	Tây Nam Bộ	584
10.5.	TÍNH TOÁN PHÂN BỐ CÔNG SUẤT TRONG CÁC CHẾ ĐỘ XÁC LẬP	602
10.5.1.	Miền Bắc	602
10.5.2.	Miền Trung	608
10.5.3.	Miền Nam	610
10.6.	PHÂN TÍCH CÁC VẤN ĐỀ KỸ THUẬT VẬN HÀNH LUỐI ĐIỆN.....	618

10.6.1. Kiểm tra khả năng đáp ứng của lưới điện với tiêu chí N-1.....	618
10.6.2. Ôn định tĩnh	620
10.6.3. Ôn định động	621
10.7. TÍNH TOÁN TỔNG CÔNG SUẤT VÔ CÔNG CẦN BÙ CHO LUỚI TRUYỀN TẢI ĐIỆN VÀO CÁC NĂM MỐC CỦA GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH	621
10.8. TÍNH TOÁN DÒNG ĐIỆN NGẮN MẠCH TẠI MỘT SỐ NÚT CHÍNH TRONG HỆ THỐNG. ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP HẠN CHẾ DÒNG ĐIỆN NGẮN MẠCH TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN	623
10.8.1. Tính toán sơ bộ dòng điện ngắn mạch trên hệ thống điện truyền tải	624
10.8.2. Các giải pháp khắc phục, hạn chế dòng điện ngắn mạch	625
10.8.3. Dòng điện ngắn mạch trên hệ thống điện truyền tải sau khi áp dụng các giải pháp hạn chế dòng ngắn mạch.....	630
10.9. PHÂN TÍCH CÁC VẤN ĐỀ LIÊN QUAN TỚI VIỆC TÍCH HỢP CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG MỚI, NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VÀO HỆ THỐNG ĐIỆN	631
10.9.1. Các vấn đề liên quan tới việc tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện	631
10.9.2. Phương hướng, giải pháp để tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện Việt Nam	633
10.10. NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG ÚNG DỤNG CÔNG NGHỆ TRUYỀN TẢI ĐIỆN MỘT CHIỀU TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM	635
10.11. XÁC ĐỊNH KHỐI LUỢNG LUỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI, CẦN XÂY DỰNG VÀO CÁC NĂM MỐC CỦA GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH	638
10.12. XÂY DỰNG DANH MỤC DỰ ÁN QUAN TRỌNG QUỐC GIA, DỰ ÁN ƯU TIÊN ĐẦU TƯ CỦA NGÀNH ĐIỆN LỰC VÀ THỦ TỤC ƯU TIÊN THỰC HIỆN	638
CHƯƠNG 11. LIÊN KẾT LUỚI ĐIỆN KHU VỰC	640
11.1. ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG XUẤT, NHẬP KHẨU ĐIỆN NĂNG CỦA CÁC NUỚC TRONG KHU VỰC	642
11.2. KHẢ NĂNG LIÊN KẾT GIỮA HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM VỚI HỆ THỐNG ĐIỆN CÁC NUỚC TRONG KHU VỰC	651
11.2.1. Về khả năng nhập khẩu điện.....	651
11.2.2. Về khả năng xuất khẩu điện.....	652
11.2.3. Về khả năng kết nối lưới điện liên quốc gia	653
11.3. PHÂN TÍCH HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM TRONG MỐI LIÊN KẾT VỚI HỆ THỐNG ĐIỆN CÁC NUỚC TRONG KHU VỰC	654
11.4. NGUYÊN TẮC XÂY DỰNG GIÁ ĐIỆN NHẬP KHẨU HỢP LÝ TỪ CÁC NUỚC TRONG KHU VỰC	655
11.5. DANH MỤC LUỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI LIÊN KẾT, TRAO ĐỔI ĐIỆN NĂNG VỚI CÁC NUỚC TRONG KHU VỰC	656
11.5.1. Kế hoạch xuất nhập khẩu điện của Việt Nam giai đoạn đến 2030.	656
11.5.2. Triển vọng liên kết lưới điện khu vực.....	659

CHƯƠNG 12. ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN ĐIỆN NÔNG THÔN	661
12.1. ĐẶC ĐIỂM CÁC VÙNG NÔNG THÔN VIỆT NAM	663
12.2. HIỆN TRẠNG CUNG CẤP ĐIỆN CHO NÔNG THÔN VIỆT NAM.....	665
12.3. ĐÁNH GIÁ VIỆC THỰC HIỆN CHƯƠNG TRÌNH ĐIỆN KHÍ HÓA NÔNG THÔN GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH TRƯỚC	668
12.4. CHƯƠNG TRÌNH ĐIỆN KHÍ HÓA NÔNG THÔN VIỆT NAM GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH.....	672
12.4.1. Nhu cầu điện của các hộ nông thôn chưa có điện.....	672
12.4.2. Chương trình điện khí hóa nông thôn trong giai đoạn quy hoạch	674
12.5. CÁC GIẢI PHÁP CUNG CẤP ĐIỆN CHO CÁC KHU VỰC VÙNG SÂU, VÙNG XA, MÀ LUỐI ĐIỆN QUỐC GIA KHÔNG THỂ CẤP TỐI ĐƯỢC	675
CHƯƠNG 13. ĐIỀU ĐỘ VÀ THÔNG TIN HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM	678
13.1. ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM.....	679
13.1.1. Hiện trạng điều độ hệ thống điện.....	679
13.1.2. Định hướng phát triển hệ thống điện và thị trường điện trong giai đoạn đến 2045	691
13.1.3. Đề xuất mô hình tổ chức điều độ giai đoạn 2021 -2045	696
13.2. HỆ THỐNG THÔNG TIN VIỄN THÔNG ĐIỆN LỰC	698
13.2.1. Hiện trạng hệ thống viễn thông điện lực.....	698
13.2.2. Định hướng phát triển cơ sở hạ tầng thông tin điện lực.....	700
CHƯƠNG 14. CHƯƠNG TRÌNH ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA	701
14.1. VỐN ĐẦU TƯ CÁC CÔNG TRÌNH NGUỒN ĐIỆN	702
14.2. VỐN ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN LUỐI ĐIỆN	704
14.3. TỔNG HỢP VỐN ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC ĐẾN NĂM 2045	706
14.4. CƠ CẤU VỐN ĐẦU TƯ CHO PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA	708
14.4.1. Cơ cấu vốn đầu tư nguồn và lưới điện	708
14.4.2. Vấn đề huy động vốn đầu tư	709
CHƯƠNG 15. ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KINH TẾ - XÃ HỘI CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA.....	711
15.1. HỆ THỐNG GIÁ ĐIỆN	712
15.1.1. Xác định chi phí biên dài hạn cho phát triển điện lực	712
15.1.2. Phân tích giá điện của các nước trong khu vực	716
15.1.3. Phân tích bảng giá điện hiện hành của ngành điện Việt Nam	721

15.1.4. Các nguyên tắc cơ bản khi định giá điện trong điều kiện phát triển thị trường trong giai đoạn quy hoạch	725
15.1.5. Kiến nghị các định hướng cho công tác xây dựng bảng giá điện trong giai đoạn quy hoạch	727
15.2. ĐÁNH GIÁ KINH TẾ PHƯƠNG ÁN PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC TRONG GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH.....	728
15.2.1. Đánh giá kinh tế phương án tổng thể phát triển Điện lực quốc gia giai đoạn quy hoạch theo chi phí biên dài hạn.....	728
15.2.2. Xác định giá truyền tải lưới điện quốc gia.....	732
CHƯƠNG 16. CƠ CHẾ BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG VÀ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG TRONG PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA.....	738
16.1. MỤC TIÊU PHẠM VI XEM XÉT ĐÁNH GIÁ VỀ MÔI TRƯỜNG CỦA QUY HOẠCH.....	740
16.1.1. Mục tiêu của đánh giá tác động môi trường trong quy hoạch	740
16.1.2. Mục tiêu quốc gia về BVMT phải tuân thủ	740
16.1.3. Các vấn đề môi trường chính	743
16.2. PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG ĐẾN MÔI TRƯỜNG VÀ MỤC TIÊU QUỐC GIA VỀ BVMT CỦA CÁC KỊCH BẢN ĐIỆN	744
16.2.1. Các tiêu chí và cơ sở lựa chọn xây dựng kịch bản.....	744
16.2.2. Tác động đến môi trường của các kịch bản điện đề xuất.....	747
16.3. PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG ĐẾN MÔI TRƯỜNG CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN	753
16.3.1. Các vấn đề môi trường của các nguồn điện	753
16.3.2. Kiến nghị các giải pháp khắc phục tác động xấu đến môi trường	783
16.4. PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG ĐẾN MÔI TRƯỜNG CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LUỐI ĐIỆN VÀ KIẾN NGHỊ CÁC GIẢI PHÁP GIẢM THIỂU TÁC ĐỘNG XẤU ĐẾN MÔI TRƯỜNG	788
16.4.1. Các vấn đề môi trường của chương trình phát triển lưới điện	788
16.4.2. Giải pháp giảm thiểu tác động xấu đến môi trường.....	791
16.5. DỰ BÁO RỦI RO SỰ CÓ THIỆN TAI VÀ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU ĐẾN CÁC CÔNG TRÌNH ĐIỆN VÀ PHƯƠNG ÁN QUY HOẠCH ĐIỆN ĐẾN BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU	792
CHƯƠNG 17. TỔNG HỢP NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT CHO CÁC CÔNG TRÌNH ĐIỆN	795
17.1. TỔNG NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT CHO CÁC CÔNG TRÌNH TRẠM BIẾN ÁP	797
17.2. TỔNG NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT CÁC CÔNG TRÌNH ĐƯỜNG DÂY TRUYỀN TẢI.....	797
17.3. TỔNG HỢP NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT CHO CÁC CÔNG TRÌNH NGUỒN ĐIỆN 798	
17.3.1. Tổng hợp nhu cầu sử dụng đất cho các dự án thủy điện.....	798

17.3.2.	Tổng nhu cầu sử dụng đất cho các dự án nhiệt điện	799
17.3.3.	Tổng nhu cầu sử dụng đất cho các loại hình nguồn khác	800
CHƯƠNG 18. CƠ CHẾ VÀ GIẢI PHÁP THỰC HIỆN QUY HOẠCH.....	802	
18.1. ĐÁNH GIÁ CÁC CƠ CHẾ THỰC HIỆN QUY HOẠCH ĐIỆN HIỆN NAY	803	
18.2. ĐỀ XUẤT CÁC CƠ CHẾ THỰC HIỆN QUY HOẠCH ĐIỆN	806	
18.2.1.	Nhóm cơ chế trong đầu tư phát triển điện lực	807
18.2.2.	Nhóm cơ chế về tài chính, huy động vốn	809
18.2.3.	Nhóm cơ chế đảm bảo vận hành hệ thống điện và thị trường điện	811
18.3. ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP, NGUỒN LỰC THỰC HIỆN QUY HOẠCH	813	
18.3.1.	Giải pháp đảm bảo an ninh cung cấp nhiên liệu	813
18.3.2.	Giải pháp tạo nguồn vốn và huy động vốn đầu tư phát triển ngành điện	814
18.3.3.	Giải pháp về pháp luật, chính sách	815
18.3.4.	Giải pháp về bảo vệ môi trường, phòng chống thiên tai	815
18.3.5.	Giải pháp về khoa học công nghệ	816
18.3.6.	Giải pháp về sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả	817
18.3.7.	Giải pháp về phát triển nguồn nhân lực	818
18.3.8.	Giải pháp về hợp tác quốc tế	818
18.3.9.	Giải pháp về tổ chức thực hiện và giám sát thực hiện quy hoạch	819
18.3.10.	Giải pháp về nội địa hóa thiết bị ngành điện và xây dựng phát triển ngành cơ khí điện	820
18.3.11.	Giải pháp về đổi mới tổ chức quản lý, nâng cao hiệu quả hoạt động điện lực	820
18.3.12.	Giải pháp về giá điện	820
CHƯƠNG 19. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	822	
19.1. VỀ HIỆN TRẠNG HTĐ VÀ ĐÁNH GIÁ THỰC HIỆN QHĐ7ĐC	822	
19.2. Về dự báo nhu cầu tiêu thụ điện.....	823	
19.3. VỀ NĂNG LUỢNG SƠ CẤP VÀ TIỀM NĂNG XÂY DỰNG NLTT	825	
19.3.1.	Về khả năng khai thác năng lượng sơ cấp trong nước	825
19.3.2.	Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho phát điện	827
19.3.3.	Khả năng xây dựng các nguồn năng lượng tái tạo	827
19.3.4.	Khả năng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng	829
19.3.5.	Khả năng phát triển điện hạt nhân:	830
19.4. VỀ CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN	830	
19.5. VỀ CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LUỐI ĐIỆN	836	
19.5.1.	Lưới điện truyền tải liên vùng	837
19.5.2.	Lưới điện 500kV theo vùng	838
19.5.3.	Tổng hợp khối lượng lưới điện xây dựng	842

19.6.	VỀ LIÊN KẾT LƯỚI ĐIỆN KHU VỰC	842
19.7.	VỀ PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN NÔNG THÔN.....	844
19.8.	VỀ ĐIỀU ĐỘ HTĐ QUỐC GIA.....	845
19.9.	VỐN ĐẦU TƯ VÀ KINH TẾ PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC.....	846
19.10.	ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG VÀ NHU CẦU SỬ DỤNG	
ĐÁT	847
19.11.	CƠ CHẾ GIẢI PHÁP THỰC HIỆN QHĐ8.....	849
19.12.	CÁC KIÉN NGHỊ VỀ TRIỂN KHAI THỰC HIỆN QHĐ8.....	849

CÁC CỤM TỪ VIẾT TẮT

BCT	Bộ Công Thương
BĐKH	Biến đổi khí hậu
BVMT	Bảo vệ môi trường
CN-XD	Công nghiệp – Xây dựng
CP	Chính Phủ
CPC	Tổng công ty điện lực Miền Trung
CPMB	Ban Quản lý công trình điện miền Trung
CS	Công suất
CFB	Lò hơi tầng sôi tuần hoàn
ĐB	Đồng bộ
DCS	Hệ thống điều khiển phân tán
ĐĐQG (NLDC)	Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia
ĐHN	Điện hạt nhân
ĐMT	Điện mặt trời
ĐSK	Điện sinh khối
ĐZ, ĐD	Đường dây
DĐBSCL	Đồng bằng Sông Cửu Long
EVN	Tập đoàn điện lực Việt Nam
FLHs	Full load hours
GĐ	Giai đoạn
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
HTĐ	Hệ thống điện
TP HCM	Thành phố Hồ Chí Minh
IEA	Cơ quan Năng lượng quốc tế
ICE	Động cơ đốt trong sử dụng LNG
KB	Kịch bản
KNK	Khí nhà kính
KTXH	Kinh tế - Xã hội
LNG	Khí thiên nhiên hóa lỏng
NCS	Nâng công suất
NĐ, NMNĐ	Nhiệt điện, Nhà máy nhiệt điện
NK	Nhập khẩu
NLTT	Năng lượng tái tạo

NMĐ	Nhà máy điện
NMNĐ	Nhà máy nhiệt điện
NPC	Tổng công ty điện lực Miền Bắc
NPMB	Ban quản lý công trình điện miền Bắc
NPT	Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia
Pin TN	Pin tích năng
PVN	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
PC	Lò hơi đốt than phun
QH PTDL	Quy hoạch phát triển điện lực
QHĐ	Quy hoạch điện
QHĐVIIHC, QHĐ7DC, QHĐ7HC	Quy hoạch điện 7 điều chỉnh
SCGT	Tua bin khí chu trình đơn
SPC	Tổng công ty điện lực Miền Nam
SPMB	Ban Quản lý công trình điện miền Nam
TBA	Trạm biến áp
TBKHH (CCGT)	Tua bin khí hỗn hợp
TĐ, TĐN	Thủy điện, Thủy điện nhỏ
TĐTN	Thủy điện tích năng
TP.	Thành phố
TT	Thông tư
TTĐ	Truyền tải điện
TTĐL	Trung tâm Điện lực
TCTĐL	Tổng công ty Điện lực
TKV	Tập đoàn Than Khoáng sản Việt Nam
TCT	Tổng công ty
UBND	Ủy ban nhân dân
WB	Ngân hàng thế giới

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] (2016). Thông tư 25/2016/TT-BCT quy định hệ thống điện truyền tải.
- [2] (2019). Thông tư 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư 25/2016/TT-BCT quy định HTĐ truyền tải và thông tư số 39/2015/TT-BCT quy định HTĐ phân phối.
- [3] ERAV, "Thông tư 39/2015/TT-BCT quy định hệ thống điện phân phối," Hà Nội2015.
- [4] Bộ Công Thương, "Quy phạm trang bị điện," MOIT, Hà Nội2006.
- [5] QCVN 07:2010/BXD Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia các công trình hạ tầng kỹ thuật đô thị, 2010.
- [6] (2006). Quyết định số Số: 44/2006/QĐ-BCN Về việc ban hành Quy định kỹ thuật điện nông thôn.
- [7] (2014). Thông tư 40/2014/TT-BCT Quy định quy trình điều độ Hệ thống điện quốc gia.
- [8] (2019). Thông tư 31/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 28/2014/TT-BCT ngày 15 tháng 9 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia, Thông tư số 40/2014/TT-BCT ngày 05 tháng 11 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia và thông tư số 44/2014/TT-BCT ngày 28 tháng 11 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia.
- [9] (2014). Thông tư số 44/2014/TT-BCT Quy định quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia.
- [10] (2014). Thông tư 28/2014/TT-BCT Quy định quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia.
- [11] (2018). Thông tư 45/2018/TT-BCT Quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện.
- [12] UCTE Operation Handbook, 2010.
- [13] TEPCO Power System Planning rule, 2010.
- [14] The Grid Code, 2011.
- [15] Alberta Reliability Standards, 2014.
- [16] NERC, "Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America," Atlanta 2013.
- [17] AEMO, "National Transmission Network Development Plan for the National Electricity Market," ed. NEW SOUTH WALES Operator, Australian Energy Market, 2015.

- [18] BCHTW, "Nghị quyết số 55/NQ-TW ngày 11/2/2020 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," Bộ Chính Trị, Hà Nội2020.
- [19] Quyết định số 0338/QĐ-EVNNPT ngày 6/3/2018 phê duyệt Chiến lược phát triển EVNNPT đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2040, EVNNPT, 2018.
- [20] D. A. Woodford, "HVDC transmission," Manitoba HVDC Research Centre, pp. 400-1619, 1998.
- [21] Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam năm 2019, Cục Năng lượng Đan Mạch
- [22] Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam năm 2019, Cục Năng lượng Đan Mạch
- [23] Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy – ADB, 2007,
- [24] Getting Energy Prices Right – from principle to practice – IMF, 2014
- [25] End_of_life management for Solar PV panels – IRENA, 6/2016
- [26] International Energy Outlook 2019, EIA
- [27] BP Statistical Review of World Energy 2019;
- [28] IEEJ Outlook 2020
- [29] Vietnam Pumped Storage Power Development Strategy, Lahmayer International - WB, 2016
- [30] Báo cáo vận hành hệ thống điện quốc gia hàng năm, Điều Độ quốc gia A0
- [31] Báo cáo tổng kết sản xuất kinh doanh hàng năm, EVN
- [32] QHPT ngành khí giai đoạn 2016- 2025 có xét đến 2035, 2016,
- [33] Nghiên cứu tổng thể hệ thống hạ tầng nhập khẩu LNG, PVGas 2019
- [34] Điều chỉnh QHPT ngành than giai đoạn 2016-2020 có xét đến 2030, 2016, TKV
- [35] QH Phát triển Năng lượng Quốc gia giai đoạn 2016-2025 có xét đến 2035, 2017, VNL
- [36] Đề án phát triển thị trường năng lượng cạnh tranh đến năm 2025, tầm nhìn đến 2030, 2019, MOIT
- [37] QHPT Năng lượng tái tạo toàn quốc đến 2035- VNL- 2018,
- [38] Wind potential map – WB, 2011
- [39] Vietnam Offshore Wind Country Screening and Site Selection – C2Wind - Denmark - 2020
- [40] Biểu đồ điện mặt trời 8760h do AECID- Tây Ban Nha kết hợp với BCT tính toán năm 2014, theo số liệu trung bình nhiều năm từ Trung tâm dịch vụ khí tượng thủy văn quốc gia
- [41] Biểu đồ điện gió 8760h, tốc độ gió onshore tại 10 điểm/độ cao 80m-“Dự án Năng lượng Gió GIZ/MoIT.

- [42] Biểu đồ phụ tải 8760h, số liệu từ các trạm 110kV, 220kV các vùng năm 2017, 2018, 2019- Các CT truyền tải điện và CT Điện lực
- [43] Báo cáo cập nhật tiến độ các dự án điện của EREA và Ban Chỉ đạo Quốc gia về PTDL - tháng 4/2020
- [44] Các quyết định của UBND các tỉnh về bảng giá đất cập nhật đến tháng 1/2020
- [45] Chiến lược phát triển NLTT Việt Nam giai đoạn đến 2030 có xét đến 2050
- [46] Luật Điện lực 2004 và Luật sửa đổi 2012
- [47] Luật Quy hoạch 2020
- [48] Đề án chuyển đổi TT Điều Độ HTĐ Quốc gia thành công ty TNHH MTV hạch toán độc lập trong EVN, 2019, EVN
- [49] Chiến lược phát triển ngành điện giai đoạn đến 2030 có xét đến 2040, VNL, 2016
- [50] The Study on Power Network System Master Plan in Lao PDR, JICA, tháng 2/2020
- [50] EVNNPT, “Báo cáo tổng kết công tác vận hành năm 2019 và thực hiện giải pháp đảm bảo vận hành lưới điện truyền tải năm 2020.” 2019.
- [2] EVN, “Báo cáo kết quả thực hiện kế hoạch năm 2019. Mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm 2020,” 2019.
- [3] EVNNPT, “Báo cáo tình hình vận hành điện áp cao, điện áp thấp và đề xuất giải pháp khắc phục,” 2019.

CHƯƠNG 1. HIỆN TRẠNG ĐIỆN LỰC QUỐC GIA

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Tính đến hết năm 2019, điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống điện đạt 240 tỷ kWh tăng 2,35 lần so với năm 2010 (101,4 tỷ kWh). Sản lượng điện thương phẩm toàn quốc năm 2019 đạt 209,77 tỷ kWh, tăng 2,46 lần so với năm 2010 (85,4 tỷ kWh), tương ứng tăng trưởng điện thương phẩm bình quân cả giai đoạn 2011-2019 là 10,5%/năm (giai đoạn 2011-2015 tăng 10,97%/năm và giai đoạn 2016-2019 tăng 9,49%/năm). Năm 2020, điện sản xuất toàn hệ thống điện ước đạt 246 tỷ kWh, tăng 2,6% so với năm 2019. Công suất phụ tải lớn nhất toàn hệ thống (Pmax) năm 2019 đạt 38,2 GW, năm 2020 ước đạt 38,7GW. *So sánh với các nước trên thế giới, hệ thống điện Việt Nam hiện đứng thứ 22 trên thế giới về sản lượng điện sản xuất¹.*

Sản lượng điện thương phẩm bình quân trên đầu người tăng 2,2 lần, từ 982 kWh/người (năm 2010) lên 2.180 kWh/người (năm 2019).

Tính đến hết năm 2019, tổng công suất đặt của hệ thống điện quốc gia đạt khoảng 56GW, ước tính năm 2020 đạt khoảng 69 GW. Hệ thống nguồn điện hiện trạng nhìn chung đảm bảo cung cấp điện cho nhu cầu phụ tải hiện tại. Tuy tổng quy mô công suất nguồn điện hiện có khá lớn so với nhu cầu phụ tải, nhưng các nguồn năng lượng tái tạo bất định chiếm tỷ trọng cao. Ước tính đến hết năm 2020, nguồn điện mặt trời, điện gió có tổng công suất hơn 17 GW, như vậy có trên 25% tổng công suất nguồn điện là các nguồn bất định (gió, mặt trời) phụ thuộc rất nhiều vào thời tiết; các nguồn thủy điện có tổng công suất trên 20 GW, chiếm 30% cũng phụ thuộc điều kiện thủy văn theo từng năm.

Hệ thống lưới truyền tải được đầu tư với khối lượng lớn, cơ bản đáp ứng được yêu cầu đầu nối giải tỏa công suất các dự án nguồn điện và tăng cường năng lực truyền tải của toàn hệ thống điện. 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 việc cân bằng năng lượng toàn quốc và ảnh hưởng tới độ tin cậy cung cấp điện của từng miền. Trong năm 2019, tổng sản lượng điện truyền tải từ miền Bắc qua miền Trung tới miền Nam đạt gần 11 tỷ kWh, chiếm gần 10% nhu cầu của miền Nam. Lưới điện 500kV đóng vai trò rất quan trọng trong đảm bảo cung ứng điện đối với hệ thống điện toàn quốc nói chung và miền Nam nói riêng.

Lưới 220-110kV là xương sống cho hệ thống điện của từng miền, có nhiệm vụ đảm bảo việc cung cấp điện an toàn và liên tục tới lưới điện của miền và khu vực.

¹ BP Statistical Review of World Energy, 2019

Hiện tại, lưới điện 220-110kV chưa đảm bảo dự phòng theo tiêu chí N-1, đặc biệt là khu vực Miền Bắc và miền Nam, nên trong các trường hợp sự cố nguồn, sự cố lưới và phụ tải cao có thể dẫn đến quá tải cục bộ một số đường dây 220kV.

Về chất lượng điện năng và độ tin cậy cung cấp điện: từ năm 2015 đến nay, nhìn chung độ tin cậy của hệ thống điện, chất lượng điện áp đã được cải thiện đáng kể. Ví dụ với hệ thống điện 500kV: năm 2015 độ sẵn sàng của hệ thống điện là 98,5% thì năm 2019 đã đạt 99,3%; về chất lượng điện áp, năm 2015 trị số độ lệch điện áp (VDI)² là 8,41 thì năm 2019 trị số này đạt 0,024.

Độ tin cậy cung cấp điện liên tục được cải thiện trong suốt giai đoạn từ 2016 đến 2019. Nếu năm 2016, thời gian mất điện khách hàng bình quân (SAIDI) là 1641 phút, thì tới năm 2019 chỉ số này chỉ còn khoảng 648 phút (giảm hơn 2,5 lần).

Hệ số đàm hồi điện/ GDP giai đoạn 2011 – 2015 là 1,79 lần; Ước tính hệ số đàm hồi điện/ GDP giai đoạn 2016 – 2020 đạt 1,42 lần. Hệ số đàm hồi bình quân giai đoạn 2011 – 2020 là 1,62 lần. So sánh với các nước trong khu vực, hệ số đàm hồi của Việt Nam vẫn ở mức cao (các nước ASEAN có hệ số đàm hồi giai đoạn 2011- 2020 ước tính là 1,36 lần).

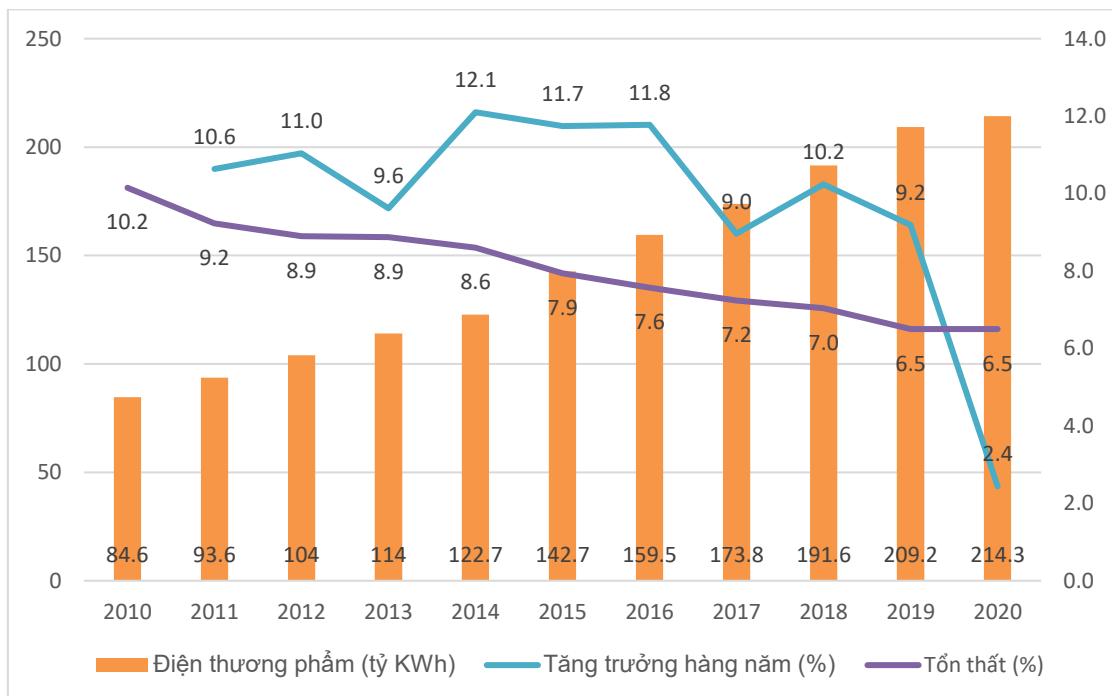
² Trị số độ lệch điện áp = số giờ điện áp vượt ngưỡng/ (tổng số phần tử x tổng số giờ)

1.1. HIỆN TRẠNG TIÊU THỤ ĐIỆN VÀ CÁC NGUỒN CUNG CẤP ĐIỆN

1.1.1. Hiện trạng tiêu thụ điện giai đoạn 2010-2020

1.1.1.1. Thống kê và đánh giá tình hình tiêu thụ điện giai đoạn trước

Năm 2019, sản lượng điện thương phẩm đạt 210,5 tỷ kWh, đã bao gồm lượng điện bán qua biên giới cho Lào và Campuchia. Như vậy, trong cả giai đoạn 2011-2019, tốc độ tăng trưởng trung bình đạt 10,5%/năm. Theo số liệu đã công bố, mặc dù nền kinh tế chịu ảnh hưởng của dịch bệnh COVID-19, sản lượng điện thương phẩm trong Quý I năm 2020 xấp xỉ 49,28 tỷ kWh, tăng 6,47% so cùng kỳ năm trước, trong đó sản lượng thương phẩm nội địa tăng 6,27%. Năm 2020, do chịu ảnh hưởng của dịch bệnh COVID-19, sản lượng điện thương phẩm dự kiến khoảng 214,3 tỷ kWh, tăng 2,16% so với năm 2019.. Với mức tiêu thụ này, tốc độ tăng trưởng trung bình giai đoạn 2011-2020 chỉ còn 9,6%/năm.



Hình 1.1: Điện thương phẩm, tốc độ tăng trưởng và tỷ lệ tổn thất giai đoạn 2010-2020

Trong cả giai đoạn 2010-2019, tỷ lệ điện tổn thất điện năng của hệ thống liên tục giảm. Số liệu ghi nhận tới năm 2019, tổn thất điện năng chỉ còn 6,5%, hoàn thành kế hoạch sớm một năm. Điều này cho thấy các giải pháp quản lý vận hành, đầu tư cải tạo lưới... đã được ngành điện thực hiện một cách hiệu quả.

Năm 2019, công suất cực đại (Pmax) đạt 38.249 MW, trong khi công suất lắp đặt của nguồn là 55.939 MW, như vậy tỷ lệ dự phòng của hệ thống là 31,6%. Trong cả giai đoạn 2010-2019, tốc độ tăng trưởng Pmax là 10,6%/năm tương đương với tăng

trưởng điện thương phẩm. Năm 2020, Pmax dự kiến là 38.617 (ngày 24/6), chỉ tăng khoảng 1% so với năm 2019.

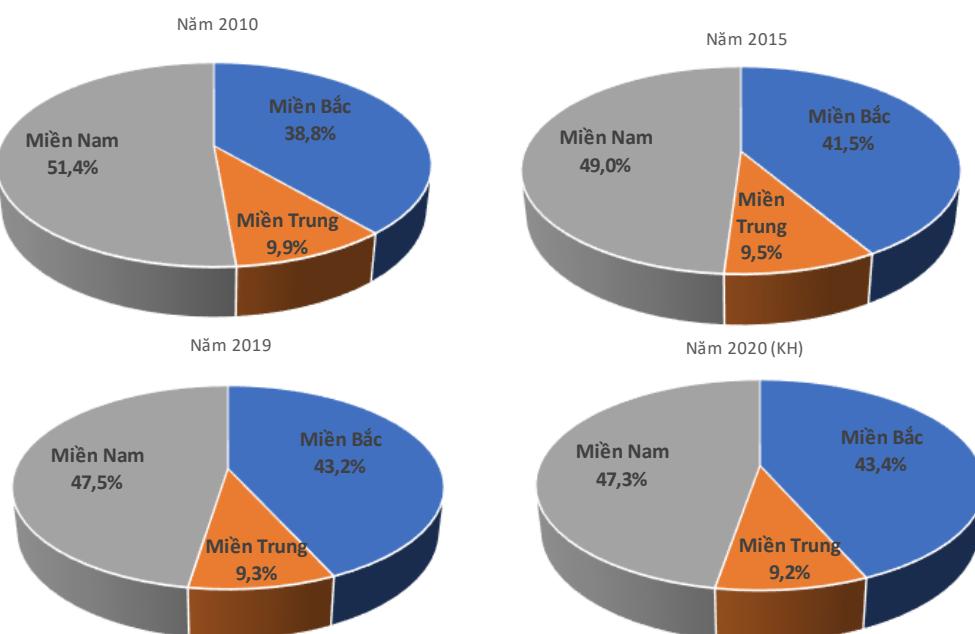
Về cơ cấu tiêu thụ điện theo miền, tỉ trọng đóng góp của miền Nam và miền Trung trong tổng sản lượng điện thương phẩm có xu hướng giảm, bù lại là xu hướng tăng của miền Bắc. Số liệu thống kê cũng chỉ ra Miền Bắc có tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm cao nhất, đạt 11,9%/năm trong giai đoạn 2011-2019. Miền Trung, có xuất phát điểm thấp nhất và tỷ trọng chiếm chưa tới 10% cả nước, tốc độ tăng trưởng cùng kỳ đạt 9,8%/năm. Khu vực miền Nam mặc dù vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu miền, có tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm cùng kỳ ở mức 9,6%/năm.

Năm 2020, do ảnh hưởng của dịch bệnh COVID-19, tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm các miền đều giảm so với trung bình hàng năm. Trong đó, miền Trung chịu ảnh hưởng nặng nề nhất (chỉ tăng trưởng 0,4%) do có tỷ trọng thành phần thương mại – du lịch – dịch vụ lớn trong cơ cấu tiêu thụ điện. Miền Bắc và miền Nam có tốc độ tăng trưởng tương đương, vào khoảng 5%.

Bảng 1.1: Điện thương phẩm theo miền

Điện thương phẩm (GWh)	2010	2015	2019	2020 (KH)	2011 -2015	2016 -2019	2011 -2019	2011 -2020	2019 -2020
Miền Bắc	32766	58917	89646	94487	12.5%	11.1%	11.8%	11.2%	5.4%
Miền Trung	8323	13529	19303	19373	10.2%	9.3%	9.8%	8.8%	0.4%
Miền Nam	49393	69535	98653	103610	7.1%	9.1%	8.0%	7.7%	5.0%

Nguồn: Báo cáo tổng kết vận hành Hệ thống điện quốc gia hàng năm, Trung tâm điều độ quốc gia, EVN



Hình 1.2: Cơ cấu tiêu thụ điện theo miền

Nhìn chung trong giai đoạn 2011-2020, các Tổng công ty điện lực đều duy trì được tốc độ tăng trưởng sản lượng ở mức cao. Tuy nhiên có sự dịch chuyển đáng kể về cơ cấu trong từng Tổng công ty. Tỷ trọng Công nghiệp & Xây dựng ở Tổng Công ty điện lực Miền Bắc và Miền Trung tăng trong cả giai đoạn trong khi lại giảm ở tất cả các Tổng công ty điện lực còn lại.

Bảng 1.2: Điện thương phẩm theo các Tổng công ty điện lực

Tổng công ty điện lực	2010	2015	2019	2020 (KH)	2011-2015	2016-2019	2011-2019	2019-2020
Tổng Công ty điện lực Miền Bắc	23879	44780	70126	74500	13.4%	12.0%	12.8%	6.2%
Tổng Công ty điện lực Miền Nam	28839	49353	72600	77410	11.3%	10.2%	10.9%	6.6%
Tổng Công ty điện lực Miền Trung	8323	13530	19303	19373	10.2%	9.3%	9.8%	0.4%
Tổng Công ty điện lực HN	8888	14137	19520	19987	9.7%	8.6%	9.2%	2.4%
Tổng Công ty điện lực TP HCM	14554	20183	26053	26200	6.8%	6.7%	6.7%	0.6%

Nguồn: Báo cáo tổng kết vận hành Hệ thống điện quốc gia hàng năm, Trung tâm điều độ quốc gia, EVN

Ngược lại, tỷ trọng khu vực Quản lý và Tiêu dùng dân cư ở Tổng công ty điện lực Hà Nội và TP HCM lại tăng trong cả giai đoạn, trong khi lại giảm ở các Tổng công ty khác. Sự tương đồng giữa các đơn vị cung cấp điện này là tỷ trọng của Nông Lâm, Thủy sản và khu vực Thương mại – Dịch vụ đều tăng. Bảng dưới đây thể hiện sự thay đổi cơ cấu tiêu thụ điện của các Tổng công ty điện lực ở hai năm 2010 và 2019.

Bảng 1.3: Cơ cấu tiêu thụ điện (%) theo ngành của các Tổng công ty điện lực

Ngành/Công ty	TCT Điện lực Miền Bắc		TCT Điện lực Miền Nam		TCT Điện lực Miền Trung		TCT Điện lực HN		TCT Điện lực HCM	
	2010	2019	2010	2019	2010	2019	2010	2019	2010	2019
Nông, Lâm & Thủy sản	1,2	1,3	1,6	6,4	1,1	3,2	0,9	1,6	0,1	0,5
Công nghiệp - Xây dựng	59,3	64,2	62,4	60,7	41,0	40,3	32,2	29,9	41,2	37,1
Thương mại - Dịch vụ	1,7	2,9	2,3	3,7	5,0	10,2	7,1	7,4	12,2	13,7
Q.Lý & Tiêu dùng dân cư	35,4	29,1	30,5	26,0	48,7	41,5	53,9	54,4	40,8	41,6
Các hoạt động khác	2,4	2,5	3,3	3,3	4,2	4,8	5,9	6,6	5,6	7,0
Tổng cơ cấu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Nguồn: Báo cáo tổng kết vận hành Hệ thống điện quốc gia hàng năm, Trung tâm điều độ quốc gia, EVN

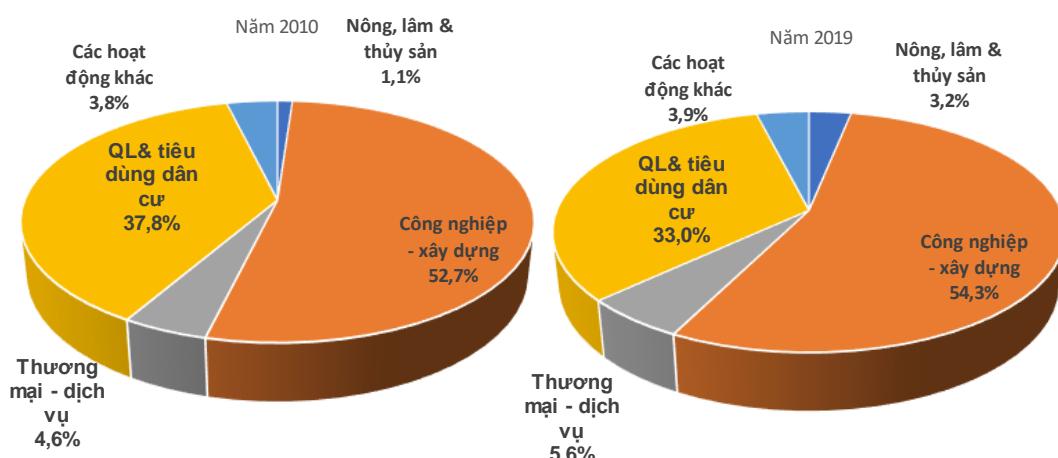
Sự chuyển dịch cũng thể hiện trong cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc. Giai đoạn 2010-2019 có nhiều sự khác biệt so với giai đoạn 10 năm trước đó, khi mà Nông Lâm Thủy sản có tỷ trọng và tăng trưởng điện thương phẩm khá thấp, Công nghiệp có tốc độ tăng trưởng cao và tỷ trọng gia tăng khá nhanh.

Bảng 1.4: Tiêu thụ điện theo ngành kinh tế

Ngành	Đơn vị	2010	2015	2018	2019	2010-2019
Nông, lâm & thủy sản	GWh	942	2.327	5.434	6.593	24,1%
Công nghiệp - xây dựng ³	GWh	44.577	77.063	105.838	113.595	11,0%
Thương mại - dịch vụ	GWh	3.895	7.546	10.776	11.776	13,1%
QL& tiêu dùng dân cư	GWh	32.002	50.374	62.241	69.061	8,9%
Các hoạt động khác	GWh	3.214	5.432	7.340	8.209	11,0%
Điện thương phẩm nội địa	GWh	84.630	142.742	191.629	209.234	10,6%

Nguồn: Báo cáo tổng kết vận hành Hệ thống điện quốc gia hàng năm, Trung tâm điều độ quốc gia, EVN

Về tiêu thụ điện trong ngành Công nghiệp, tốc độ tăng trưởng bình quân trong cả giai đoạn 2010-2019 là 11,0%/năm, trong khi ở giai đoạn 2001-2010 là 17,5%/năm. Tỷ trọng điện thương phẩm ngành Công nghiệp duy trì ở mức tăng cao từ 52,7% năm 2010 lên 54,3% năm 2019, chủ yếu đến từ Tổng công ty điện lực Miền Bắc và Miền Nam.



Hình 1.3: Cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc năm 2010 và 2019

Tiêu thụ điện Nông nghiệp có mức tăng trưởng khá ấn tượng, bình quân 24,1%/năm trong cả giai đoạn 2011-2019, trong khi ở giai đoạn trước tốc độ chỉ ở mức khoảng 8,0%/năm. Nhu cầu điện tăng cao dẫn đến tỷ trọng của ngành tăng từ 1,1% lên 3,2% vào năm 2019.

Về tiêu thụ điện trong khu vực hộ gia đình, trong những năm qua duy trì ở mức tăng trưởng khoảng 8,9%/năm. Lý do cơ bản là sự gia tăng dân số và khả năng tiếp cận điện năng ngày càng trở nên dễ dàng. Đặc biệt, nhu cầu sử dụng điều hòa không khí và sự chuyển dịch đun nấu từ đốt nhiên liệu (như than, củi hay LPG...) sang dùng điện ngày càng nhiều, cùng với nhiều các tiện ích sử dụng điện phát sinh khác cho

³ Đã bao gồm sản lượng EVN bán trực tiếp cho IPP và BOT

thấy mức sống được cải thiện. Điều này góp phần làm tăng nhu cầu sử dụng điện trong khu vực dân cư. Mặc dù tiêu thụ điện cho khu vực Quản lý và Tiêu dùng dân cư vẫn chiếm tỉ trọng lớn nhưng có xu hướng giảm từ 37,8% năm 2010 xuống còn 33,0% năm 2019.

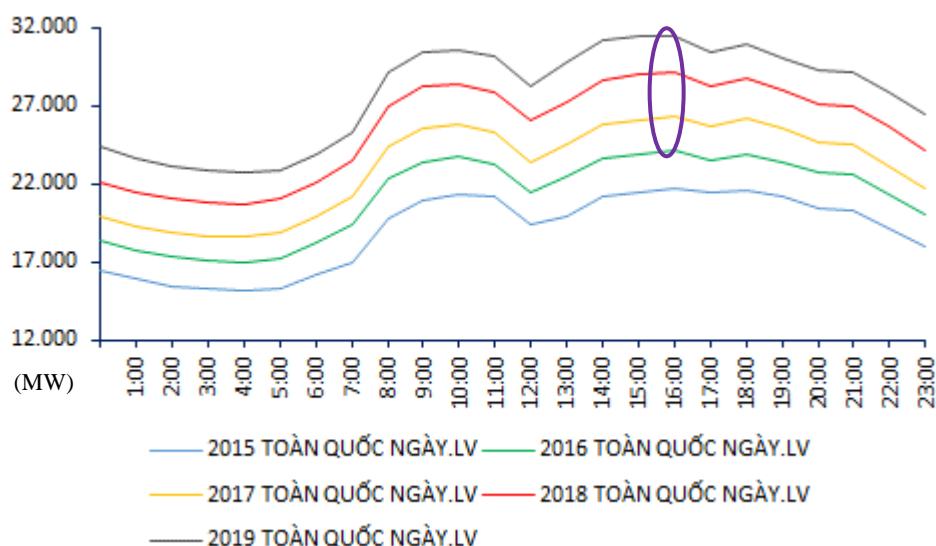
Ngành Thương mại - Dịch vụ mặc dù có tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm khá cao, 13,1%/năm trong cả giai đoạn 2010-2019 nhưng đóng góp trong cơ cấu tiêu thụ điện không tăng đột biến, chỉ tăng từ 4,6% năm 2010 lên 5,6% năm 2019.

1.1.1.2. Phân tích đồ thị phụ tải điển hình ngày, tuần, quý, năm của các miền và toàn quốc

a) Biểu đồ phụ tải ngày điển hình toàn quốc

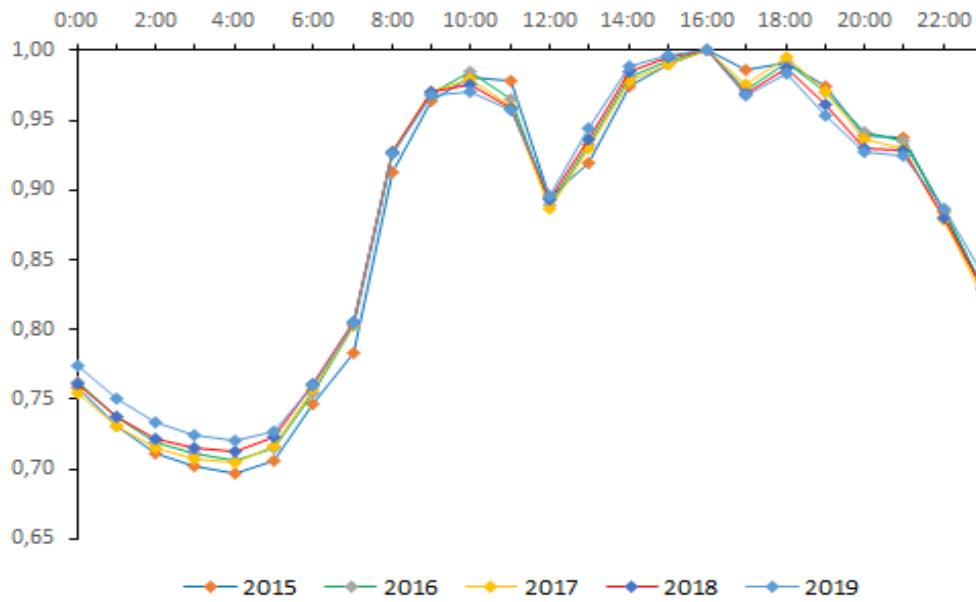
- Biểu đồ ngày làm việc điển hình

Ngày làm việc điển hình được định nghĩa là một ngày có tiêu thụ điện trung bình của tất cả các ngày từ Thứ 2 đến Thứ 6 trong năm (tổng cộng là 261 ngày đối với năm không nhuận và 262 ngày đối với năm nhuận). Như vậy tiêu thụ điện trong năm (giả sử năm không nhuận) sẽ bằng tiêu thụ điện ngày làm việc điển hình x 261 cộng với tiêu thụ điện ngày cuối tuần điển hình x 52 x 2. Hình dưới đây trình bày biểu đồ phụ tải ngày làm việc điển hình cho các năm từ 2015 đến 2019. Hình elip trong hình vẽ thể hiện giờ cao điểm trong biểu đồ, ví dụ đối với năm 2019, giờ cao điểm của ngày làm việc điển hình sẽ là 16:00.



Hình 1.4: Biểu đồ phụ tải ngày làm việc điển hình

Hình dưới đây là biểu đồ phụ tải của 4 năm liên tiếp 2015-2019 trên hệ tương đối, hình này sẽ thể hiện sự chuyển dịch phụ tải của hệ thống, nếu có, trong khoảng thời gian này.



Hình 1.5: Biểu đồ phu tăi ngày làm việc điển hình theo hệ tương đối

Bảng dưới đây thể hiện thông số cho các biểu đồ của ngày làm việc điển hình, trong đó Hệ số phu tăi (Lf) được tính là phần trăm của P_{tb} so với P_{max} , cả hai giá trị này đều được lấy từ biểu đồ của ngày làm việc điển hình. Bảng kế tiếp là thống kê cao điểm ở các thời điểm trong ngày làm việc của từng năm.

Bảng 1.5: Các thông số của biểu đồ ngày làm việc điển hình

Năm	Lf	Định tối (MW)	Định ngày (MW)	Pmin/Pmax	Chênh lệch tối-ngày	Tăng trưởng A _{tb} /ngày
2010	88,0%	13.086	13.106	0,698	-0,1%	14,8%
2015	87,5%	21.524	21.704	0,697	-0,8%	14,3%
2016	87,8%	23.899	24.111	0,706	-0,9%	11,2%
2017	87,6%	26.215	26.339	0,705	-0,5%	8,8%
2018	87,8%	28.750	29.099	0,713	-1,2%	10,7%
2019	88,0%	30.958	31.496	0,720	-1,7%	8,6%

Nguồn: Thống kê và tính toán từ số liệu vận hành hàng năm của Trung tâm điều độ quốc gia, EVN

Bảng 1.6: Thống kê xuất hiện cao điểm ở các thời điểm của ngày làm việc

Thời điểm	2010	2015	2016	2017	2018	2019
9:00	2		1	2		4
10:00	39	14	23	13	5	5
11:00	4					1
14:00	1	12	27	19	34	53
15:00	3	56	42	51	46	52
16:00	28	35	42	47	52	43

Thời điểm	2010	2015	2016	2017	2018	2019
17:00	18	17	6	2		
18:00	91	105	107	115	115	96
19:00	39	22	11	11	9	7
20:00	1					
21:00	31		2			
22:00	5					
Tổng	262	261	261	260	261	261
Sáng	45	14	24	15	5	10
Chiều	50	120	117	119	132	148
Tối	167	127	120	126	124	103

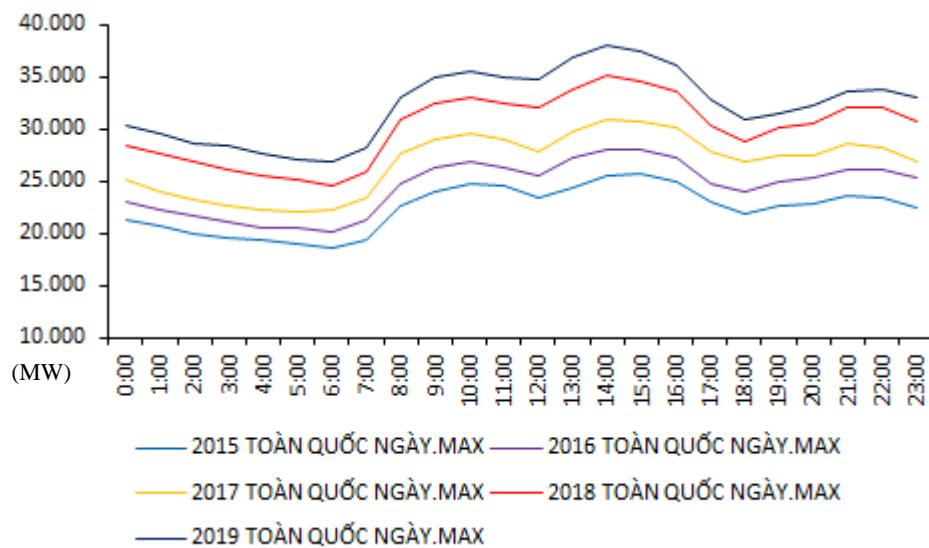
Nguồn: Thống kê và tính toán từ số liệu vận hành hàng năm của Trung tâm điều độ quốc gia, EVN

Từ biểu đồ và số liệu thống kê như trên có thể thấy:

- Các hệ số L_f , P_{min}/P_{max} đều tăng cho thấy biểu đồ thay đổi theo xu hướng tích cực.
- Hình dạng biểu đồ có 3 thời điểm đỉnh diễn ra trong ngày: đỉnh sáng chủ yếu xuất hiện vào khoảng 10:00, đỉnh chiều tương đối phẳng xảy ra trong khoảng 14:00-16:00 và đỉnh tối nhọn chủ yếu vào 18:00.
- Cao điểm mùa đông thường xuất hiện vào buổi tối, còn mùa hè thường xuất hiện vào buổi chiều.
- Số liệu thống kê vận hành cho thấy xu hướng xảy ra cao điểm buổi chiều ngày càng thường xuyên hơn, nếu như năm 2010 là 50 lần thì đến năm 2015 là 120 lần và 2019 là 148 lần

- Biểu đồ ngày cao điểm

Biểu đồ ngày cao điểm chính là biểu đồ thực tế của ngày có giá trị P_{max} lớn nhất trong năm. Biểu đồ này có ý nghĩa trong việc xem xét khả năng đáp ứng nhu cầu công suất phụ tải cao nhất của hệ thống nguồn. Hình 1.6 trình bày đồ thị của ngày cao điểm tại các năm 2015 đến 2019. Kế tiếp là Bảng 1.7 trình bày các thông số có liên quan.



Hình 1.6: Biểu đồ phụ tải ngày có Pmax

Bảng 1.7: Các thông số của biểu đồ ngày có Pmax

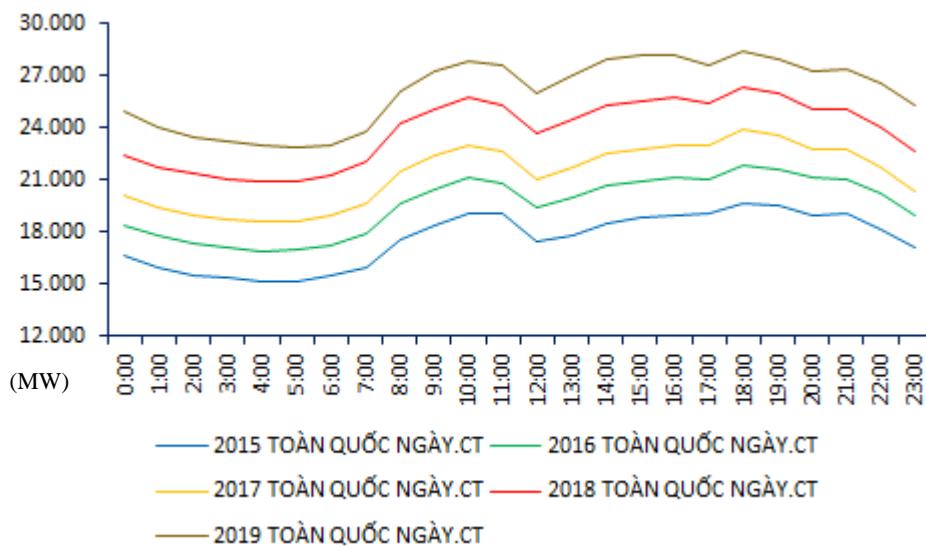
Năm	Lf	Pmax (MW)	Tăng trưởng Pmax	Thời điểm	Tổng công suất đặt (MW)
2010	88,4%	15.416	10,5%	Jul-06	19.735
2015	87,2%	25.809	16,3%	Jul-03	37.221
2016	87,2%	28.109	9,2%	Jun-14	40.682
2017	86,8%	30.931	9,9%	Aug-09	44.512
2018	85,7%	35.126	13,8%	Jul-03	48.530
2019	85,0%	38.249	8,4%	Jun-21	55.231

Nguồn: Thống kê và tính toán từ số liệu vận hành hàng năm của Trung tâm điều độ quốc gia, EVN

- Hệ số phụ tải Lf⁴ của toàn hệ thống ngày cực đại đang có xu hướng giảm nhẹ, tuy nhiên vẫn ở mức cao so với giai đoạn trước. Năm 2010, Lf đạt 0,884, đến năm 2015 giảm xuống 0,872 và 0,85 vào năm 2019.
- Thời điểm xảy ra Pmax thường diễn ra vào mùa hè (thường xảy ra trong khoảng tháng 6 - 8). Điều đó cho thấy, biểu đồ phụ tải có sự ảnh hưởng khá lớn bởi thời tiết nắng nóng.
- Tốc độ tăng trưởng Pmax các năm 2016 và 2017 ở mức dưới 10%, tuy nhiên đến năm 2018 đã tăng trở lại với mức cao 13,8%, và năm 2019 lại giảm xuống ở mức 8,4%.
- **Biểu đồ ngày cuối tuần điện hình**

⁴ Hệ số phụ tải Lf ở đây được tính bằng Công suất trung bình toàn hệ thống chia cho Công suất cực đại (PtB/Pmax). Khái niệm này khác một chút so với Lf của ngày làm việc điển hình.

Hình 1.7 dưới đây thể hiện biểu đồ ngày cuối tuần điển hình ở các năm 2015 đến 2019. Thông số của các biểu đồ nói trên được trình bày trong Bảng 1.8.



Hình 1.7: Biểu đồ phụ tải ngày cuối tuần điển hình

Bảng 1.8: Các thông số của biểu đồ ngày cuối tuần điển hình

Năm	Lf	Pmax (MW)	Thời điểm	% so với Ngày LV
2010	88,0%	12299	19:00	93,8%
2015	89,6%	19632	18:00	90,5%
2016	89,7%	21814	18:00	90,5%
2017	89,1%	23904	18:00	90,8%
2018	90,3%	26361	18:00	90,6%
2019	91,5%	28461	18:00	90,4%

Nguồn: Thống kê và tính toán từ số liệu vận hành hàng năm của Trung tâm điều độ quốc gia, EVN

Bảng 1.9: Thống kê xuất hiện cao điểm ở các thời điểm của ngày cuối tuần

Thời điểm	2010	2015	2016	2017	2018	2019
10:00	14	8	7	8	9	2
11:00	3	5				
14:00		5	7	4	7	12
15:00		6	9	11	8	8
16:00	2	4	6	6	9	7
17:00	2					
18:00	35	37	43	46	40	50
19:00	31	28	21	23	28	16
20:00	1	1				
21:00	15	9	8	7	2	2
22:00	1	1	4		1	7

Thời điểm	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Tổng	104	104	105	105	104	104

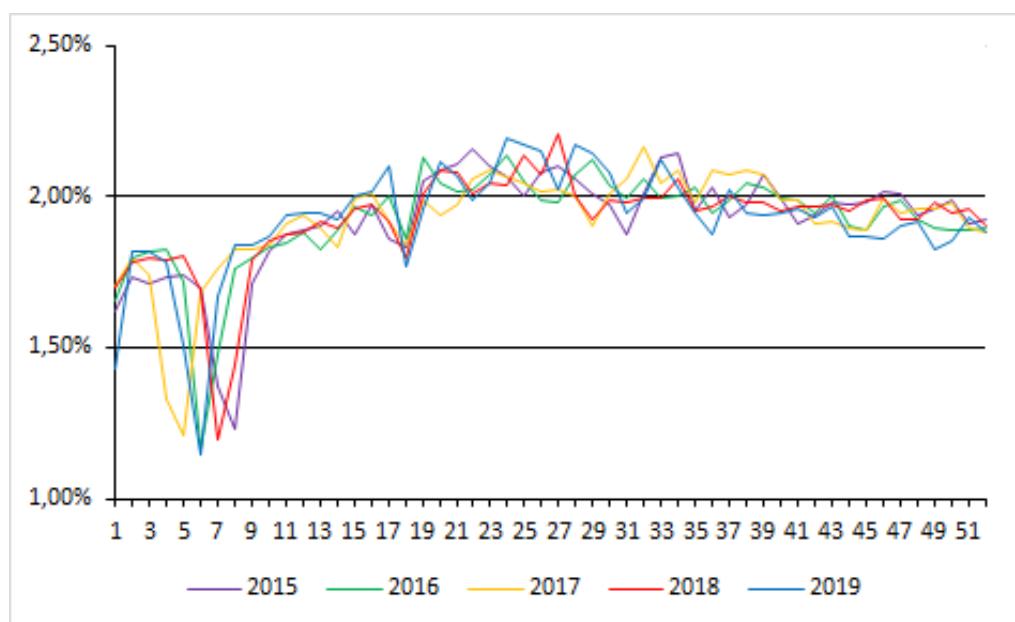
Nguồn: Thống kê và tính toán từ số liệu vận hành hàng năm của Trung tâm điều độ quốc gia, EVN

Nếu xét trên quan điểm hệ thống, biểu đồ ngày cuối tuần điển hình ít có ý nghĩa hơn so với ngày làm việc điển hình và ngày cao điểm vì thông thường sử dụng điện và Pmax của ngày cuối tuần thấp hơn so với 2 dạng ngày còn lại. Tuy nhiên nếu so sánh biểu đồ của ngày cuối tuần và ngày làm việc cũng có thể rút ra một số nhận xét đáng quan tâm.

- Đối với ngày cuối tuần, xu thế Pmax thường rơi vào buổi tối. Số liệu vận hành cho thấy, có tới 83 lần Pmax rơi vào thời gian buổi tối ở năm 2010; và 76 lần trong năm 2015; 75 lần trong năm 2019
- Tuy nhiên trong những năm gần đây số ngày cuối tuần có cao điểm rơi vào thời gian buổi chiều có xu hướng tăng nhẹ, điều này thể hiện sự phát triển của phụ tải công nghiệp
- Hệ số phụ tải của ngày cuối tuần điển hình cao hơn so với ngày làm việc điển hình ở cùng năm, nghĩa là ở ngày cuối tuần, hệ thống điện vận hành kinh tế hơn

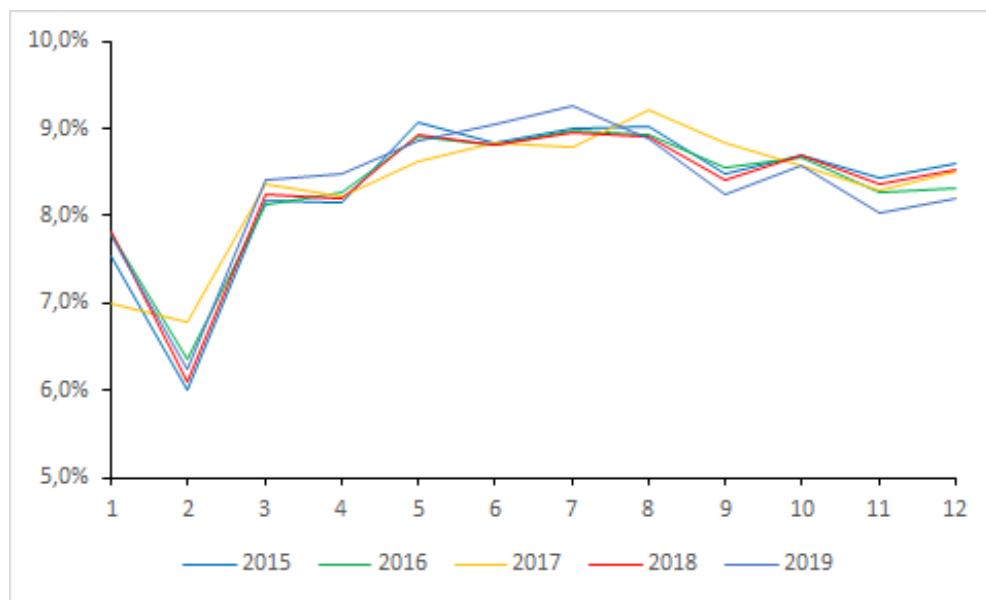
b) Biểu đồ tiêu thụ điện theo tuần, tháng, quý và phụ tải theo mùa

Hình 1.8 dưới đây biểu thị tỷ lệ tiêu thụ điện của 52 tuần so với tổng tiêu thụ ở các mốc từ 2015 đến 2019. Dễ dàng nhận thấy không có nhiều sự khác biệt giữa các năm: tiêu thụ điện ở các tuần thứ 1 đến thứ 6 - 7 đặc biệt thấp hơn các tuần khác – trùng với thời gian nghỉ Tết Âm lịch, từ thứ 7-11 có sự phục hồi và tiêu thụ điện cao điểm diễn ra vào các tuần trong tháng hè.



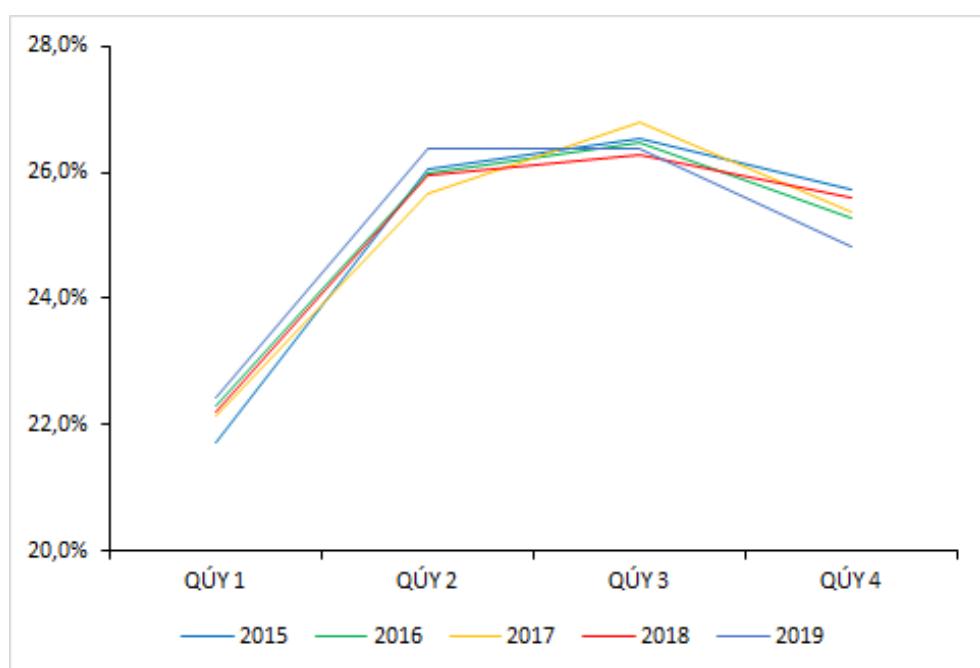
Hình 1.8: Biểu đồ tỷ lệ tiêu thụ điện theo tuần

Hình 1.9 dưới đây biểu thị tỷ lệ tiêu thụ điện 12 tháng so với tổng tiêu thụ ở các mốc năm từ 2015-2019. Cũng giống như biểu đồ tỷ lệ theo tuần, biểu đồ tỷ lệ tháng qua các năm không có nhiều biến động. Để dàng nhận thấy tháng 2 – khoảng thời gian thường trùng với nghỉ Tết Âm lịch, tiêu thụ điện đạt giá trị thấp nhất trong năm, và tháng 5-8 là những tháng có tiêu thụ điện lớn nhất, một phần là do thời tiết ở những tháng này ở khu vực miền Trung và miền Bắc nóng hơn các tháng còn lại.



Hình 1.9 Biểu đồ tỷ lệ tiêu thụ điện theo tháng

Hình 1.10 dưới đây biểu diễn tỷ lệ tiêu thụ điện từng quý so với tiêu thụ cả năm ở các mốc từ 2015-2019.



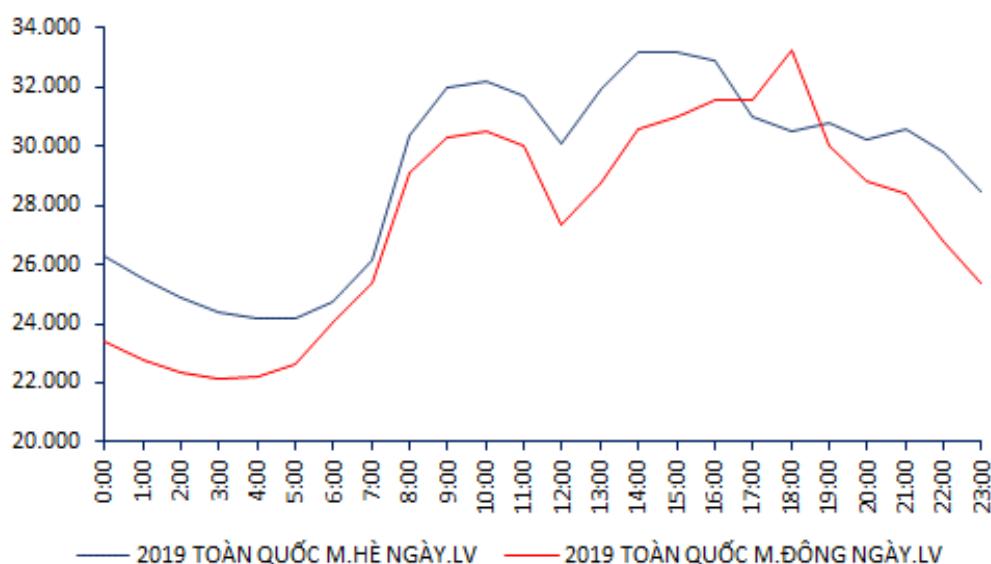
Hình 1.10: Biểu đồ tỷ lệ tiêu thụ điện theo quý

Theo vận hành, 3 tháng đầu tiên (tháng 1-3) và 3 tháng cuối cùng (tháng 10-12) của năm được coi là mùa khô của hệ thống điện khi mà sản lượng điện cung ứng từ các nhà máy thủy điện bị hạn chế, 6 tháng còn lại (tháng 4 đến tháng 9) được coi là mùa mưa. Ngoài ra, nhu cầu phụ tải trong hai khoảng thời gian trên cũng có sự khác biệt. Mùa mưa, tương đương với mùa hè theo thời tiết ở Việt Nam, có nhu cầu điện thường cao hơn mùa khô, tức là mùa đông, Pmax thường diễn ra vào mùa hè (thường xảy ra trong khoảng tháng 6 - 8).

Có thể dễ dàng nhận thấy Quý 1 có tỷ lệ tiêu thụ điện thấp hơn từ 3-4% so với các quý còn lại. Quý 4 là thời điểm cuối năm, nhiều doanh nghiệp phải tăng sản xuất nhằm hoàn thành kế hoạch năm nhưng tiêu thụ điện của Quý 4 vẫn còn thấp hơn so với Quý 2, 3 là thời điểm mùa hè.

- Biểu đồ phụ tải ngày làm việc điển hình theo mùa

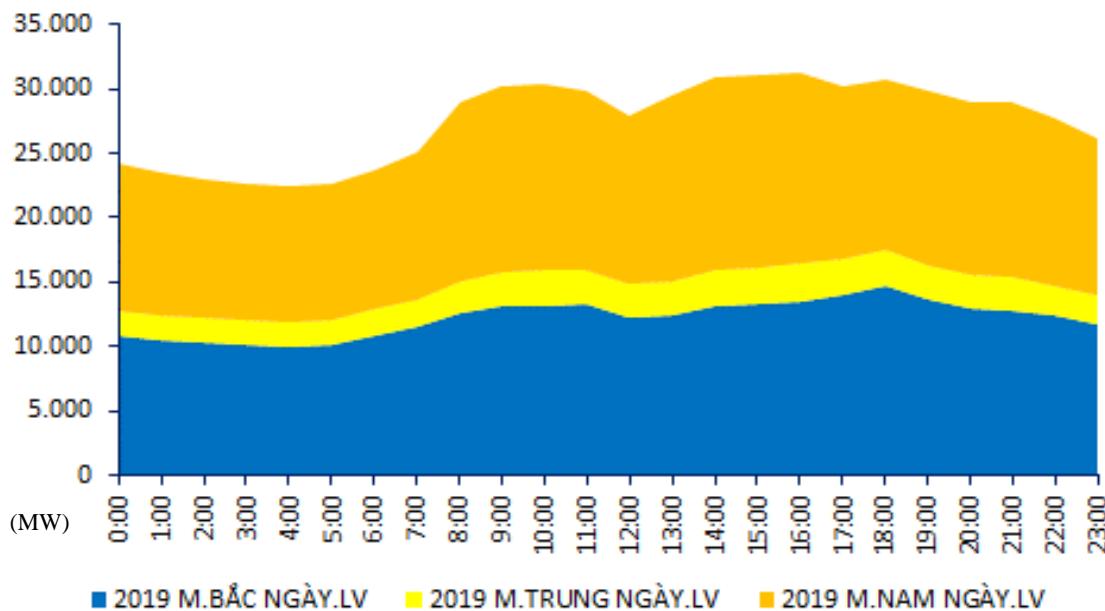
Hình 1.11 dưới đây sẽ biểu diễn biểu đồ phụ tải ngày làm việc điển hình của mùa hè và 3 tháng cuối năm ở mùa đông, biểu đồ của 2 mùa cho ta thấy đường điển hình của mùa hè luôn cao hơn đường điển hình của mùa đông, đường mùa hè thường có cao điểm rơi vào buổi chiều còn đường mùa đông lại có cao điểm rơi vào buổi tối, tuy nhiên giá trị Pmax tại cao điểm chênh lệch không nhiều. Điều đó có nghĩa là, mặc dù phụ tải luôn luôn tăng trưởng với tốc độ trên 10%/năm nhưng tiêu thụ điện ở trung bình 1 ngày của mùa hè bao giờ cũng cao hơn so với trung bình của 3 tháng cuối năm của mùa đông. Như vậy, sẽ dẫn tới hệ số Lf và Pmin/Pmax của mùa hè tốt hơn, tức là hệ thống vận hành ở mùa hè có tính kinh tế hơn so với mùa đông.



Hình 1.11: Biểu đồ phụ tải ngày làm việc điển hình theo mùa

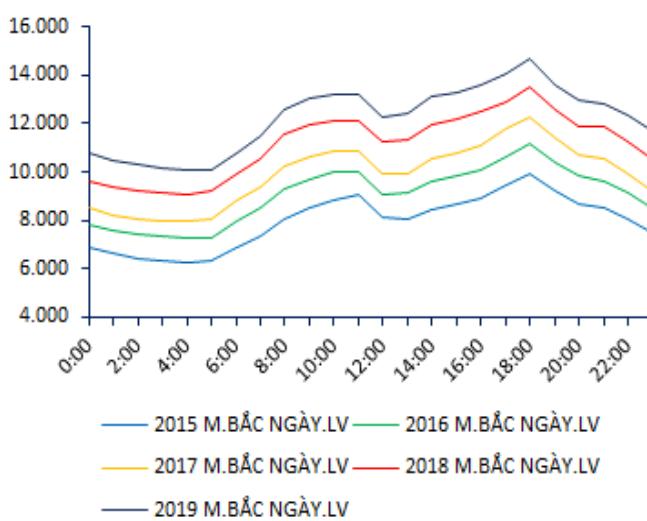
- Biểu đồ phụ tải theo miền

Xếp chồng biểu đồ phụ tải điển hình ngày làm việc của cả ba miền lại ta sẽ được biểu đồ phụ tải toàn hệ thống chưa bao gồm tổn thất công suất từ đầu cực máy phát đến các trạm 110kV như trình bày trong Hình 1.12. Để dàng nhận thấy biểu đồ của Miền Nam, phần ở trên, có diện tích lớn nhất, xấp xỉ cả miền Trung và miền Bắc cộng lại, sẽ là nhân tố quyết định trong việc xác định hình dáng biểu đồ toàn hệ thống.



Hình 1.12: Xếp chồng biểu đồ phụ tải ngày làm việc điển hình của 3 miền năm 2019

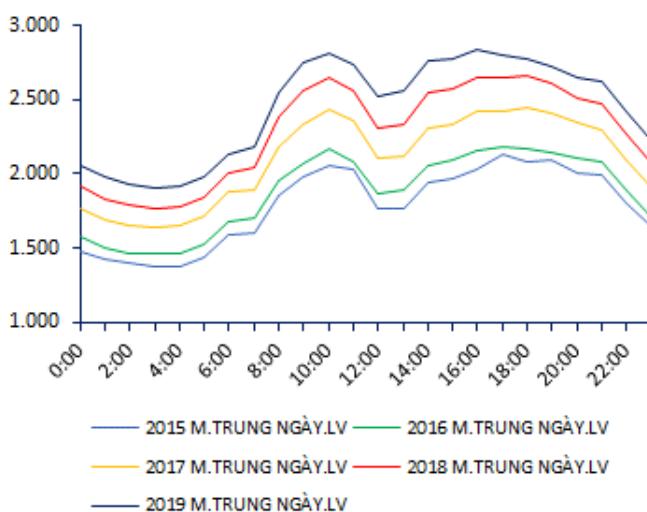
Các hình vẽ dưới đây sẽ biểu diễn biểu đồ phụ tải ngày làm việc điển hình theo 3 miền Bắc, Trung và Nam ở các mốc năm 2015 đến 2019



Hình 1.13: Biểu đồ ngày điện hình miền Bắc

Miền Bắc

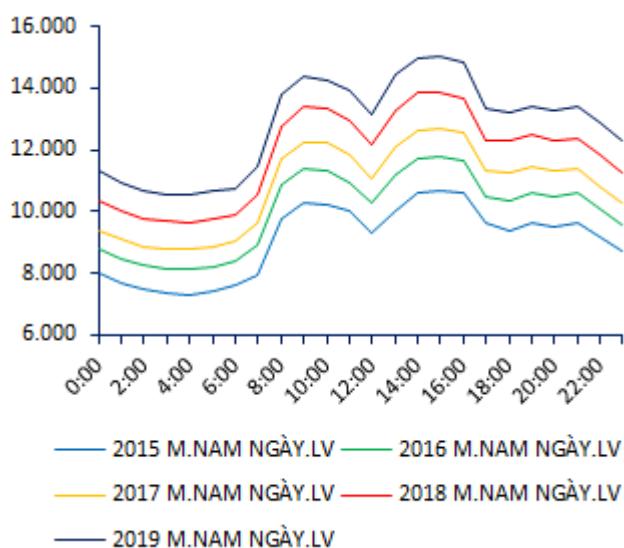
- Phu tải cao nhất ngày diễn hình của rơi vào buổi tối, lúc 18:00.
- Đỉnh trong buổi tối khá nhọn, hệ số phu tải đạt giá trị 0,805 năm 2015 và 0,832 năm 2019.
- Biểu đồ miền Bắc đóng góp 37-41% vào biểu đồ của cả hệ thống, thấp nhất là 37% trong thời điểm đỉnh sáng lúc 10:00 và cao nhất là 41% trong thời điểm đỉnh tối, lúc 18:00.



Hình 1.14: Biểu đồ ngày điện hình miền Trung

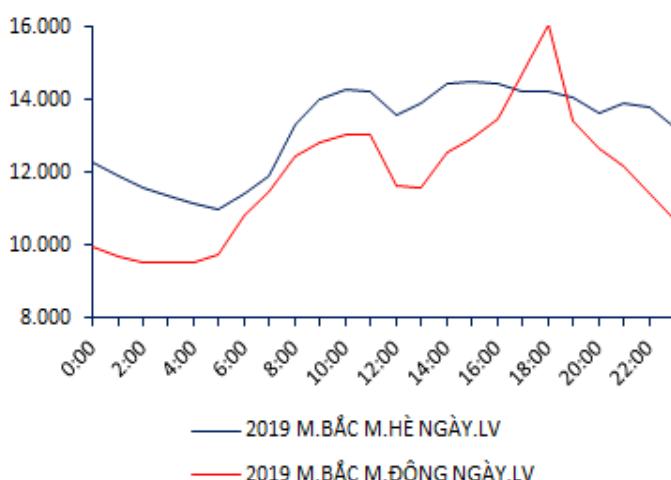
Miền Trung

- Phu tải cao nhất trong ngày diễn hình rơi vào buổi tối, lúc 19:00 hoặc 18:00.
- Đỉnh buổi sáng nhọn trong khi đỉnh tối có hình dạng tù, hệ số phu tải năm 2015 là 0,837, tăng lên 0,860 vào năm 2019, cao hơn cả hệ số L_f của miền Bắc.



Hình 1.15: Biểu đồ ngày điển hình miền Nam

c) Ảnh hưởng mùa đến biểu đồ phụ tải từng miền



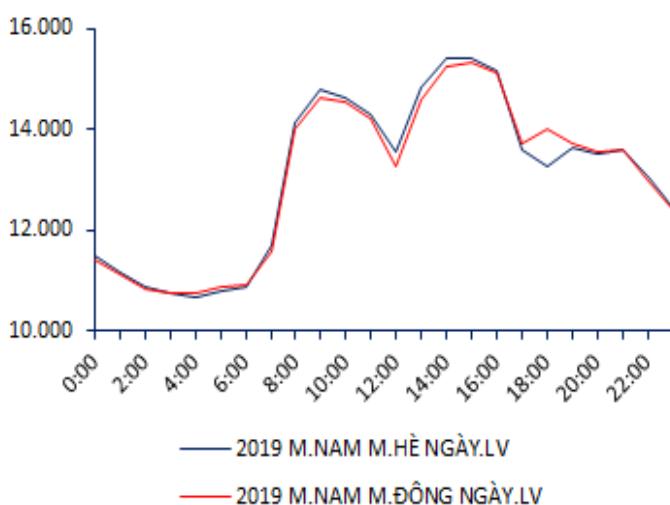
Hình 1.16: Biểu đồ phụ tải theo mùa miền Bắc năm 2019

Miền Nam

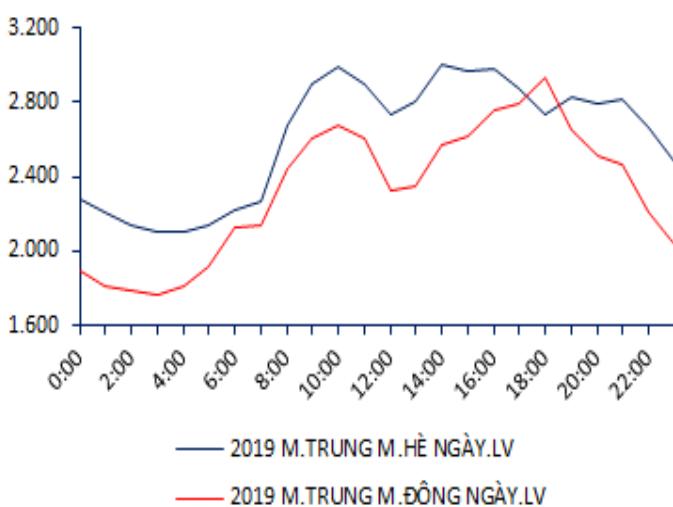
- Đỉnh phụ tải đã chuyển dịch từ buổi tối sang ban ngày, lúc 10:00 và 16:00 từ năm 2015.
- Hình dạng các đỉnh phụ tải khá tù. Hệ số phụ tải rất tốt, các năm 2015-2019 luôn đạt ở mức đạt 0,851 - 0,853.
- Do biểu đồ của Miền Nam luôn ở mức đóng góp từ 50-55% vào hệ thống, nên sự thay đổi tích cực của biểu đồ phụ tải toàn hệ thống trong vài năm trở lại đây có vai trò chủ đạo của biểu đồ khu vực miền Nam.

Miền Bắc

- Ảnh hưởng của thời tiết đến biểu đồ miền Bắc khá rõ rệt. Biểu đồ mùa hè có các thông số tốt hơn rất nhiều so với mùa đông, với đỉnh phụ tải rơi vào buổi sáng, trong khi đỉnh phụ tải mùa đông rơi vào khoảng buổi tối.
- Do ảnh hưởng thời tiết và sinh hoạt dân dụng, phụ tải đỉnh vào mùa đông rơi vào 18:00 trong khi ở mùa hè là 15:00. Đỉnh mùa đông cao hơn so với mùa hè.



Hình 1.17: Biểu đồ phụ tải theo mùa miền Nam năm 2019



Hình 1.18: Biểu đồ phụ tải theo mùa miền Trung năm 2019

Miền Nam

- Biểu đồ giữa hai mùa của miền Nam không có nhiều khác biệt, một phần là do thời tiết giữa mùa hè và mùa đông không có sự chênh lệch lớn như miền Bắc.
- Cao điểm thường xảy ra vào ban ngày lúc 9:00 và 14:00-15:00 ban ngày và cao hơn hẳn so với cao điểm tối.

Miền Trung

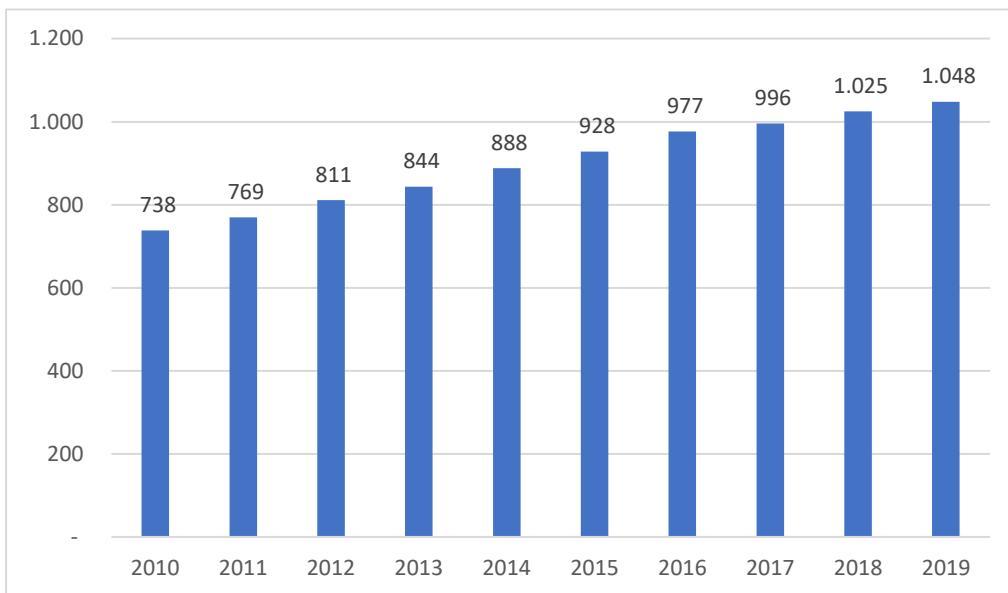
- Hình dạng biểu đồ 2 mùa của miền Trung có sự tương đồng với miền Bắc. Tuy nhiên, do ảnh hưởng thời tiết, đỉnh của mùa hè lại cao hơn so với đỉnh của mùa đông.
- Phụ tải đỉnh mùa đông rơi vào buổi tối lúc 18:00, trong khi đó ở mùa hè xuất hiện vào 2 thời điểm buổi sáng lúc 9:00 và buổi chiều lúc 14:00.

1.1.1.3. Đánh giá tác động của các chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả ảnh hưởng đến nhu cầu điện

Các chương trình về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả bắt đầu được thực hiện ở Việt Nam từ những năm 2000, với mục tiêu chính là tiết giảm và sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng hóa thạch. Mặc dù điện là một loại nguyên liệu thứ cấp, nhưng các chương trình kể trên có tác động qua lại đáng kể đến nhu cầu tiêu thụ điện trong giai đoạn vừa qua. Bên cạnh đó, các Chương trình Quản lý phía nhu cầu (DSM) cũng được nghiên cứu và thực hiện thí điểm từ những năm 2000. Các chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, chương trình DSM giai đoạn này đã góp phần đảm bảo cân bằng cung cầu, từng bước nâng cao chất lượng cung cấp điện, độ tin cậy cung cấp điện, tăng hiệu quả sử dụng điện của khách hàng và cả hệ thống điện, tác

động đến nhận thức của khách hàng sử dụng điện trong việc sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả.

Một chỉ số đánh giá việc sử dụng điện hiệu quả là cường độ điện trên GDP. Biểu đồ dưới đây thể hiện chỉ số cường độ tiêu thụ điện trong cả giai đoạn 2011-2019.

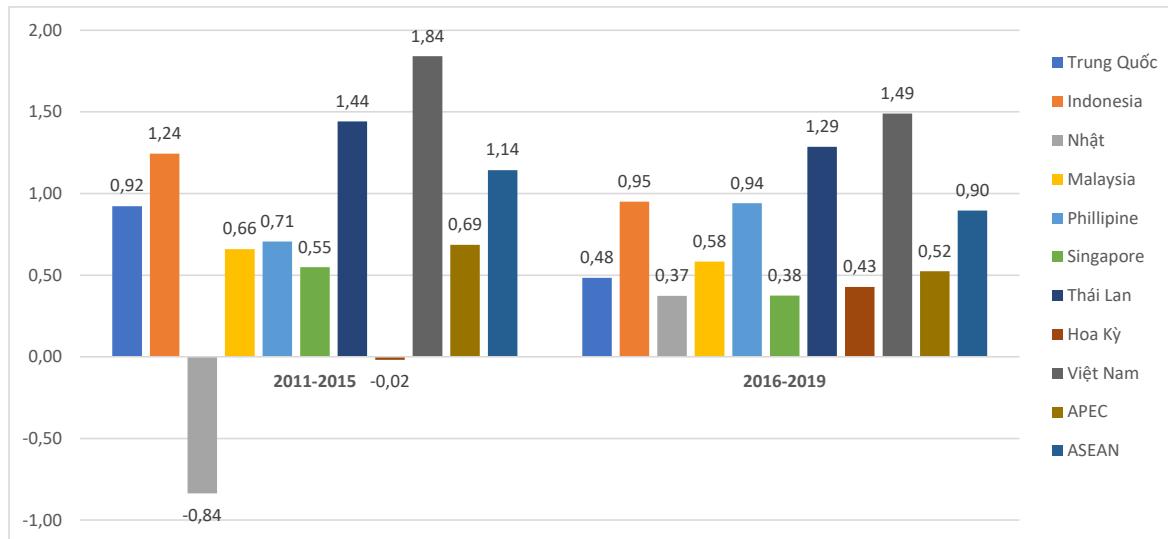


Hình 1.19: Cường độ tiêu thụ điện trên GDP (đơn vị: kWh/1000 USD giá so sánh năm 2010)

Như vậy, chỉ số cường độ điện hàng năm có xu hướng tăng. Có hai lý do chính để giải thích. Một là sự chuyển dịch cơ cấu giữa các ngành kinh tế khiến cho phần đóng góp mỗi ngành trong cường độ chung thay đổi, đặc biệt là ngành công nghiệp với giá trị gia tăng thấp hơn trong khi lại sử dụng điện và năng lượng nhiều hơn. Bản thân trong ngành công nghiệp cũng có sự chuyển dịch tương tự khi mà cơ cấu các ngành trọng điểm tiêu thụ năng lượng và điện nói riêng đều tăng.

Hai là sự “thuận tiện” của sử dụng điện đã thúc đẩy cho sự chuyển dịch từ sử dụng nhiên liệu đốt khác sang sử dụng điện. Ví dụ hàng ngày dễ thấy nhất là đun nấu bằng bếp từ ngày càng phổ biến, thay thế dần cho bếp gas và than như trước kia. Xu hướng chuyển dịch này sẽ tiếp tục trong nhiều ngành kinh tế khác, như sắp tới là sự xuất hiện của hệ thống Metro ở các thành phố lớn sẽ góp phần làm giảm tiêu thụ nhiên liệu trong giao thông đô thị.

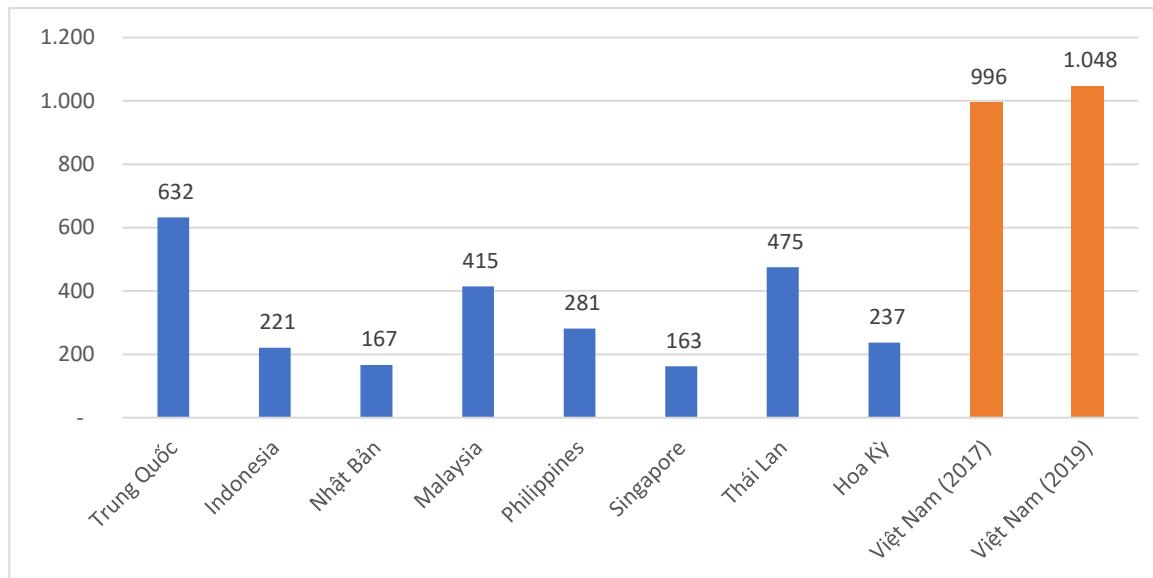
Tuy nhiên hệ số đàn hồi có khuynh hướng giảm. Nếu như trong giai đoạn 2001-2010, hệ số đàn hồi là 2,17 lần thì trong giai đoạn 2011 – 2015 là 1,84 lần, giai đoạn 2016-2019 là 1,49 lần. Tính chung cho cả giai đoạn 2011-2019, hệ số đàn hồi là 1,67 lần. Bảng dưới đây đưa ra so sánh hệ số đàn hồi của Việt Nam với một số quốc gia trong khu vực APEC.



Hình 1.20: So sánh hệ số đàm hồi giữa các quốc gia và vùng lãnh thổ

Nguồn: Kịch bản BAU - APEC Energy Demand and Supply Outlook, 7th Edition (2019)

Có thể thấy, là một quốc gia đang hướng đến công nghiệp hóa, hệ số đàm hồi điện của Việt Nam khá cao so với các quốc gia/vùng lãnh thổ kể trên. Điều này cũng tương tự như tiếp tục so sánh cường độ điện giữa Việt Nam và các quốc gia kể trên với bộ số liệu có sẵn của Ngân hàng Thế giới (WB) và Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) tại mốc năm 2017.



Hình 1.21: So sánh cường độ điện/GDP giữa các quốc gia (đơn vị kWh/1000USD giá so sánh năm 2010)

Nguồn: World Bank data. World Development Indicators (2020); IEA. IEA Atlas of Energy (<http://energyatlas.iea.org/#!/tellmap/-1118783123/1>)

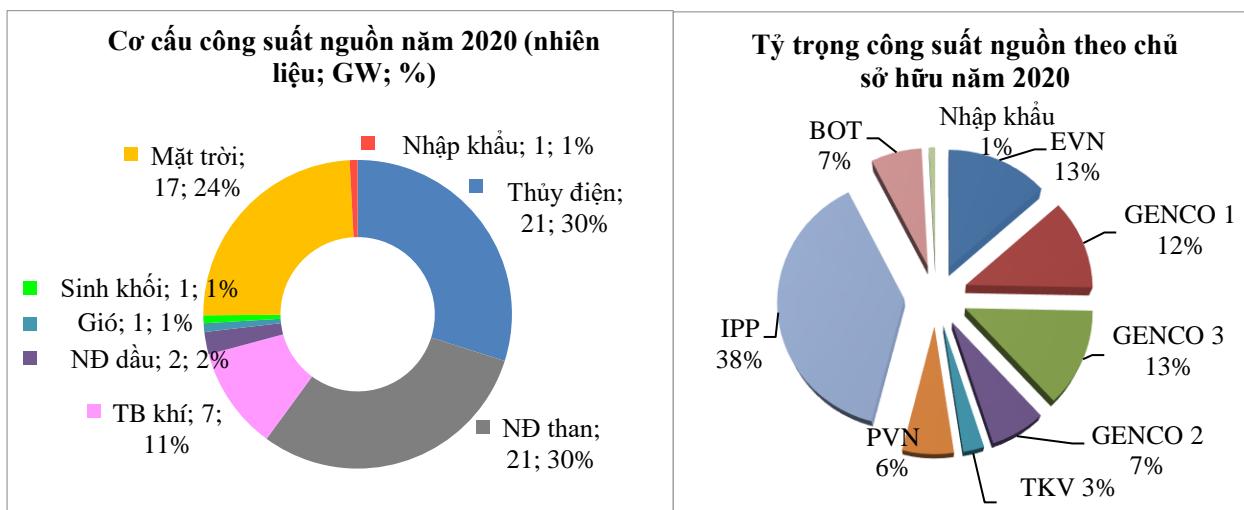
So sánh ở cùng mốc năm 2017 cho thấy Việt Nam đã gần gấp rưỡi Trung Quốc, quốc gia được coi là công xưởng của thế giới. Điều này cho thấy sự cần thiết phải cải

thiện hiệu quả sử dụng điện của nền kinh tế thông qua việc đẩy mạnh các chương trình tiết kiệm điện hay năng lượng nói chung, và quan trọng hơn, cần thúc đẩy chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế theo xu hướng tăng trưởng xanh và phát triển bền vững.

1.1.2. Hiện trạng các nguồn cung cấp điện

1.1.2.1. Thông kê tình hình sản xuất điện theo từng loại hình发电, theo dạng nhiên liệu và theo chủ sở hữu (GENCOs, IPP, BOT...):

Đến hết năm 2019, tổng công suất nguồn điện toàn quốc đạt khoảng 56GW. Ước tính đến hết năm 2020, hệ thống điện Việt Nam có tổng công suất lắp đặt nguồn điện khoảng 69GW (gồm cả các nhà máy thủy điện nhập khẩu từ Lào và điện mặt trời áp mái), ngoài ra hệ thống điện miền Bắc còn nhập khẩu điện từ Trung Quốc qua đường dây truyền tải với tổng quy mô công suất cực đại khoảng 700MW. Trong cơ cấu công suất nguồn điện toàn quốc năm 2020, nhiệt điện than chiếm khoảng 30%, thủy điện chiếm 30%, tuabin khí và nhiệt điện chạy dầu chiếm 13%, điện mặt trời (gồm cả điện mặt trời áp mái) chiếm 24%, điện gió 1%, điện sinh khối khoảng 1%, nhập khẩu thủy điện Lào chiếm 1%. Tổng số nhà máy điện đang hoạt động khoảng 162 (không bao gồm các nhà máy thủy điện nhỏ và NLTT). Công suất phụ tải cực đại của hệ thống điện năm 2020 khoảng 38,7 GW, tỷ lệ dự trữ thô của hệ thống điện (trừ điện gió và mặt trời) là 34,3%. Cơ cấu nguồn theo chủ sở hữu đã khá đa dạng do sự phân chia các nguồn điện thuộc EVN trước đây thành các công ty phát điện, ước tính nguồn điện năm 2020 của EVN chỉ chiếm khoảng 13% tổng công suất nguồn điện, trong khi tỷ trọng công suất nguồn điện thuộc sở hữu tư nhân đã lên tới khoảng 38% chiếm tỷ trọng cao nhất trong cơ cấu chủ sở hữu.

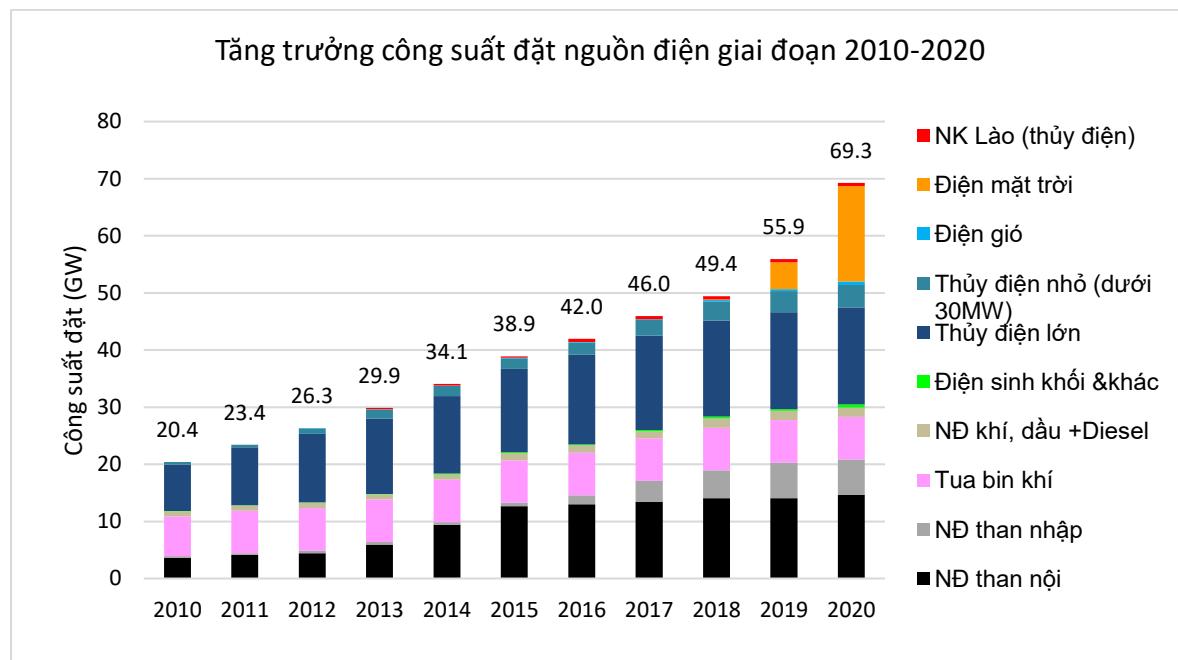


Hình 1.22: Cơ cấu công suất đặt nguồn điện toàn quốc năm ước tính năm 2020⁵

(Nhiệt điện than Hải Dương mới tính 1 tổ vào vận hành thương mại năm 2020)

⁵ Nguồn: Báo cáo vận hành hàng năm của ĐĐQG và thống kê điện mặt trời áp mái của EVN

Cùng với tốc độ tăng trưởng công suất cực đại của phụ tải điện toàn quốc trong giai đoạn 2011-2020 là 9,6%/năm, tổng công suất đặt nguồn điện tăng với tốc độ trung bình 12,9%/năm. Giai đoạn 2011-2020 đánh dấu sự tăng trưởng của nhiệt điện than với tốc độ trung bình 18%/năm, công suất nguồn thủy điện tăng với tốc độ 9,2%/năm, nhiệt điện khí và dầu tăng không đáng kể trong giai đoạn này. Đặc biệt là sự tăng trưởng đột ngột của điện mặt trời vào các năm 2019-2020 do cơ chế trợ giá FIT. Hết năm 2019 điện mặt trời (cả điện mặt trời áp mái) mới đạt khoảng 4,7GW, nhưng đến hết năm 2020 ước tính điện mặt trời toàn quốc khoảng 16,7 GW.



Hình 1.23: Tăng trưởng công suất đặt nguồn điện giai đoạn 2010-2020⁶

Bảng 1.10: Công suất đặt nguồn điện phân theo dạng năng lượng sơ cấp và tốc độ tăng trưởng

Mục	Đơn vị	2010	2015	2019	2020
Thủy điện (bao gồm cả thủy điện nhỏ)	GW	8575	16434	20632	20685
Nhiệt điện than	GW	3941	13251	20267	20867
Nhiệt điện khí + Dầu	GW	7846	8688	9070	9070
Năng lượng tái tạo	GW	49	270	5398	17900
Trong đó: Gió	GW		71	377	630
Mặt trời (gồm cả áp mái)	GW			4696	16700
Sinh khối	GW	49	199	325	570
Nhập khẩu Lào	GW	0	250	572	572
Tổng công suất đặt (không tính NK TQ) *	GW	20411	38893	55939	69094
Pmax	GW	15416	25295	38249	38706
Dự phòng thô	%	32%	54%	46%	79%
Tỷ trọng					

⁶ Nguồn: Báo cáo vận hành hàng năm của ĐĐQG và thống kê điện mặt trời áp mái của EVN

Mục	Đơn vị	2010	2015	2019	2020
Thủy điện (bao gồm cả thủy điện nhỏ)	%	42%	42%	37%	30%
Nhiệt điện than	%	19%	34%	36%	30%
Nhiệt điện khí + Dầu	%	38%	22%	16%	13%
Năng lượng tái tạo	%	0%	1%	10%	26%
Trong đó: Gió	%	0%	0%	1%	1%
Mặt trời (gồm cả áp mái)	%	0%	0%	8%	24%
Sinh khối	%	0%	1%	1%	1%
Nhập khẩu Lào	%	0%	1%	1%	1%
Tốc độ tăng trưởng bình quân 5 năm					
Tổng công suất đặt	%/ năm		14%		12%
Thủy điện (bao gồm cả thủy điện nhỏ)	%/ năm		14%		5%
Nhiệt điện than	%/ năm		27%		10%
Nhiệt điện khí + Dầu	%/ năm		2%		1%
Năng lượng tái tạo	%/ năm		41%		131%
Trong đó: Gió	%/ năm		Lớn		55%
Mặt trời (gồm cả áp mái)	%/ năm				rất lớn
Sinh khối	%/ năm		32%		23%
Nhập khẩu Lào			Lớn		18%

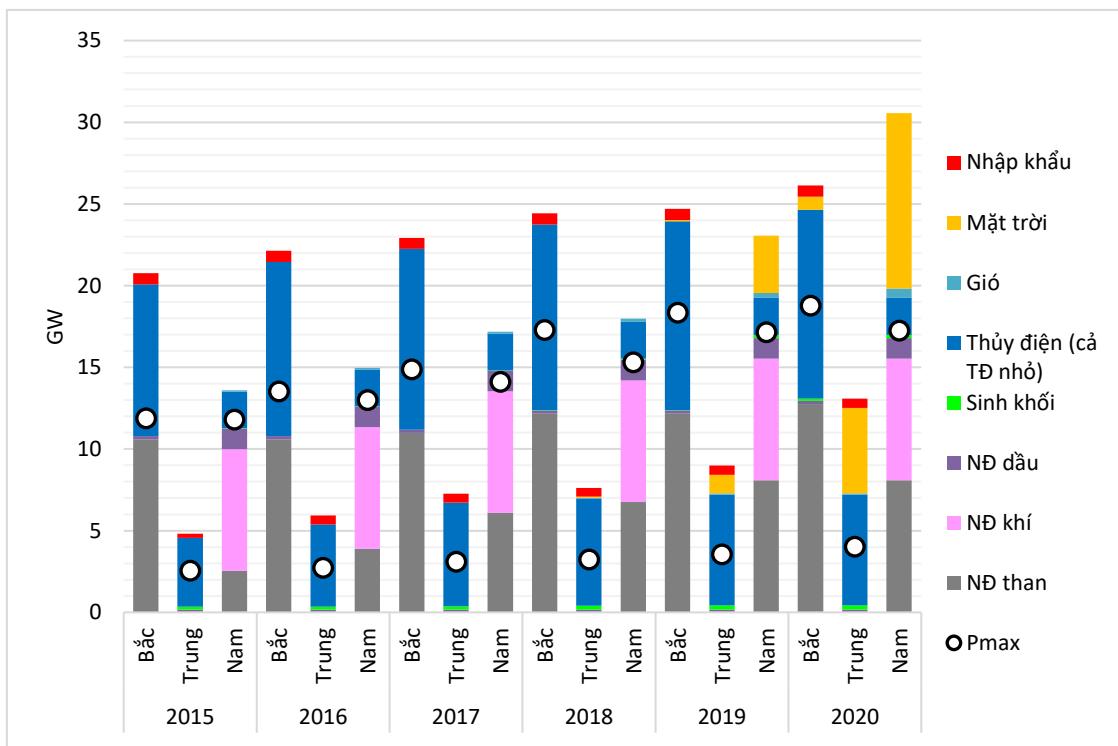
Ghi chú: (*) Không tính nhập khẩu từ Trung Quốc qua đường dây truyền tải. Nhiệt điện than Hải Dương mới tính 1 tổ vào vận hành thương mại năm 2020

Trong giai đoạn 2011 – 2015, tốc độ tăng trưởng bình quân của nguồn điện đạt 13%/ năm, trong đó tăng trưởng lớn nhất là nguồn nhiệt điện than (bình quân 27%/ năm), tiếp đó là đến thủy điện với mức tăng bình quân 14%/ năm; năng lượng tái tạo cùng tăng với mức 41%/ năm nhưng do công suất đặt nhỏ nên chỉ chiếm tỷ trọng khiêm tốn (1% năm 2015). Trong giai đoạn 2016 – 2020, tăng trưởng xây dựng nguồn điện đạt 12%/ năm, trong đó giảm đáng kể là thủy điện (chỉ còn bình quân 5%/ năm) và nhiệt điện than (chỉ còn bình quân 10%/ năm). Nguyên nhân chủ yếu của hiện tượng này là thủy điện đã khai thác hầu hết tiềm năng kinh tế trong giai đoạn trước; nhiệt điện than gặp nhiều khó khăn trong công tác xây dựng. Năng lượng tái tạo có sự bùng nổ về khối lượng công suất đưa vào vận hành. Chỉ trong một khoảng thời gian ngắn cuối năm 2018, đầu năm 2019 đã đưa vào vận hành gần 5 GW điện mặt trời, và đến hết năm 2020 là gần 17 GW nguồn điện mặt trời. Đây là kết quả của chính sách hỗ trợ phát triển Năng lượng tái tạo của Đảng và Chính phủ. Hiện tại cơ cấu của nguồn Năng lượng tái tạo biến đổi (gió và mặt trời) đã chiếm gần 26% tổng công suất đặt của nguồn điện. Nhiệt điện khí và dầu hầu như không phát triển mới trong suốt giai đoạn 2011 – 2020.

Đến năm 2020, nhiệt điện than nhập đã chiếm hơn 30% tổng công suất nguồn nhiệt điện than. Các nhà máy sử dụng than nhập hiện tại chủ yếu nằm ở miền Nam. Khu vực miền Bắc tập trung các nhà máy nhiệt điện than nội với tổng công suất hơn 12GW, nhiều nhà máy đã hoạt động nhiều năm, hiệu suất thấp. Các nhà máy nhiệt điện khí và dầu tập trung ở miền Nam với khoảng 7GW nhà máy tua bin khí chu trình

kết hợp. Các nhà máy thủy điện hiện có phân bố ở cả ba miền: miền Bắc có tổng công suất khoảng 12GW thủy điện (gồm cả thủy điện nhỏ), miền Trung có khoảng 7GW và miền Nam khoảng 2,3GW.

Giai đoạn 2015-2018, công suất nguồn điện lắp đặt tại miền Bắc có xu hướng dư thừa do các nhà máy nhiệt điện than lớn vào vận hành, trong khi miền Nam có xu hướng thiếu công suất nội vùng do một loạt các dự án nhà máy điện bị chậm tiến độ so với quy hoạch. Tuy vậy đến năm 2019-2020, điện mặt trời phát triển mạnh mẽ ở miền Nam và miền Trung đã dần dần đảo ngược xu hướng truyền tải toàn quốc.



Hình 1.24: Hiện trạng công suất đặt của các loại hình nguồn điện theo từng miền⁷

Về tình hình sản xuất điện, tổng sản lượng điện sản xuất của hệ thống điện năm 2019 khoảng 240,1TWh (bao gồm cả nhập khẩu Trung Quốc và Lào), đáp ứng tổng nhu cầu điện toàn quốc là 238,8TWh và xuất khẩu điện cho Campuchia là 1,3TWh. Tổng nhu cầu điện sản xuất HTĐ toàn quốc năm 2020 là khoảng 247TWh (gồm cả điện mặt trời áp mái), tăng khoảng 2,9% so với năm 2019. Trong cơ cấu điện năng sản xuất toàn quốc năm 2020, nhiệt điện than đóng góp tỷ trọng lớn nhất 50% với 123TWh, đứng thứ 2 thuộc về nguồn thủy điện với 73TWh chiếm 29,5% và thứ ba là nhiệt điện khí chiếm 14% với 35TWh, điện mặt trời chiếm 4,4%, nhập khẩu chiếm 1,2%, phần còn lại 1% là từ dầu và năng lượng tái tạo khác. Ngoài nguồn điện trong nước, năm 2020 Việt Nam nhập khẩu khoảng 1,93 tỷ kWh từ Trung Quốc và 1,14 tỷ kWh từ Lào.

⁷ Nguồn: Báo cáo vận hành hàng năm của ĐĐQG và thống kê điện mặt trời áp mái của EVN

Tổng hợp tính hình sản xuất điện của các loại hình nguồn điện trong giai đoạn 2010-2019 trong bảng sau:

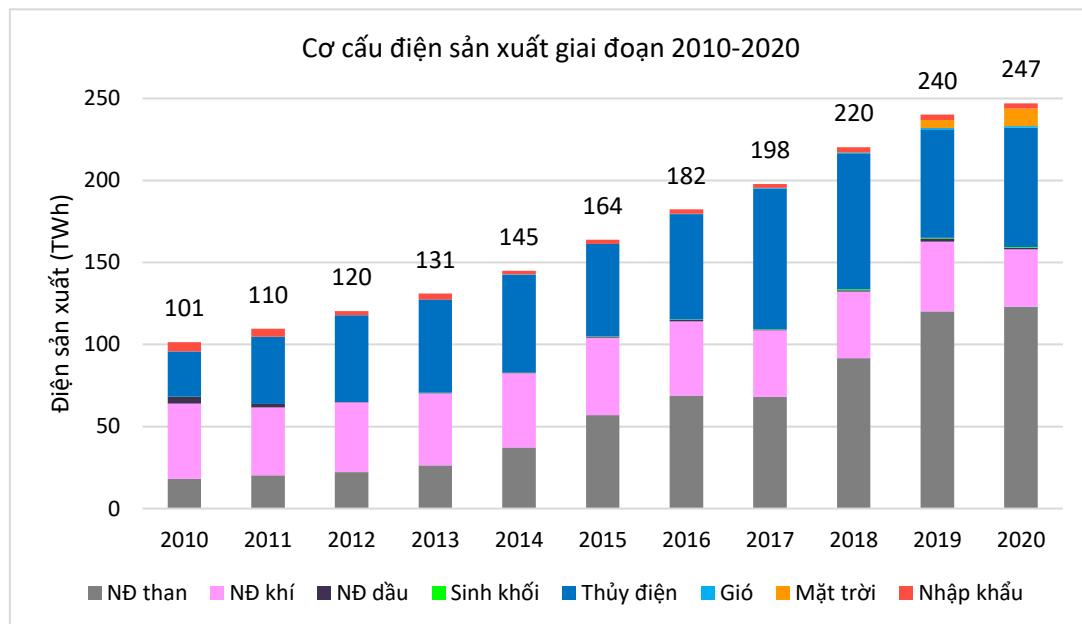
Bảng 1.11 Tổng hợp vận hành của các loại hình nguồn điện trong giai đoạn 2010-2020

Hạng mục	Đơn vị	2010	2015	2019	2020
Thủy điện (bao gồm cả thủy điện nhỏ)	GWh	27 496	55 712	66 117	72892
Nhiệt điện than	GWh	17 290	56 957	120 157	123177
Nhiệt điện khí + Dầu	GWh	49 986	47 825	44 568	35850
Năng lượng tái tạo (gồm cả ĐMT áp mái)	GWh	49	143	5 890	12084
Nhập khẩu	GWh	5 599	2 393	3 315	3067
Khác (đồng phát, diesel)	GWh	12	9	53	15
Tổng		100 432	163 039	240 100	247085
Cơ cấu điện năng sản xuất (GWh)					
Thủy điện (bao gồm cả thủy điện nhỏ)	%	27%	34%	28%	30%
Nhiệt điện than	%	17%	35%	50%	50%
Nhiệt điện khí + Dầu	%	50%	29%	19%	15%
Năng lượng tái tạo	%	0%	0%	2%	5%
Nhập khẩu	%	6%	1%	1%	1%
Hệ số huy động công suất (%)					
Thủy điện (bao gồm cả thủy điện nhỏ)	%	39%	40%	37%	40%
Nhiệt điện than	%	50%	51%	68%	67%
Nhiệt điện khí + Dầu	%	74%	65%	56%	45%
Năng lượng tái tạo	%	23%	18%	12%	8%

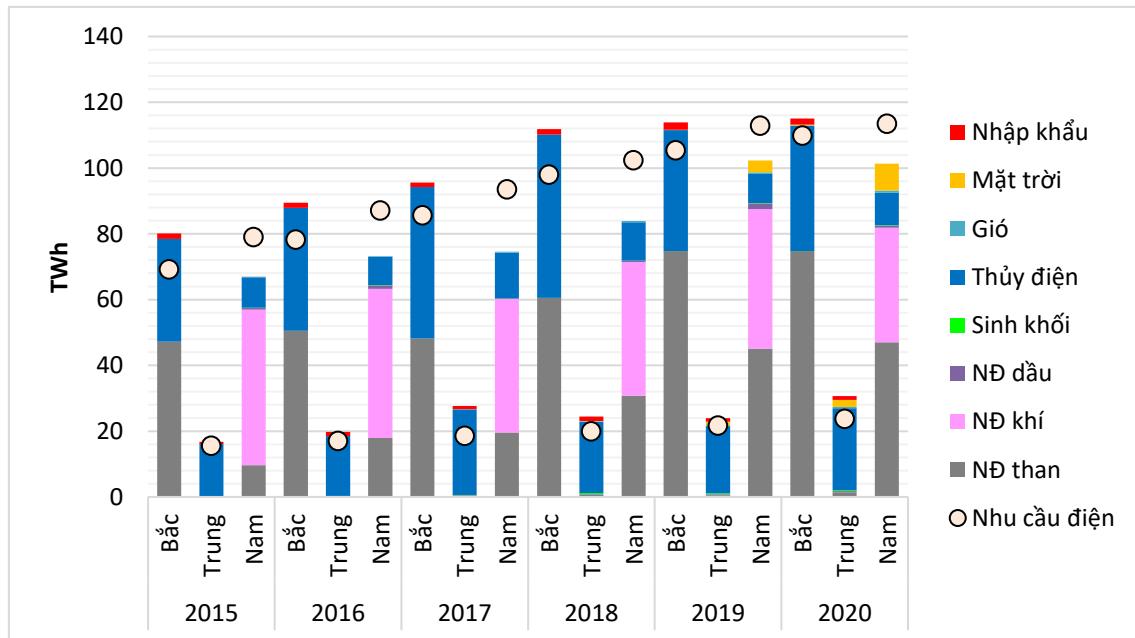
Theo đó, có thể thấy rằng tỷ trọng điện năng sản xuất của thủy điện trong tổng điện năng phát của hệ thống điện đạt cực đại vào năm 2015 (chiếm 34%), hệ số huy động công suất của thủy điện luôn đạt khoảng 37% - 40%, đây là hệ số huy động hợp lý của các nhà máy thủy điện. Đối với nhà máy nhiệt điện than, tỷ trọng điện năng sản xuất có xu hướng tăng dần: từ 17% năm 2010 tăng lên tới 35% năm 2015 và chiếm tới 50% trong cơ cấu điện năng sản xuất năm 2019. Hệ số huy động công suất của nhiệt điện than năm 2019 lên tới 68% (bình quân đạt gần 6000h/năm). Mức huy động bình quân khoảng 6000h/ năm đối với nhiệt điện than được đánh giá là khá cao và mức độ này có xu hướng tăng dần trong các năm kế tiếp. Điều này chứng tỏ hệ thống điện bắt đầu xuất hiện tình trạng thiếu nguồn điện dự phòng. Trong các năm tiếp theo, cần tăng cường công tác duy tu, bảo dưỡng đối với các nhà máy nhiệt điện than để đảm bảo đáp ứng nhu cầu phụ tải.

Trong giai đoạn 2011-2020, tổng sản lượng điện sản xuất của hệ thống điện tăng trưởng với tốc độ 9,3%/năm. Trong đó, lượng điện sản xuất từ các nhà máy nhiệt điện than tăng khoảng 20%/năm, sản lượng phát điện của thủy điện tăng 10,9%/năm. Những năm gần đây, điện sản xuất từ than tăng do các nhà máy nhiệt điện than nhập

khẩu đi vào vận hành. Riêng năm 2017 là năm nhiều nước nên các nhà máy thủy điện đã phát sản lượng lớn, sản lượng nhiệt điện than giảm thấp hơn so với năm 2016. Sản lượng điện của các nhà máy điện khí giảm từ năm 2017 do các nguồn cấp khí trong nước đã giảm và chưa có nguồn bổ sung, các tháng cuối năm 2019 khí Nam Côn Sơn cấp chỉ còn khoảng 16.5 triệu m³/ngày, bằng 75% so với các năm trước đây.



Hình 1.25: Cơ cấu điện sản xuất giai đoạn 2010-2020



Hình 1.26: Hiện trạng điện sản xuất của các loại hình nguồn điện theo từng miền⁸

Từ các biểu đồ phát triển phụ tải và phát triển nguồn điện trong những năm qua, bức tranh tổng thể về cân bằng cung - cầu là khá tốt. Tuy nhiên, khi nhìn sâu vào sự

⁸ Nguồn: Báo cáo vận hành hàng năm của ĐĐQG và thống kê điện mặt trời áp mái của EVN

phát triển nguồn điện của từng miền, bức tranh phát triển nguồn điện vẫn có những điểm không hợp lý. Sự phát triển của nguồn điện không cân đối với nhu cầu phụ tải của từng vùng trong mỗi miền hiện trạng đã gây ra áp lực lớn cho hệ thống lưới điện truyền tải. Đặc biệt, trong các năm 2019-2020, sự phát triển quá nhanh của các dự án điện mặt trời tại khu vực Ninh Thuận- Bình Thuận đã gây khó khăn cho việc giải phóng công suất nguồn điện và khả năng huy động hết sản lượng điện NLTT ở các vùng trên.

1.1.2.2. Tình hình vận hành của các nguồn điện (tình trạng thiết bị, suất tiêu hao nhiên liệu, tình hình sự cố, ảnh hưởng tác động tới môi trường...), tỷ lệ điện tự dùng của các nhà máy điện

Căn cứ vào báo cáo vận hành trong các năm qua, nhìn chung hệ thống điện Việt Nam được vận hành khá an toàn, tin cậy, đảm bảo cung cấp điện cho toàn hệ thống. Việc khai thác các nhà máy thủy điện về công suất và sản lượng ngày càng hiệu quả hơn, các nguồn nhiệt điện mới đã vận hành tương đối ổn định, góp phần quan trọng trong việc cung ứng điện cho phụ tải. Hiện nay, trừ một số nhà máy điện như NĐ Ninh Bình, Uông Bí, Phả Lại I, Cần Thơ, Thủ Đức; TĐ Đa Nhim, Trị An và các tổ máy Diesel cỡ nhỏ được vận hành trên dưới 30 năm, còn lại các nhà máy đều mới được xây dựng và đi vào hoạt động với thời gian chưa lâu, do đó tình trạng thiết bị vẫn còn khá tốt, các nhà máy làm việc ổn định. Cụ thể:

Bảng 1.12: Thông số đánh giá tình hình vận hành hiện trạng của các loại nguồn điện

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	NĐ than	NĐ khí	NĐ dầu	Thủy điện
1	Tỷ lệ điện tự dùng	%	7,8-13	1,7-2,5	3-5	0,64-0,9
2	Suất tiêu hao nhiệt	GJ/GWh	8-12	7-10	13,6	-
3	Tỷ lệ ngừng máy do sự cố	%	1.2-10	1-1,5	0,005-1	0,002-0,5
4	Tỷ lệ ngừng máy do bảo dưỡng	%	7-10	7,6-8	2,5-3	2,8-3,8

Nguồn: Báo cáo vận hành hàng năm của các Genco

*) **Các nhà máy nhiệt điện than:** Công nghệ của các nhà máy nhiệt điện than ở Việt Nam hiện có 2 loại là lò tầng sôi tuần hoàn (CFB) và lò than phun (PC):

- Công nghệ lò tầng sôi tuần hoàn được sử dụng để đốt các loại than xấu, nhiệt trị thấp <4000kcal/kg, than có hàm lượng lưu huỳnh cao, độ tro lớn, có chất lượng thay đổi trong phạm vi rộng. Lò CFB có thể giảm phát thải các khí thải độc hại như NOx, SOx mà không cần trang bị các thiết bị xử lý đắt tiền. Lò CFB có khả năng làm việc ở mức tải thấp, với mức tải trên 50% sẽ không phải đốt kèm dầu. Tuy nhiên loại công nghệ này mới có kinh nghiệm sản xuất với công suất tổ máy dưới 600MW, chi phí đầu tư và bảo dưỡng cao. Đến hết năm 2019, có 9 nhà máy với tổng công suất khoảng 3300MW sử dụng lò tầng sôi tuần hoàn gồm: Na Dương, Cao Ngan, Cẩm Phả, An

Khánh, Sơn Động, Mạo Khê, Mông Dương I, Thăng Long, Nông Sơn. Hiệu suất của các nhà máy này trong dải 30% - 41%.

- Công nghệ lò hơi đốt than phun được sử dụng rộng rãi ở Việt Nam với tổng công suất các nhà máy hiện lên tới hơn 16GW. Hiệu suất đốt than antraxit trong các lò PC của Việt Nam thấp hơn hiệu suất đốt than Bitum trong lò PC của các nước khác trên thế giới. Do than Antraxit Việt Nam là loại có hàm lượng chất bốc thấp, khó bắt cháy và khó cháy kiệt, loại than này hiện phần lớn được sử dụng trong các lò hơi có thông số dưới tối hạn. Công nghệ lò PC hiện có công suất tổ máy cao, lên tới 1000MW. Nhiên liệu đòi hỏi phải có chất lượng giới hạn trong khoảng nhỏ, có hàm lượng lưu huỳnh thấp, chất lượng than tốt. Khi làm việc ở mức tải thấp hơn 65-70% phải đốt kèm dầu. Lò PC có chi phí bảo dưỡng thấp, tuy vậy việc phải bổ sung các thiết bị khử NOx và SO2 làm tăng chi phí đầu tư của nhà máy.

Hiệu suất của các nhà máy điện than phụ thuộc vào thông số hơi. Phần lớn các nhà máy nhiệt điện than hiện trạng có thông số hơi cận tới hạn, cao áp và trung áp. Các nhà máy dùng công nghệ lò đốt than phun hiện có hiệu suất 38%- 41%, chỉ một số nhà máy có hiệu suất thấp do đã vận hành lâu năm như Ninh Bình (23%), Phả Lại 1 (30%). Một số nhà máy mới xây dựng có thông số siêu tới hạn như Vĩnh Tân I, Vĩnh Tân IV, Duyên Hải III. Hiện tại, nhiệt điện than siêu tới hạn có suất tiêu hao than tiêu chuẩn khoảng 335g/kWh (hiệu suất 41%), đa số các khâu tự động, khử khí SO_x trong khói thải với tỷ lệ khói được xử lý chiếm 78% tổng lượng khói thải, đạt hiệu suất 90% và nồng độ SO₂ ra khỏi ống khói < 500mg/m³. Phần lớn các nhà máy nhiệt điện than hiện tại đã lắp đặt thiết bị lọc khí thải để duy trì phát thải trong mức cho phép theo các tiêu chuẩn của Việt Nam (như lọc bụi tĩnh điện, giảm SO₂, giảm NOx, hệ thống giám sát khí thải liên tục). Tuy nhiên vẫn còn 1 số nhà máy cũ như Phả Lại I, Ninh Bình chưa áp dụng khử SO₂. Về điện tự dùng của nhà máy nhiệt điện than, các nhà máy mới vào vận hành như Vũng Áng I, Thái Bình I, TTĐL Vĩnh Tân, Duyên Hải có tỷ lệ tự dùng thấp khoảng gần 8%, các nhà máy cũ phần lớn có tỷ lệ tự dùng cao từ 10-13%.

Trong những năm gần đây, các nhà máy nhiệt điện than có công suất lớn trong giai đoạn mới đưa vào vận hành thường không ổn định và hay bị sự cố, đặc biệt là các tổ máy có công suất lớn, điều này đã gây ảnh hưởng đến chất lượng tàn số và chế độ vận hành ổn định của HTĐ. Đầu năm 2018 đã xảy ra sự cố cong trực tua bin NĐ Uông Bí mở rộng, tổ máy đã bất khả dụng trong cả năm 2018. Việc cấp than cho các nhà máy điện cũng gặp nhiều khó khăn, lượng than tồn trong kho than các nhà máy điện ở mức thấp, nhiều nhà máy không đủ than để vận hành, đã có những thời điểm phải giảm công suất huy động hoặc ngừng bớt các tổ máy dự phòng do không đủ than. Chất lượng than và các yếu tố quản lý (hao hụt than trong quá trình bốc dỡ, hao hụt than trong kho, công tác quản lý giao nhận than) cũng gây tăng suất hao hụt của của nhà máy.

*) **Nhiệt điện khí:** phần lớn là các nhà máy TBKHH vận hành được 10-18 năm, nói chung đều có thiết bị công nghệ tiên tiến (tua bin khí thế hệ E, F của Mitsubishi, GE, Siemens, Alstom...) hiệu suất khá cao 48-53% (riêng TBKHH Bà Rịa là 41%), các nhà máy đều sử dụng hệ thống điều khiển DCS hiện đại chung cho các hệ thống thiết bị chính. Phát thải SOx và bụi tại các nhà máy nhiệt điện khí là không có, riêng phát thải NOx đã được khử tại các nhà máy tại TTDL Phú Mỹ, nhưng vẫn chưa được xử lý tại nhà máy Nhơn Trạch 1&2, Bà Rịa và Cà Mau. Các nhà máy TBKHH có thể sử dụng thêm nhiên liệu dầu khi thiếu khí. Mỗi nhà máy TBKHH gồm tổ hợp 2 hoặc 3 tổ GT và 1 tổ ST với mức công suất nhỏ (<300MW), vì vậy các nhà máy TBKHH có thể vận hành ở mức tải khá thấp (khoảng 20% tổng công suất của nhà máy).

*) **Nhiệt điện dầu:** Hiện tại hệ thống điện vẫn phải huy động nhiệt điện dầu FO và tua bin khí dầu DO trong các đợt sự cố khí, ngừng bảo dưỡng hệ thống khí PM3-CAA, bảo dưỡng hệ thống khí Nam Côn Sơn. Đồng thời nhiệt điện dầu FO và tua bin khí dầu DO cũng được huy động trong các tháng mùa khô (tháng 3, 4, 5). Do số giờ huy động thấp nên giá trị tỷ lệ ngừng máy do sự cố và bảo dưỡng thấp. Mặc dù các nhà máy chạy dầu như Thủ Đức, Cần Thơ, Hiệp Phước đã vận hành lâu năm (20-40 năm), tuy nhiên vẫn phải tiếp tục duy trì trong vận hành các nhà máy nhiệt điện dầu trong giai đoạn tới để giảm rủi ro thiếu điện. Nhiệt điện dầu phần lớn là các nhà máy cũ nên có chỉ tiêu phát thải SOx, NOx, và bụi PM khá cao (gấp 10 lần so với nhiệt điện than hiện tại).

*) **Các nhà máy thủy điện:** có mức độ tự động hoá, thiết bị, công nghệ khác nhau. Có nhà máy đã tự động hoá cao như Vĩnh Sơn (thiết bị của hãng Cogeclec Pháp), cũng có nhà máy sử dụng hệ thống kích từ thuộc loại hiện đại nhất thế giới như ở Hòa Bình (hãng Sulzer - Thuỵ Sĩ) nhưng cũng có nhà máy còn thiết bị của những năm 60 đang dần được thay thế bằng thiết bị hiện đại được chế tạo ở các nước tiên tiến. Nhiều nhà máy đã lắp đặt loại thiết bị DCS nhưng do đầu tư không đồng thời nên rất đa dạng, thuộc nhiều hãng khác nhau gây khó khăn cho việc điều khiển, quản lý vận hành và thay thế.

Về hệ thống tự động điều khiển phát điện (AGC): hệ thống AGC có tính năng gửi lệnh khởi động và ngừng dự phòng tổ máy. Tuy nhiên, các nhà máy đều thiết kế theo hình thức có người trực nêu không đáp ứng được khả năng nhận lệnh từ AGC để khởi động hoặc dừng tổ máy. Ngoài ra số lượng nhà máy chính thức vận hành AGC để điều chỉnh tần số còn thấp; chất lượng kết nối SCADA chưa tốt; nhiều nhà máy chưa đủ điều kiện kỹ thuật để tham gia AGC... Đây là những khó khăn ảnh hưởng đến chất lượng điều chỉnh tần số bằng AGC so với điều chỉnh tần số theo cách truyền thống.

1.1.2.3. Phân tích đánh giá về tình hình xây dựng và vận hành các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo.

Do tác động của cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 và cơ chế khuyến khích phát triển điện gió tại Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018, các dự án điện gió và mặt trời đã phát triển rất mạnh trong thời gian vừa qua. Tính đến thời điểm tháng 2/2020, tổng quy mô của các dự án điện mặt trời đã đăng ký đầu tư đạt khoảng 36 GW. Tổng công suất đã được phê duyệt bổ sung vào QHĐ7 điều chỉnh là 10,4 GW, trong đó khoảng 8,4 GW dự kiến hoạt động đến năm 2020 và 2 GW vào sau năm 2020. Đến tháng 1/2020 đã có 4,7GW điện mặt trời đi vào hoạt động. Đối với nguồn điện gió, tổng công suất đăng ký đầu tư trình Bộ Công Thương đạt 35 GW đến thời điểm tháng 2/2020. Tổng công suất điện gió đã được phê duyệt vào QHĐ7 điều chỉnh là khoảng 4,8GW vào vận hành trong giai đoạn đến năm 2021, chủ yếu ở khu vực Tây Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Mặc dù đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch nhưng điện gió khó có thể vào kịp toàn bộ quy mô vào năm 2021 do phải thực hiện đo gió và thời gian xây dựng lâu hơn điện mặt trời.

Thời gian xây dựng các dự án ĐMT rất nhanh, chỉ khoảng 6-12 tháng, lại tập trung chủ yếu tại một số tỉnh có tiềm năng như Ninh Thuận, Bình Thuận, Đăk Lăk,... đang gây áp lực lớn lên hệ thống điện truyền tải (do lưới điện truyền tải không thể xây dựng đồng bộ vì thời gian đầu tư lưới điện 220 kV tối thiểu 3 năm, lưới 500 kV từ 4-5 năm). Chính vì vậy, hiện tại TT Điều độ Quốc gia luôn phải tính toán và yêu cầu cắt giảm hàng ngày công suất phát của các nhà máy điện mặt trời tại các khu vực tập trung phát triển (Ninh Thuận, Bình Thuận, An Giang...) nhằm tránh quá tải lưới điện khu vực.

1.1.2.4. Đánh giá tình hình vận hành của các nguồn điện tham gia thị trường điện.

Giai đoạn 2012-2018, Việt Nam đã thực hiện thành công thị trường phát điện cạnh tranh, đã đạt được một số kết quả quan trọng: Hệ thống điện được vận hành an toàn tin cậy, không có sự cố có nguyên nhân từ việc vận hành thị trường điện. Việc vận hành thị trường phát điện cạnh tranh đã tăng tính minh bạch, công bằng trong việc huy động các nguồn điện. Các đơn vị phát điện đã nhận thức được tầm quan trọng, chủ động hơn trong công tác vận hành, rút ngắn thời gian sửa chữa bảo dưỡng, cắt giảm chi phí vận hành, chủ động trong chào giá nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất.

Từ ngày 01/01/2018, các đơn vị bắt đầu các công tác vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm thanh toán thật. Theo đúng lộ trình, từ ngày 01/01/2019, Thị trường bán buôn điện cạnh tranh chính thức chuyển sang thanh toán thật. Theo đó, các Tổng công ty phát điện và các Tổng công ty điện lực đã tích cực tham gia thị

trường điện với nhiều đồi mới về nhận thức và tổ chức vận hành. Để tham gia thị trường điện, các nhà máy cần được đầu tư hệ thống trang thiết bị để đấu nối vào hệ thống thông tin thị trường điện, đồng thời phải đào tạo nhân lực phù hợp với yêu cầu của thị trường. Số lượng các nhà máy điện tham gia thị trường điện đã tăng dần theo thời gian. Năm 2012 mới chỉ có 32 nhà máy với tổng công suất 9200MW tham gia thị trường phát điện cạnh tranh. Tính đến ngày 31/12/2019, có 98 nhà máy điện với tổng công suất đặt là 25730 MW đã tham gia thị trường điện, chiếm 46% tổng công suất đặt toàn hệ thống. Năm 2019, tỷ lệ sản lượng điện năng của các nhà máy điện được cam kết mua với giá hợp đồng là 80%, tỷ lệ này dự kiến sẽ giảm dần trong những năm tới để tăng dần sản lượng giao dịch trên thị trường.

Tuy nhiên, quá trình xây dựng và vận hành thị trường điện cũng gặp phải một số khó khăn, trong đó phần lớn liên quan đến các điều kiện đặc thù của hệ thống điện và thị trường điện Việt Nam như:

- Hệ thống cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin (CNTT) phục vụ vận hành hệ thống điện - thị trường điện còn nhiều hạn chế như hệ thống SCADA/EMS, hệ thống đo đếm... dẫn đến một số ảnh hưởng nhất định đến công tác vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
- Các nhà máy thủy điện chiếm tỷ lệ lớn, trong khi các yếu tố đầu vào thủy văn thường bất định, khó dự báo, do vậy công tác lập kế hoạch vận hành thị trường điện hàng năm, hàng tháng cũng ẩn chứa nhiều yếu tố phức tạp.
- Việc nghẽn mạch đường dây truyền tải 500 kV trong các chu kỳ cao điểm cũng tác động lớn đến kết quả vận hành thị trường điện. Đơn cử như trong mùa mưa, dù công suất sẵn sàng của các nhà máy thủy điện miền Bắc khá cao nhưng không thể truyền tải hết vào miền Nam do giới hạn khả năng tải của lưới điện.
- Hệ thống điện Việt Nam đang trong giai đoạn phát triển ở mức độ cao để đáp ứng nhu cầu phụ tải và đấu nối đồng bộ nguồn điện. Do vậy, các công tác sửa chữa, bảo dưỡng, khắc phục sự cố và cải tạo, xây dựng mới trên lưới điện phải thực hiện thường xuyên. Điều này đòi hỏi sự phối hợp nhịp nhàng, linh hoạt giữa đơn vị vận hành hệ thống điện – thị trường điện và các đơn vị quản lý lưới điện nhằm đảm bảo an ninh, kinh tế hệ thống.
- Bên cạnh các vấn đề nội tại của ngành điện, thị trường điện cạnh tranh cũng chịu thách thức lớn từ các nhân tố bên ngoài, trong đó nhân tố đặc biệt quan trọng là vấn đề cung ứng nhiên liệu sơ cấp cho phát điện. Việc tăng giá nhiên liệu đầu vào gây áp lực tăng giá thị trường điện.

1.2. HIỆN TRẠNG LƯỚI TRUYỀN TẢI VÀ PHÂN PHỐI ĐIỆN

1.2.1. Đánh giá cấu trúc, tình trạng thiết bị và khả năng khai thác vận hành hệ thống lưới truyền tải, phân phối điện

Hệ thống điện Việt Nam hiện đang vận hành với nhiều cấp điện áp, từ mức trung áp 6÷35kV đến mức cao áp 500, 220, 110kV. Lưới truyền tải 500, 220kV do Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPT) quản lý, lưới điện phân phối từ 6kV đến 110kV thuộc quyền quản lý của các Tổng công ty điện lực miền. Tổng khối lượng đường dây và trạm biến áp cao áp giai đoạn 2015-2020 được thống kê trong bảng dưới đây.

Bảng 1.13: Khối lượng đường dây và trạm biến áp các năm 2015-2020

Năm	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
Khối lượng	km	MVA	km	MVA								
500kV	6957	22500	7346	26100	7414	29400	7799	33300	8496	34050	9178	40350
220kV	14198	39103	16589	45028	17126	48553	17861	57441	18391	62236	18877	67486
110kV	19414	49556	18511	52307	20584	60058	21708	65725	24783	75614		
Tổng	40569	111159	42446	123435	45124	138011	47368	156466	51670	171900		
Tốc độ tăng (%)												
500kV	5,2%	0,7%	5,6%	16,0%	0,9%	12,6%	5,2%	13,3%	8,9%	2,3%	8,0%	18,5%
220kV	8,1%	11,6%	16,8%	15,2%	3,2%	7,8%	4,3%	18,3%	3,0%	8,3%	2,6%	8,4%
110kV	15,9%	26,9%	-4,7%	5,6%	11,2%	14,8%	5,5%	9,4%	14,2%	15,0%		
Tổng	11,2%	15,3%	4,6%	11,0%	6,3%	11,8%	5,0%	13,4%	9,1%	9,9%		

Nguồn: EVN

Theo đó, khối lượng ĐD 500kV tăng trưởng trung bình 5,2%/ năm trong giai đoạn 2016-2019. Trong vòng 4 năm, đường dây 500kV đã tăng thêm 1150 km. Dung lượng MBA 500kV cũng tăng đáng kể từ 22.500 MVA năm 2015 đến 34.050 MVA năm 2019 (tăng trưởng giai đoạn 2016–2019 đạt 9,0%/năm). Trong khi đó khối lượng đường dây và dung lượng MBA 220-110kV đạt tốc độ tăng trưởng cao hơn, bình quân 7,1% và 12,2% cùng giai đoạn.

Năm 2020 là năm bắn lề của giai đoạn quy hoạch, với nhiều công trình lưới điện quan trọng dự kiến đóng điện. Trong 11 tháng đầu năm 2020, EVNNPT đóng điện mới được 408,36 km đường dây tăng thêm và 8.725 MVA dung lượng TBA tăng thêm.

Trong các năm qua, NPT đã gặp rất nhiều khó khăn trong việc thu xếp vốn, đền bù giải phóng mặt bằng và tổ chức thi công... dẫn đến một số công trình lưới điện 500-220kV bị chậm tiến độ. Nhìn chung, hiện nay lưới điện truyền tải chưa đảm bảo yêu tố dự phòng, đặc biệt ở 2 miền Bắc, Nam. Trong các trường hợp sự cố nguồn, sự cố lưới hoặc phụ tải tăng cao thường gây quá tải các ĐĐ 500, 220kV liên kết miền. Tuy nhiên, với sự nỗ lực cố gắng, NPT đã vận hành hệ thống truyền tải cơ bản an toàn, giảm thiểu tối đa sự cố.

1.2.1.1. Hiện trạng lưới 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 việc cân bằng năng lượng toàn quốc và ảnh hưởng tới độ tin cậy cung cấp điện của từng miền. Tính đến cuối năm 2019, nhiều công trình đường dây và trạm biến áp đã chính thức đưa vào vận hành góp phần đáng kể trong việc đảm bảo cung cấp điện, cải thiện chất lượng điện áp, giảm tổn thất, chống quá tải và nâng cao độ ổn định vận hành của hệ thống.

Thống kê toàn bộ chiều dài đường dây và tổng công suất máy biến áp của lưới điện truyền tải 500kV đến hết năm 2019 (không tính máy biến áp đầu cực máy phát – thuộc nhà máy quản lý) được trình bày trong bảng sau:

Bảng 1.14: Tổng hợp khối lượng đường dây và trạm 500kV đến năm 2018

Miền	Khối lượng đường dây (km)	Trạm biến áp	
		Số máy	Tổng dung lượng (MVA)
Bắc	2991	22	15000
Trung	2831	12	5400
Nam	1977	19	12900
Tổng cộng	7799	53	33300

Nguồn: EVN

Trong giai đoạn 2016-2019, đã có rất nhiều công trình mới được đưa vào vận hành góp phần giải phóng công suất, đảm bảo an toàn, độ tin cậy cung cấp điện trên lưới truyền tải 500kV. Trong đó, những công trình trọng điểm chủ yếu tập trung ở miền Nam đã góp phần quan trọng trong việc giải tỏa công suất lưới điện khu vực và tăng cường khả năng liên kết để cấp điện cho khu vực miền Nam. Các công trình quan trọng có thể kể đến như sau:

- Đóng điện nghiệm thu MBA: AT1 500kV Tân Uyên (900MVA), AT2 TBA 500KV Cầu Bông (900MVA) sau khi thay MBA mới, AT2 TBA 500kV Tân Định (900MVA) sau khi thay MBA mới.
- Đóng điện nghiệm thu TBA 500kV Pleiku 2 và đường dây đấu nối.
- Đóng điện nghiệm thu ĐĐ: ĐĐ 500kV Sông Mây – Vĩnh Tân, Tân Uyên – Vĩnh Tân, Tân Uyên – Sông Mây, Ô Môn – Long Phú.
- Đóng nghiệm thu 01 kháng bù ngang: KH594 Sông Mây (91 MVAR). Đưa vào vận hành 02 MC kháng (MC K501 T500 Phó Nối), giúp cải thiện khả năng điều chỉnh điện áp hệ thống.

Trong năm 2019, lưới điện 500kV vẫn vận hành với xu hướng truyền tải chủ yếu từ miền Bắc và miền Trung vào miền Nam để đáp ứng nhu cầu phụ tải miền Nam. Giao diện Bắc – Trung với hai đường dây 500kV Vũng Áng – Đà Nẵng và Hà Tĩnh – Đà Nẵng truyền tải công suất lớn nhất khoảng hơn 1000MW. Giao diện Trung – Nam với ba đường dây 500kV ĐăkNông - Cầu Bông, Pleiku 2 - Cầu Bông (2 mạch) và Pleiku - Di Linh với công suất truyền tải lớn nhất tương ứng là 1218MW, 1763MW và 886MW. Tần suất truyền tải và công suất truyền tải lớn nhất trên lưới điện 500kV truyền tải liên miền đều giảm so với năm 2018, sản lượng truyền tải trên lưới điện 500kV Bắc - Trung đạt 6,969 tỷ kWh, bằng 60,2% so với năm 2018 (11,586 tỷ kWh); Sản lượng truyền tải 500kV Trung - Nam đạt 9,564 tỷ kWh, bằng 49,6% so với năm 2018 (19,281 tỷ kWh) do trong những năm gần đây nhiều nguồn nhiệt điện lớn và NLTT đã được đưa vào vận hành, đáp ứng nhu cầu phụ tải lớn ở khu vực miền Nam. Vào 3 tháng mùa lũ cuối năm, do các nguồn thủy điện miền Trung được khai thác cao nên chiều truyền tải trên hệ thống 500kV có sự thay đổi, điện năng được truyền tải theo chiều từ miền Trung ra miền Bắc và vào miền Nam. Đặc biệt, từ tháng 7 đến tháng 10/2019, trào lưu truyền tải theo hướng từ miền Nam ra miền Trung và miền Bắc để đáp ứng cung cấp điện an toàn do thời tiết nắng nóng cực đoan tại miền Bắc, miền Trung và chế độ huy động cao các NMD mặt trời ở miền Nam đưa vào vận hành.

Miền Bắc các TBA 500kV Nho Quan, Thường Tín, Hà tĩnh, Quảng Ninh, và các TBA ở miền Nam như Sông Mây, Sông Bé, Tân Định, Cầu Bông ở miền Nam có hiện tượng đầy tải và quá tải do phụ tải khu vực tăng cao.

TBA 500kV Vũng Áng, Hiệp Hòa, Quảng Ninh, Phó Nối, Di Linh, Đăk Nông, Pleiku2, Duyên Hải, Ô Môn có hiện tượng đầy tải và quá tải do huy động nguồn ở khu vực tăng cao trong một số thời điểm.

1.2.1.2. Hiện trạng lưới điện 220-110kV

Lưới 220-110kV là xương sống cho hệ thống điện của từng miền, có nhiệm vụ đảm bảo việc cung cấp điện an toàn và liên tục tới lưới điện của miền và khu vực.

Khối lượng đường dây và trạm biến áp 220-110kV đến cuối năm 2019 được tổng hợp trong bảng dưới đây.

Bảng 1.15: Tổng hợp khối lượng đường dây 220-110kV năm 2019

Điện áp	Miền	Khối lượng đường dây (km)	Trạm biến áp	
			Số máy	Tổng dung lượng (MVA)
220kV	Bắc	7462	124	27288
	Trung	4465	46	7318
	Nam	6464	127	27877
	Tổng cộng	18391	297	62483
110kV	Bắc	12906	762	33426
	Trung	4650	224	7930,5
	Nam	7227	670	34257,8
	Tổng cộng	24783	1656	75614,3

Nguồn: EVN

Năm 2019, sản lượng truyền tải giữa các miền qua các đường dây 220kV và 110kV như sau:

- Ở cấp điện áp 220kV: Giao nhận giữa Bắc – Trung là đường dây 220kV Vũng Áng – Đồng Hới và Formosa HT – Ba Đồn. Giao nhận Trung – Nam là 2 đường dây 220kV mạch kép Đăk Nông – Bình Long 2 và Nha Trang – Tháp Chàm.
- Ở cấp điện áp 110kV: Giao nhận giữa Trung – Nam là tổng các đường dây 110kV Đa Nhim – Cam Ranh, Ninh Hải – Cam Ranh, Bù Đăng – Đăk Nông.
- Năm 2019, sản lượng truyền tải Bắc – Trung trên lưới 220-110kV là khoảng 1,7 tỷ kWh. Sản lượng truyền tải Trung – Nam là khoảng 1,2 tỷ kWh.

Do lưới điện 220-110kV chưa đảm bảo dự phòng đặc biệt là khu vực Miền Bắc và miền Nam nên trong các trường hợp sự cố nguồn, sự cố lưới và phụ tải cao đều dẫn đến quá tải các đường dây 220kV liên kết. Tình hình vận hành lưới điện 220kV của các miền trong các năm qua cụ thể như sau:

Miền Bắc:

Trạm 220kV:

Các TBA 220kV tại miền Bắc trong các ngày nắng nóng tháng 6,7/2019 vận hành ché độ cảnh báo hoặc khẩn cấp.

Khu vực vùng núi phía Bắc, các trạm 220kV Bảo Thắng, Than Uyên, Sơn La, Hà Giang... vận hành quá tải nguyên nhân chính là do huy động nguồn cao trong một vài thời điểm cực đoan.

Khu vực Hà Nội: các trạm biến áp 220kV cấp điện cho Hà Nội chủ yếu xảy ra quá tải vào các tháng nắng nóng giữa năm 2019 khi nhu cầu sử dụng điện tăng cao như TBA 220kV Đông Anh, Hà Đông.

Ngoài ra một số TBA 220kV ở khu vực miền Bắc cũng đang vận hành ở chế độ cảnh báo hoặc khẩn cấp do phụ tải tăng cao như: TBA 220kV Phố Nối, Đồng Hòa, Mai Động, Thái Bình, Phú Lý, Thành Công, Phú bình, Nho Quan, Tràng Bạch...

Trạm 220kV như Hưng Đông, Quỳnh Lưu cũng vận hành quá tải trong năm 2019 do phụ tải tăng cao ở khu vực Thanh Hóa – Nghệ An.

Nhìn chung, đến năm 2019, tình trạng quá tải của các TBA 220kV miền Bắc và Bắc Trung Bộ đã giảm đi đáng kể so với cùng kỳ năm 2018 (chỉ xảy ra 276 lần so với 492 lần năm 2018) [1].

Đường dây 220kV:

Các đường dây 220kV vận hành ở chế độ cảnh báo hoặc khẩn cấp, gồm: ĐD 220kV Sơn La – Việt trì, Hòa Bình – Hà Đông, Thường Tín – Hà Đông, Hòa Bình – Sơn Tây, Hòa Bình – Tây Hà Nội...do khai thác nguồn thủy điện cao. Ngoài ra còn một số đường dây 220kV vận hành với tải cao thường xuyên như Nho Quan – Phú Lý, Đồng Hòa – Thái Bình, Lào Cai – Bảo Thắng, Sóc Sơn – Vĩnh Yên, Hiệp Hòa – Đông Anh... do phải truyền tải cao đáp ứng cho nhu cầu phụ tải khu vực Hà Nội và phụ cận đặc biệt vào các tháng hè nắng nóng cực đoan.

Đường dây 220kV Vật Cách – Đình Vũ, Hưng Đông – Hà Tĩnh... mang tải cao do thay đổi phương thức điều độ.

Đối với đường dây 220kV, năm 2019, số lần quá tải trên đường dây 220kV miền Bắc đã giảm đáng kể so với cùng kỳ năm 2018 (118 lần so với 268 lần năm 2018). Tuy nhiên số giờ quá tải trên đường dây 220kV lại tăng (426,3 giờ so với 108,01 giờ năm 2018) [1].

Tình hình vận hành đầy tải, quá tải khu vực miền Bắc năm 2019 được tổng hợp trong bảng sau (Nguồn số liệu từ EVNNPT)

Bảng 1.16: Tình hình vận hành đầy tải, quá tải lưới điện 220kV khu vực miền Bắc năm 2019

Năm	Cấp điện áp	Thiết bị	Tổng số mạch ĐD/MBA	Tổng số mạch ĐD/MBA đầy quá tải	PTC1			
					Tải từ 80 - <100 %		Thiết bị mang tải > 100 %	
					Tổng số lần	Tổng số giờ	Tổng số lần	Tổng số giờ
Năm 2019	220kV	ĐD	164	55	1567	5237,00	118	426,3
		MBA	117	53	1940	6107,87	276	858,07
Năm 2018	220kV	ĐD	163	35	1,963	5038,36	268	318
		MBA	103	50	3,169	9955,49	492	423,89

Năm	Cáp điện áp	Thiết bị	Tổng số mạch ĐD/MBA	Tổng số mạch ĐD/MBA đầy quá tải	PTC1			
					Tải từ 80 - <100 %		Thiết bị mang tải > 100 %	
					Tổng số lần	Tổng số giờ	Tổng số lần	Tổng số giờ
So sánh tăng /giảm	220kV	ĐD	1	20	-396	198,64	-150	108,01
		MBA	14	3	-1229	-3847,62	-216	434,18

Miền Trung:

Đến năm 2019, lưới điện 220kV khu vực miền Trung nhìn chung vận hành tương đối tốt, chỉ còn một số ít trường hợp TBA/ ĐD 220kV vận hành đầy hoặc quá tải trong các trường hợp vận hành cực đoan và thực hiện công tác các phàn tử trên lưới.

Một số MBA vận hành đầy tải như MBA Ngũ Hành Sơn, Tam Kỳ, Phan Thiết, Tháp Chàm, Hàm Tân, Bảo Lộc do phụ tải tăng cao và công tác đường dây 110kV Đà Nẵng – Điện Bàn. Vận hành đầy tải MBA AT2 Nha Trang, AT2 Kon Tum do công tác MBA. TBA 220kV Sơn Hà mang tải cao do nhà máy thủy điện khu vực phát cao. Đến cuối năm 2019, đã hoàn thành nâng công suất các TBA Hàm Tân, Bảo Lộc, Tháp Chàm nên các MBA trên đã hết đầy tải.

Đối với đường dây 220kV, đường dây Nha Trang – Tháp Chàm, Pleiku – NMĐ SK An Khê, NMĐ An Khê – NMĐ SK An Khê quá tải do nguồn khu vực Tây Nguyên phát cao, đặc biệt là thời điểm nguồn mặt trời phát cao (tháng 9,10/2019). Đường dây 220kV khu vực Quy Nhơn (ĐD 220kV Quy Nhơn – NMTĐ An Khê) mang tải cao do phụ tải tăng cao, thiếu nguồn cấp điện cho khu vực này.

Tình hình vận hành đầy tải, quá tải khu vực miền Trung năm 2019 được tổng hợp trong bảng sau.

Bảng 1.17: Tình hình vận hành đầy tải, quá tải lưới điện 220kV khu vực miền Trung năm 2019

Năm	Cáp điện áp	Thiết bị	Tổng số mạch ĐD/MBA	Tổng số mạch ĐD/MBA đầy quá tải	PTC2			
					Tải từ 80 - <100 %		Thiết bị mang tải > 100 %	
					Tổng số lần	Tổng số giờ	Tổng số lần	Tổng số giờ
Năm 2019	220kV	ĐD	40	0	0	0	0	0
		MBA	27	6	133	444,25	4	6,98
Năm 2018	220kV	ĐD	39	0	0	0	0	0
		MBA	24	7	227	621,49	1	1,00

So sánh tăng /giảm	220kV	ĐĐ	1	0	0	0	0	0	
		MBA	3	-1	-94	-177,24	3	5,98	
Năm	Cáp điện áp	Thiết bị	Tổng số mạch ĐĐ/MBA	Tổng số đầy quá tải	PTC3				
					Tải từ 80 - <100 %		Thiết bị mang tải > 100 %		
					Tổng số lần	Tổng số giờ	Tổng số lần	Tổng số giờ	
Năm 2019	220kV	ĐĐ	68	12	1049	2431	88	199	
		MBA	24	5	102	416,41	1	0,50	
Năm 2018	220kV	ĐĐ	63	3	56	56	1	0,2	
		MBA	21	8	291	495,75	19	13,78	
So sánh tăng /giảm	220kV	ĐĐ	5	9	993	2374,48	87	198,98	
		MBA	3	-3	-189	-79,34	-18	-13,28	

Miền Nam:

Lưới điện miền Nam vận hành vẫn còn tồn tại nhiều đường dây, MBA mang tải cao, đầy tải, quá tải nguyên nhân do một số công tác trên lưới, buộc phải chuyển tải, phụ tải tăng cao và các dự án lưới điện bị chậm tiến độ...

Trạm 220kV:

Đối với TBA 220kV, năm 2019, theo thống kê điều độ, lưới điện 220kV ở miền Nam có một số TBA vận hành với mức tải cao, quá tải như sau: 44/97 MBA ở khu vực miền Nam đang vận hành tải cao trên 80% do phụ tải tăng cao khu vực Long An, Long Thành, Long Bình, Tân Định, Phú Lâm... vào giai đoạn mùa khô.

MBA AT4 Đại Ninh, 10T NMĐ Đa Nhim quá tải do cụm NMĐ mặt trời phát cao. MBA AT7 Phú Lâm và MBA AT2 Tao Đàn quá tải nhẹ do sự cố MBA AT1 trạm 220kV Hiệp Bình Phước.

Năm 2019, số lần và tổng số giờ quá tải MBA 220kV miền Nam tăng đáng kể so với năm 2018 (53 lần so với 27 lần năm 2018) [1]. Nguyên nhân chủ yếu do phụ tải khu vực Đông Nam bộ tăng cao và nhiều dự án lưới chậm tiến độ.

Đường dây 220kV:

Đối với đường dây 220kV, theo thống kê vận hành, năm 2019 ĐĐ 220kV khu vực miền Nam có một số vấn đề như sau: 35/150 ĐĐ 220kV vận hành với tải cao trên 80% do phụ tải tăng cao khu vực Thủ Đức – Cát Lái, Long Bình – Long Thành, Tràng Bảng – Củ Chi. Các đường dây Châu Đốc – Tà Keo, Châu Đốc – Long Xuyên, Thốt Nốt – Châu Đốc... vận hành đầy tải do sự cố ĐĐ Cần Đước – Phú Mỹ và sự cố lưới

điện Campuchia. ĐD 220kV Di Linh – Đức Trọng, NMĐ MT Hồng Phong 1A – Phan Thiết quá tải nhẹ trong một số thời điểm cụm điện mặt trời phát cao.

Tình hình vận hành đầy tải, quá tải khu vực miền Nam năm 2019 được tổng hợp trong bảng sau.

Bảng 1.18: Tình hình vận hành đầy tải, quá tải lưới điện 220kV khu vực miền Nam năm 2019

Năm	Cấp điện áp	Thiết bị	Tổng số mạch ĐD/MBA	Tổng số mạch ĐD/MBA đầy quá tải	PTC4			
					Tải từ 80 - <100 %		Thiết bị mang tải > 100 %	
					Tổng số lần	Tổng số giờ	Tổng số lần	Tổng số giờ
Năm 2019	220kV	ĐD	150	35	1899	7162	102	159
		MBA	97	44	4884	18490,84	53	162,53
Năm 2018	220kV	ĐD	149	28	1492	4961	16	43,8
		MBA	91	39	3944	17176,80	27	158,50
So sánh tăng /giảm	220kV	ĐD	1	7	407	2201,08	86	115,08
		MBA	6	5	940	1314,04	26	4,03

Ngoài việc vận hành đang bị quá tải, tình hình dòng ngắn mạch trên lưới 220kV tiếp tục tăng cao vượt quá mức cho phép của thiết bị. Theo tính toán của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc Gia, năm 2020 toàn quốc có 23 TBA có dòng ngắn mạch xấp xỉ hoặc vượt quá khả năng cắt ngắn mạch của máy cắt. Miền Bắc có 10 TBA: Hòa Bình, Phả Lại, Thường Tín, Hiệp Hòa, Hà Đông, Tràng Bạch, Vật Cách, Đồng Hòa, Sóc Sơn, Vân trì. Miền Trung có 01 TBA Pleiku. Miền Nam có 11 TBA: Phú Lâm, Nhà Bè, Phú Mỹ, Tân Định, Cát Lái, Cai Lậy, Thủ Đức, Vĩnh Tân, Tân Uyên, Hóc Môn, Bình Chánh [1]. Giải pháp hiện tại để giảm dòng ngắn mạch là vận hành tách thanh cáp, thay thế thiết bị có dòng ngắn mạch không đáp ứng được yêu cầu, lắp kháng hạn chế dòng ngắn mạch hoặc chuyển đấu nối. Trong đó giải pháp vận hành tách thanh cáp sẽ làm giảm độ tin cậy cung cấp điện và mới chỉ thực hiện được tại thanh cáp 220 kV TBA 500 kV Phú Mỹ, giải pháp lắp kháng hạn chế dòng ngắn mạch xem xét thực hiện tại thanh cáp 220 kV TBA 500 kV Tân Uyên. Các TBA 220kV còn lại được xem xét giải pháp thay thế các thiết bị có dòng cắt ngắn mạch định mức thấp hơn dòng ngắn mạch yêu cầu.

Hiện nay EVN đang tiếp tục nghiên cứu các giải pháp để giảm dòng ngắn mạch tại các khu vực này, đồng thời xem xét lại quy chuẩn về dòng điện ngắn mạch cho các thiết bị.

1.2.1.3. Hiện trạng lưới điện phân phối trung và hạ áp

a. Lưới điện trung áp

Hiện nay, lưới phân phối trung áp khu vực các thành phố, thị xã, khu đô thị và khu công nghiệp được xây dựng theo cấu trúc mạch vòng vận hành hở, các khu vực còn lại theo cấu trúc hình tia. TP. Hà Nội đã xây dựng khá nhiều hệ thống “cáp sạch” có tiết diện lớn nối giữa hai trạm 110kV, TP. Hồ Chí Minh xây dựng cấu hình song song có cáp dự phòng để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện. Cụ thể theo các miền như sau:

Miền Bắc:

Lưới trung áp sử dụng hệ thống 3 pha 3 dây, trong đó lưới 6-10-35kV trung tính cách ly, lưới 22kV trung tính nối đất trực tiếp. Lưới 35kV vừa làm nhiệm vụ truyền tải thông qua các trạm trung gian 35/22,10,6kV vừa đóng vai trò phân phối cho các phụ tải thông qua các trạm 35/0,4kV. Hiện nay, lưới điện 6-10kV khu vực miền Bắc đã được chuyển đổi phần lớn sang cấp điện áp 22kV.

Miền Trung:

Lưới điện miền Trung mang cả 2 đặc điểm của miền Bắc và miền Nam trong đó cấp điện áp 35kV và 22kV chiếm tỷ trọng nhiều hơn cả. Lưới 35kV có kết cấu 3 pha 3 dây trung tính cách ly (lưới 35kV có thể nối đất qua cuộn dập hồ quang). Lưới 15, 22kV có kết cấu 3 pha 3 dây trung tính nối đất trực tiếp hoặc nối đất qua trở kháng. Trong những năm gần đây, lưới 22kV phát triển mạnh mẽ và chiếm tỷ trọng lớn nhất khu vực miền Trung.

Miền Nam:

Ở khu vực miền Nam, lưới điện trung áp tồn tại 3 cấp điện áp 35, 22, 15 kV. Cấp điện áp 15, 22kV sử dụng hệ thống 3 pha 4 dây có trung tính nối đất trực tiếp, lưới 35kV sử dụng hệ thống 3 pha 3 dây trung tính cách ly. Trong thời gian vừa qua lưới 22kV các tỉnh miền Nam phát triển mạnh mẽ, hầu hết lưới 15kV đã chuyển thành lưới 22kV.

b. Lưới điện hạ áp

Lưới điện hạ áp ở nước ta đã được lựa chọn theo kết cấu 3 pha 4 dây hoặc 1 pha 2 dây, trung tính nối đất trực tiếp, cấp điện áp 220 (380)V với nhiều chủng loại dây dẫn như: cáp ngầm (ruột đồng hoặc nhôm), cáp bọc, cáp vặn xoắn ABC, dây trần và dây lưỡng kim. Trong đó, khu vực thành phố, thị xã chủ yếu sử dụng cáp bọc, cáp vặn xoắn ABC và cáp ngầm. Các khu vực còn lại dùng các loại dây như dây trần, dây lưỡng kim.

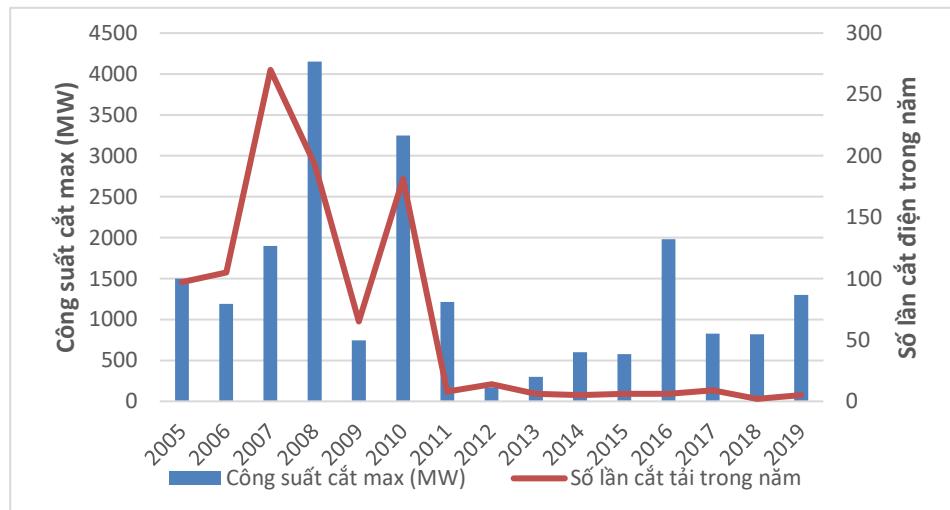
Hiện nay, lưới điện hạ áp nông thôn đã được bàn giao cho các Tổng công ty điện lực quản lý, do vậy chất lượng điện năng được nâng cao hơn, tỷ lệ tổn thất giảm. Các dự án cấp điện cho bà con dân tộc tại các tỉnh Trà Vinh, Sóc Trăng, Kiên Giang, Lai Châu, Điện Biên, Sơn La đã cấp điện tới hàng trăm thôn bản, đưa tỷ lệ số xã có điện tăng lên 100%, số hộ dân nông thôn được dùng điện trong cả nước tăng lên 99,2% vào cuối năm 2019.

1.2.2. Đánh giá độ tin cậy, an toàn cung cấp điện và chất lượng điện năng

Trong giai đoạn 2016-2019, với việc bổ sung thêm gần 14.500MW nguồn điện mới và hơn 11.100 km đường dây, hơn 60700MVA công suất trạm biến áp, hệ thống điện Việt Nam về cơ bản đáp ứng đủ nhu cầu phụ tải với độ tin cậy cung cấp điện ngày càng được nâng cao.

Theo thống kê vận hành, từ năm 2014 việc cắt tải do thiếu nguồn đã không còn, chỉ còn hiện tượng cắt do quá tải, mạch sa thải đặc biệt, và do hệ thống rơ le sa thải tần số thấp tác động. Trong những năm gần đây công suất và số lần hạn chế tải có xu hướng giảm dần. Năm 2019, hệ thống điện không có trường hợp cắt tải do thiếu nguồn, có 3 lần cắt tải do quá tải và mạch sa thải đặc biệt và 2 lần cắt tải do hệ thống rơ le sa thải tần số thấp tác động. Mức cắt tải cực đại là 1300MW và tổng sản lượng hạn chế là 8357 MWh.

Chi tiết số lần cắt tải và tổng sản lượng mất trong các năm được trình bày trong hình dưới đây.



Hình 1.27: Công suất và số lần hạn chế tải các năm 2005-2019

Độ tin cậy cung cấp điện tiếp tục được cải thiện so với năm 2018, trong đó thời gian mất điện khách hàng bình quân (SAIDI) là 648,5 phút, giảm 11% so với năm 2018 (724 phút) [2].

Chi tiết về các chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống qua các năm được trình bày trong bảng sau:

Bảng 1.19: Tổng hợp khối lượng đường dây 220-110kV năm 2019

Độ tin cậy cung cấp điện	Đơn vị	Năm 2016	Năm 2017	Năm 2018	Ước năm 2019	Dự kiến KH 2020
SAIDI	Phút/K.hàng	1641	1077	724	648	400

Độ tin cậy cung cấp điện	Đơn vị	Năm 2016	Năm 2017	Năm 2018	Ước năm 2019	Dự kiến KH 2020
SAIFI	Lần/K.hàng	10,52	9,70	4,97	5,21	8,00
MAIFI	Lần/K.hàng	1,45	1,38	0,78	0,98	2,00

Nguồn: EVN

Về chất lượng điện năng, từ năm 2016 đến nay, nhìn chung chất lượng điện áp, độ ổn định tin cậy của hệ thống điện tại nhiều khu vực đã được cải thiện do các công trình chống quá tải được hoàn thành kịp thời, như: xây mới các trạm 220kV Long Biên, Sơn Tây, Bắc Ninh 2,3, Tây Hà Nội., Vũng Tàu, Mỹ Xuân... nâng công suất các trạm 220kV Hải Dương 1,2, Đinh Vũ, Tây Hồ, Thường Tín, Bim Sơn, Nông Cống, Thanh Hóa, Hòa Khánh, Hải Châu, Quảng Ngãi, Tuy Hòa... Cùng với việc bổ sung các công trình nguồn và lưới theo quy hoạch, hệ thống các thiết bị đo lường và bảo vệ cũng được cải tạo, nâng cấp. Đến nay, về cơ bản các role làm việc tin cậy, chọn lọc, tác động nhanh và phát hiện đúng sự cố, đảm bảo hệ thống điện vận hành an toàn, ổn định.

Tuy ngành điện đã có nhiều nỗ lực song trong thực tế vận hành, một số khu vực có phụ tải tập trung cao ở miền Bắc và miền Nam, đặc biệt là Hà Nội và TP. Hồ Chí Minh vẫn chưa khắc phục được tình trạng quá tải cục bộ đường dây và trạm biến áp gây nguy cơ sự cố cao, giảm độ tin cậy cung cấp điện. Nguyên nhân một phần do diễn biến tăng trưởng phụ tải điện trên thực tế khác với dự báo theo quy hoạch, phần khác là do các dự án lưới điện vào vận hành chậm so với tiến độ đăng ký.

Nhìn chung điện áp trên hệ thống 500-220-110kV tương đối ổn định, trong giới hạn cho phép quy định tại Thông tư 12. Năm 2019, chất lượng điện áp đã được cải thiện nhiều so với năm 2018, ở cấp 500kV, hiện tượng điện áp thấp cơ bản không còn xảy ra, hiện tượng điện áp cao đã giảm nhiều so với năm 2018. Các TBA 500kV có điện áp cao tập trung chủ yếu trên các cung đoạn 500kV liên kết 3 miền Bắc – Trung – Nam. Nguyên nhân chủ yếu cơ cấu nguồn tại khu vực miền Trung chủ yếu là thủy điện, vào mùa khô các nguồn này ngừng thì miền Trung sẽ không còn công cụ điều chỉnh điện áp. Ở cấp 220-110kV, điện áp cao xuất hiện trong chế độ thấp điểm đêm các ngày nghỉ, Lễ Tết và điện áp thấp khi phụ tải tăng cao và nguồn điện phát thấp, cụ thể tại các miền như sau:

- **Khu vực miền Bắc:** Về cơ bản, chất lượng điện áp được đảm bảo trên lưới điện miền Bắc. Tuy nhiên vẫn còn một số khu vực có xảy ra tình trạng điện áp ngoài giới hạn cho phép trong một số thời điểm, cụ thể: Điện áp cao xuất hiện ở khu vực miền núi phía Bắc như TBA 220kV Hà Giang (242,1-247,3 kV), Lào Cai (242,2-246 kV), Cao Bằng (242,1-247 kV), Bắc Kạn (242,1-247 kV), Bảo Thắng (242,1-247,3 kV)...[3] do thủy điện phát thấp, không hút được công suất

vô công, đường dây truyền tải dài, phụ tải thấp. Vào ngày nghỉ lễ Tết Nguyên đán khi phụ tải thấp, nhiều tụ bù ngang tại cấp trung và hạ áp không được tách ra gây ra hiện tượng truyền ngược công suất vô công từ cấp điện áp thấp lên điện áp cao đặc biệt tại khu vực Hà Nội. Điện áp thấp tại khu vực Thái Bình, Nam Định, Hà Nam, Quảng Ninh, Hà Nội do nắng nóng cực đoan, phụ tải cao, thiếu công suất vô công.

- **Khu vực miền Trung:** Theo thống kê điều độ, về cơ bản trong năm 2019, chất lượng điện áp của HTĐ miền Trung khá tốt, kể cả trong các dịp nghỉ lễ nhỏ như 30/4 – 1/5, 2/9, tết dương lịch... Chỉ có trong dịp nghỉ Tết Nguyên đán, xuất hiện điện áp cao tại một số TBA 220-110kV trong khu vực như TBA 220kV Quy Nhơn (242,2-243,6 kV), Phước An (243,2-243,6 kV)... TBA 110kV 500kV Đà Nẵng (121,1-121,7 kV), Hòa Khánh (121,1-122,5 kV), Sơn hà (121,1-122,8 kV), Kon Tum (121,1-121,9 kV) ... TBA 500kV Đà Nẵng cũng xuất hiện điện áp cao (525,1-529,8 kV) ở một số thời điểm thấp điểm sáng [3]. Điện áp thấp tại TBA 220kV Quảng Ngãi (203,7-208,5 kV), Dốc Sỏi (207,5 kV), Dung Quất (206,1-207,5 kV)... do phụ tải cao và do công tác tại TBA 500kV Dốc Sỏi [3].
- **Khu vực miền Nam:** Đến năm 2019, nhìn chung chất lượng điện áp của lưới điện miền Nam tương đối tốt, trừ một số trường hợp công tác hoặc sự cố thì điện áp bị giảm thấp và trong một vài chế độ cực đoan điện áp tại một vài TBA 220kV xuất hiện điện áp vượt giới hạn cho phép. Trong dịp Tết Nguyên đán, phụ tải thấp, xuất hiện điện áp cao tại TBA 220kV Bình Long (243-244 kV), Mỹ Phước (242,2-243,7 kV) [3].

1.2.3. Phân tích tình hình truyền tải điện năng tại các miền và trao đổi liên miền, đánh giá tình trạng sự cố lưới truyền tải điện

1.2.3.1. Phân tích tình hình truyền tải điện năng tại các miền và trao đổi liên miền

Do đặc điểm tự nhiên Việt Nam nơi các nhà máy điện thường nằm rất xa các trung tâm phụ tải lớn nên lượng công suất phát lên lưới truyền tải 220-500kV chiếm tỷ lệ rất lớn. Những năm trước đây tỷ lệ điện năng truyền tải luôn chiếm khoảng 85-90% sản lượng điện sản xuất của toàn hệ thống. Những năm gần đây tỷ lệ này có xu hướng giảm nhưng điện năng truyền tải vẫn chiếm tỉ lệ lớn trên tổng điện năng sản xuất. Năm 2018-2019, tỷ lệ điện năng truyền tải chiếm khoảng 83% tổng sản lượng điện năng của toàn hệ thống.

Với sự tăng trưởng không ngừng của phụ tải điện Việt Nam, sản lượng điện năng truyền tải cũng tương ứng tăng lên theo từng năm. Giai đoạn 2011-2015, tốc độ tăng trưởng của sản lượng điện truyền tải tăng liên tục trong từng năm. Năm 2012, tốc độ tăng trưởng đạt 6,8% và tăng lên 12,6% vào năm 2015. Tuy nhiên, trong giai đoạn

2016-2019, sản lượng điện truyền tải có tốc độ tăng trưởng chậm lại do tốc độ tăng trưởng phụ tải giảm cùng với việc bổ sung lượng lớn nguồn NLTT ở miền Nam. Năm 2018-2019, tốc độ tăng trưởng sản lượng truyền tải chỉ còn khoảng 8,3%.

Tổng hợp sản lượng truyền tải và tỷ lệ tổn thất điện năng (điện dùng cho truyền tải) trên lưới truyền tải giai đoạn từ năm 2011 đến 2019 như sau:

Bảng 1.20: Điện năng sản xuất, truyền tải và tỷ lệ tổn thất điện năng giai đoạn 2011-2019

Năm	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Điện năng SX (tổn HTĐ-GWh)	109396	120304	131058	145012	163433	181988	197433	221040	240101
Điện năng truyền tải (nhận-GWh)	97005	103580	111860	124150	139760	156175	166170	184502	199812
Tỷ lệ tổn thất điện năng truyền tải (%)	2,56	2,33	2,75	2,49	2,35	2,36	2,45	2,44	2,15

Đi liền với truyền tải điện năng là tổng thát điện năng truyền tải. Trong giai đoạn 2016-2019, tỷ lệ tổn thất điện năng truyền tải nhìn chung có xu hướng giảm dần qua từng năm. Điều này thể hiện sự cố gắng, quyết tâm của các đơn vị vận hành, quản lý lưới điện truyền tải trong những năm vừa qua.

Giai đoạn 2016-2017, tỷ lệ tổn thất điện năng truyền tải có xu hướng tăng từ 2,36% năm 2016 lên 2,45% năm 2017. Nguyên nhân chủ yếu do phương thức vận hành lưới điện 500kV Bắc – Nam phải truyền tải công suất lớn trong các tháng mưa lũ để truyền tải điện từ các nguồn thủy điện miền Bắc và miền Trung vào miền Nam. Từ năm 2017, tỷ lệ tổn thất điện năng giảm liên tục qua từng năm. Đến năm 2019, tỷ lệ tổn thất điện năng truyền tải đạt 2,15%.

a. Truyền tải điện năng tại các miền:

Trong giai đoạn 2016-2019, mặc dù gặp nhiều khó khăn về vốn đầu tư, công tác đèn bù giải phóng mặt bằng hành lang tuyến... song EVNNPT đã rất nỗ lực đưa các công trình lưới điện truyền tải vào vận hành đúng kế hoạch. Tỷ lệ hoàn thành kế hoạch VIIHC lưới truyền tải đạt từ 73%-88% (được phân tích trong phần 1.5.4). Năng lực lưới điện nhờ đó được nâng cao đáng kể, đáp ứng truyền tải giúp truyền tải 184,5 tỷ kWh (năm 2018) và lên đến 199,8 tỷ kWh (năm 2019) bằng 83% tổng sản lượng phát của các nhà máy điện đến nơi tiêu thụ một cách an toàn, đảm bảo cấp đủ điện cho nền kinh tế quốc dân. Tỷ lệ tổn thất trên lưới truyền tải có xu hướng giảm dần.

Một số công trình trọng điểm khi đưa vào vận hành đã góp phần giải phóng công suất nguồn, truyền tải công suất đến khu vực trung tâm phụ tải, giải quyết dứt điểm tình trạng quá tải lưới điện truyền tải như TBA 500kV Phố Nối, Đông Anh Việt Trì và các đường dây 500kV đấu nối, TBA 500kV Pleiku 2 và ĐĐ 500kV Pleiku 2 rẽ Pleiku

– Cầu Bông, ĐD 500kV Sông Mây – Tân Uyên, Vĩnh Tân – rẽ Sông Mây – Tân Uyên và TBA 220kV cải tạo xây mới trên cả 3 miền Bắc – Trung - Nam.

Tuy nhiên, lưới điện các miền hiện nay vẫn tồn tại khá nhiều bất cập. Mức tăng trưởng khối lượng lưới truyền tải trong giai đoạn 2016-2019 đạt 3-11%/năm, nhưng phụ tải cũng tăng trưởng tương ứng 10,35%, do đó mức độ dự phòng của lưới điện vẫn chưa được cải thiện, vẫn xuất hiện tình trạng quá tải cục bộ tại một số điểm, độ tin cậy cung cấp điện chưa cao, tiêu chí N-1 vẫn chưa được đáp ứng đầy đủ.

Tình hình truyền tải điện năng tại các miền cụ thể như sau:

Miền Bắc:

Trong năm 2018-2019, một số TBA 500kV miền Bắc vận hành căng thẳng (đầy/quá tải) do phụ tải tăng cao trong những thời điểm thời tiết miền Bắc nắng nóng. Bên cạnh đó, một số ĐD 500kV cũng vận hành quá tải khi huy động nguồn khu vực tăng cao. Cụ thể như sau:

Các TBA 500kV Nho Quan, Thường Tín, Quảng Ninh vận hành quá tải vào thời điểm tháng 6-7/2019 do nhu cầu phụ tải khu vực Hà Nội và các tỉnh lân cận tăng cao.

TBA 500kV Hà Tĩnh cũng vận hành quá tải do phụ tải cao ở khu vực Thanh Hóa – Nghệ An.

Đáp ứng nhu cầu truyền tải công suất Bắc – Trung, Trung – Nam với tiêu chí đảm bảo khai thác hiệu quả các nguồn thủy điện miền Bắc, miền Trung và các nhà máy điện than miền Bắc, một vài thời điểm các đường dây 500kV truyền tải Bắc – Trung: ĐD 500kV Hà Tĩnh – Đà Nẵng, Vũng Áng – Đà Nẵng cũng vận hành khá căng thẳng.

Lưới truyền tải 220kV miền Bắc vận hành khá căng thẳng trong các năm 2018-2019 do phụ tải gia tăng, trong khi đó nhiều công trình lưới điện lại bị chậm tiến độ. Nhiều công trình TBA/ ĐD 220kV vận hành quá tải tập trung ở Hà Nội và lân cận, đặc biệt trong những ngày thời tiết miền Bắc nắng nóng kỷ lục.

Miền Trung:

Nhìn chung trong những năm gần đây, lưới điện truyền tải 500-220kV khu vực miền Trung vận hành tương đối tốt và ổn định. Năm 2019, không ghi nhận trường hợp nào quá tải trên lưới điện 500kV. Đối với lưới điện truyền tải 220kV cũng chỉ ghi nhận một số trường hợp quá tải do thao tác các phanh từ trên lưới và huy động cao các nguồn thủy điện khu vực.

Miền Nam:

TBA 500kV Sông Mây, Nhà bè, Tân Định, Cầu Bông quá tải tại một số thời điểm khi phụ tải khu vực thành phố Hồ Chí Minh và lân cận tăng cao.

Các TBA Duyên Hải, Ô Môn cũng ghi nhận những thời điểm quá tải năm 2019 do huy động cao công suất nguồn khu vực.

Trong năm 2019, miền Nam đã hoàn thành thêm 2 dự án đường dây 500kV Vĩnh Tân – rẽ Sông Mây – Tân Uyên và Sông Mây – Tân Uyên cùng trạm biến áp 500kV Tân Uyên đấu nối đồng bộ với trung tâm Điện lực Vĩnh Tân mang nhiều ý nghĩa quan trọng về mặt kinh tế - xã hội, đồng thời giúp tăng cường độ tin cậy cung cấp điện cho miền Nam và độ tin cậy cho hệ thống điện 500kV khu vực miền Nam.

Đối với lưới truyền tải 220kV, nhiều phần tử ĐD và TBA khu vực TP Hồ Chí Minh và khu vực như Long An, Long Thành, Long Bình, Tân Định, Phú Lâm,.. thường xuyên vận hành căng thẳng, đặc biệt là vào mùa khô khi phụ tải tăng cao.

Với việc vào vận hành lượng lớn công suất điện mặt trời trong những năm gần đây tại miền Nam, một vài TBA 220kV khu vực cũng xuất hiện quá tải khi cụm NMĐ mặt trời phát cao.

b. Truyền tải điện năng giữa các miền:

Sản lượng điện truyền tải 500kV giữa 3 miền Bắc – Trung – Nam trong những năm gần đây được tổng hợp trong bảng sau.

Bảng 1.21: Sản lượng điện truyền tải 500kV giữa 3 miền Bắc – Trung – Nam

Năm	Truyền tải Bắc – Trung (GWh)			Truyền tải Trung – Nam (GWh)		
	Bắc - Trung	Trung - Bắc	Xu hướng truyền tải năm	Trung - Nam	Nam - Trung	Xu hướng truyền tải năm
2005	327	3619	-3293	151	5597	-5446
2006	59	4501	-4442	54	2778	-2724
2007	347	3763	-3416	114	2615	-2502
2008	767	4064	-3297	151	1759	-1608
2009	154	805	-651	674	3727	-3053
2010	129	7091	-6962	-	-	-
2011	1030	4561	-3531	5790	1150	4640
2012	1707	5565	-3857	8612	229	8383
2013	5379	1696	3683	10258	209	10049
2014	5779	808	4971	11906	135	11771
2015	8678,1	-436,7	9114,8	12234,8	-244	12478,8
2016	8058,1	-1156,8	9214,9	13473,3	-159,7	13633

Năm	Truyền tải Bắc – Trung (GWh)			Truyền tải Trung – Nam (GWh)		
	Bắc - Trung	Trung - Bắc	Xu hướng truyền tải năm	Trung - Nam	Nam - Trung	Xu hướng truyền tải năm
2017	865	-7628	8493	18864	-54	18918
2018	11586	-3756	15342	19282	-17	19299
2019	6969	1459	5510	9564	754	8810

Nguồn: EVN

Từ bảng số liệu trên có thể thấy trong giai đoạn 2011-2015, những năm 2014-2015 là những năm cuối của giai đoạn này, miền Bắc đã được bổ sung nhiều nguồn điện mới và khai thác hiệu quả hơn các nhà máy thủy điện, trong khi các dự án nguồn ở miền Nam vẫn chậm tiến độ, nên xu hướng truyền tải điện năng chủ yếu theo chiều Bắc-Trung và Trung – Nam.

Giai đoạn 2016-2019, truyền tải điện năng từ miền Bắc vào miền Trung và từ miền Trung vào miền Nam vẫn là xu hướng chính của truyền tải liên miề. Giai đoạn 2016-2018, do phụ tải miền Nam vẫn tiếp tục tăng trưởng nên điện năng truyền tải trên đường dây 500kV từ Bắc – Trung, Trung – Nam đều tăng liên tục qua từng năm. Đến năm 2019, miền Nam bổ sung lượng lớn nguồn mới đặc biệt là nguồn NLTT nên điện năng truyền tải trên đường dây 500kV liên miền giảm đáng kể. Đặc biệt vào những tháng mùa hè năm 2019, khi miền Bắc, miền Trung phụ tải tăng cao do thời tiết nắng nóng cực đoan, và chế độ huy động cao các NMĐ mặt trời đã đưa vào vận hành thì đã có những thời điểm trào lưu truyền tải theo hướng từ miền Nam ra miền Trung và miền Bắc.

Trong các giai đoạn tới, Việt Nam vẫn sẽ tiếp tục phát triển lưới 500kV làm nhiệm vụ truyền tải điện liên miề, giải phóng công suất cho các trung tâm nhiệt điện lớn, đồng thời cấp điện cho phụ tải tại các thành phố lớn như Hà Nội, TP Hồ Chí Minh.

1.2.3.2. Tình trạng sự cố lưới điện truyền tải

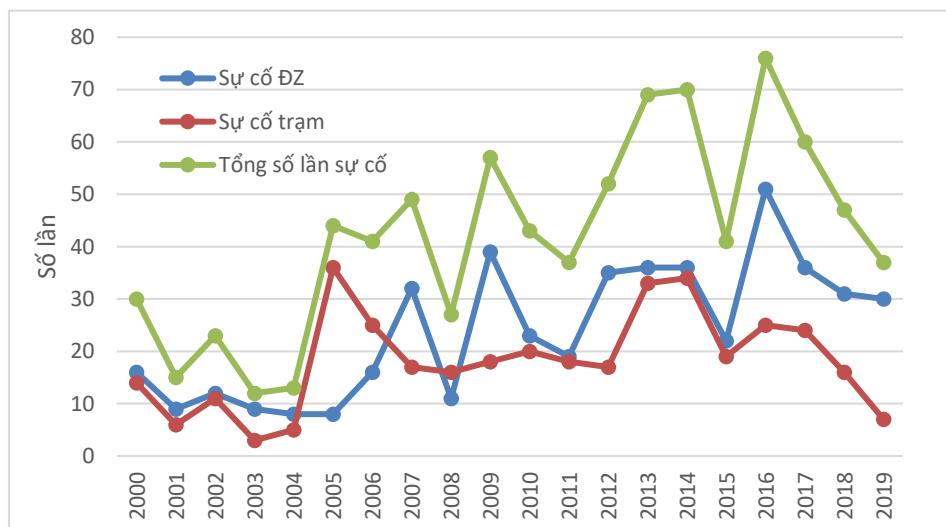
a) Sự cố lưới điện 500kV toàn quốc

Giai đoạn 2016-2019, EVNNPT đã không để xảy ra sự cố gây ảnh hưởng lớn đến quá trình cung cấp điện cho phụ tải và gây mất điện trên diện rộng. Các sự cố đều được phân tích, xem xét nguyên nhân và trách nhiệm cụ thể để đưa ra các giải pháp xử lý khắc phục kịp thời.

Tần suất sự cố trên hệ thống điện 500kV trong năm 2019 thấp hơn đáng kể so với cùng kỳ năm 2018. Năm 2019, trên đường dây 500kV, suất sự cố kéo dài là 0,073 sự cố /100km/năm (năm 2018 là 0,102), suất sự cố thoáng qua là 0,024 sự cố /100km/năm (năm 2018 là 0,064). Đối với trạm biến áp 500kV, suất sự cố năm 2019

là 0,129 sự cố/ trạm/ năm (năm 2018 là 0,267). Điều này thể hiện sự cố găng lớn trong công tác vận hành, quản lý lưới điện 500kV [2].

Tuy nhiên, theo thống kê của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia, trong năm 2019, trên lưới truyền tải 500kV vẫn xảy ra tổng cộng 37 sự cố trong đó có 30 lần sự cố trên đường dây (17 sự cố kéo dài, 13 lần sự cố thoáng qua 1 pha trên ĐD) và 7 sự cố thiết bị trạm (trong 7 lần sự cố các thiết bị trạm có 2 lần sự cố MBA). Nguyên nhân chủ yếu là do sét đánh, vi phạm khoảng cách an toàn trên đường dây, hư hỏng chuỗi sứ, do đơn vị công tác, thiết bị trạm vận hành không tin cậy (hư hỏng TU, bình tụ...)...



Hình 1.28: Tình hình sự cố trên lưới 500kV giai đoạn 2000-2019

Tình hình sự cố trên lưới cho thấy cần triển khai các giải pháp để bảo đảm an toàn vận hành cho đường dây 500kV Bắc - Nam, đặc biệt là công tác bảo vệ hành lang an toàn của đường dây; có giải pháp nhằm nâng độ tin cậy và ổn định của lưới điện và hệ thống điện, giảm đến mức thấp nhất nguy cơ rã lưới một phần hoặc toàn bộ hệ thống điện. Về lâu dài cần phấn đấu bảo đảm tiến độ đầu tư các công trình lưới điện truyền tải, giải quyết dứt điểm tình trạng đầy và quá tải của đường dây và TBA, đồng thời đảm bảo tiến độ các công trình nguồn điện tại miền Nam.

Sự cố trên lưới điện 500kV năm 2019 được tổng hợp trong bảng sau:

Bảng 1.22: Thống kê sự cố trên lưới 500kV năm 2019

Thiết bị	Năm			2019/2018	
	2019		2018	%	
	Kéo dài	Thoáng qua	Tổng (a)	(b)	(a)/(b)
Đường dây 500 kV	17	13	30	31	96,8
TBA 500 kV			7	16	43,8

Nguồn: EVN

b) Sự cố lưới điện 220-110kV toàn quốc

Năm 2019, theo thống kê của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc Gia, tổng số sự cố trên lưới 220kV là 160 lần bằng 109,6% so với năm 2018 (146 lần), trong đó đường dây 220kV là 65 lần (20 lần sự cố kéo dài, 45 lần sự cố thoảng qua) bằng 80,2% so với cùng kỳ năm 2018 (81 lần) và sự cố thiết bị trạm là 95 lần bằng 146,2% năm 2018 (65 lần).

Đối với lưới 110kV, tổng số sự cố là 971 lần bằng 114,4% so với năm 2018 (872 lần), trong đó đường dây 110kV là 702 lần (trong đó có 290 lần sự cố kéo dài, 412 lần sự cố thoảng qua) cao hơn năm 2018 (635 lần). Đối với các TBA 110kV xảy ra 269 lần sự cố bằng 113,5% năm 2018 (237 lần).

Các nguyên nhân chủ yếu gây sự cố lưới điện 220-110kV là do phóng điện đường dây do sét đánh và vi phạm khoảng cách an toàn trên đường dây (xe cẩu va chạm với đường dây trên không, dân chặt cây đổ vào đường dây, dân thả diều vào đường dây...), hỏng mạch nhịp thứ, phóng điện trong thiết bị trong trạm, đội thí nghiệm thao tác sai gây nhảy máy cắt, cài đặt không đúng theo trị số chỉnh định trong phiếu...

Nhìn chung so với các năm trước, sự cố lưới điện 500kV có xu hướng giảm dần tuy nhiên sự cố trên lưới 220-110kV lại tăng (đặc biệt sự cố TBA 220kV năm 2019 bằng 146,2% so với cùng kỳ năm 2018). Nguyên nhân chủ yếu do phụ tải và nguồn điện không ngừng gia tăng, trong khi đó việc đầu tư phát triển lưới điện đồng bộ lại có nhiều chậm trễ so với kế hoạch, chưa đáp ứng được yêu cầu thực tế, bên cạnh đó, lưới điện 110kV gần khu dân cư cũng là một trong những nguyên nhân gia tăng số lượng sự cố trên lưới này.

Sự cố trên lưới 220-110kV trong năm 2019 được tổng hợp trong bảng sau.

Bảng 1.23: Thống kê sự cố trên lưới 220-110kV năm 2019

Thiết bị	Năm			2019/2018	
	2019		2018	(b)	(a)/(b)
	Kéo dài	Thoảng qua	Tổng (a)		
Đường dây 220 kV	20	45	65	81	80,2
Đường dây 110 kV	290	412	702	635	110,6
TBA 220 kV			95	65	146,2
TBA 110 kV			269	237	113,5

Nguồn: EVN

CHƯƠNG 2. KẾT QUẢ THỰC HIỆN QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC GIAI ĐOẠN 2011-2020

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Trong giai đoạn 2011 – 2020, về cơ bản hệ thống điện đảm bảo cung cấp điện phục vụ phát triển kinh tế - xã hội và an ninh quốc phòng. Tuy nhiên, do tác động của khủng hoảng kinh tế thế giới, khó khăn trong thu xếp vốn, năng lực của chủ đầu tư các công trình nguồn điện còn hạn chế, nên tăng trưởng phụ tải vẫn chưa đạt 100% dự báo, đầu tư của ngành điện cho chương trình phát triển nguồn và lưới điện vẫn gấp nhiều khó khăn. Cụ thể:

- Về nhu cầu phụ tải điện: Nhu cầu phụ tải điện thực tế tăng trưởng gần sát với dự báo tại QHĐ VII điều chỉnh. Năm 2019, sản lượng điện thương phẩm toàn quốc là 210,5 tỷ kWh, đạt 97,8% so với dự báo phụ tải. Công suất cực đại toàn quốc Pmax năm 2019 là 38,2GW, đạt 99% so với dự báo. Năm 2020, điện thương phẩm toàn quốc ước đạt 216,8 tỷ kWh, tăng 3% so với năm 2019. Năm 2020 là năm đặc biệt, bị ảnh hưởng bởi COVID, nên đề án không đánh giá so sánh với quy hoạch. Công suất phụ tải lớn nhất toàn hệ thống năm 2020 ước đạt 38,7GW. Nguyên nhân nhu cầu điện thực tế vẫn thấp hơn dự báo chủ yếu do tăng trưởng kinh tế thấp hơn dự báo (Tăng trưởng GDP thực tế giai đoạn 2016-2020 là 6,4%/năm, trong khi dự báo trong QHĐ VII DC là 7%/năm). Tổng nhu cầu điện toàn quốc khá sát với dự báo nhưng lại có sự thay đổi về phát triển phụ tải giữa 3 miền, miền Bắc có tốc độ tăng trưởng trung bình cao nhất, tiếp đến là miền Trung, cuối cùng là miền Nam. Khu vực miền Bắc có nhu cầu điện thực tế (điện thương phẩm (ĐTP) 89,6TWh, Pmax 18,3GW năm 2019) vượt nhu cầu dự báo hơn 3% (ĐTP 86,8TWh, Pmax 17,2GW năm 2019). Trong khi miền Nam tăng trưởng chậm hơn nên nhu cầu điện thực tế (ĐTP 100,8TWh, Pmax 17,1GW năm 2019) thấp hơn so với dự báo hơn 5% (ĐTP 105,9TWh, 17,9TWh năm 2019). Khu vực miền Trung có nhu cầu thực tế thấp hơn dự báo 10% về ĐTP và 26% về công suất cực đại. Việc thay đổi về phát triển nhu cầu điện giữa miền Bắc và miền Nam đã khiến xu hướng truyền tải Bắc - Nam trước đây sẽ dần thay đổi.

- Về thực hiện chương trình phát triển nguồn điện: Tổng công suất đặt nguồn điện năm 2019 đạt gần 56GW và năm 2020 đạt khoảng 69GW. Xây dựng nguồn điện đạt 132% tổng công suất đặt so với Quy hoạch cho giai đoạn 2016-2020, nhưng cơ cấu xây dựng lại khác biệt: các nguồn nhiệt điện chỉ đạt 60%, trong khi các nguồn NLTT lại vượt mức tới 480%. Miền Bắc chậm tiến độ hơn 3GW nguồn nhiệt điện. Miền Nam chậm tiến độ hơn 3,6 GW nguồn nhiệt điện nhưng lại vượt gần 14GW nguồn điện mặt trời (kể cả điện mặt trời áp mái). Mặc dù tổng công suất đặt nguồn điện ở miền Nam vẫn đạt quy hoạch, nhưng nguồn điện mặt trời có lượng điện năng thấp hơn 1/3 so với nguồn

nhiệt điện, lại là nguồn biến đổi và phụ thuộc nhiều vào thời tiết nên việc đảm bảo cấp điện vẫn còn nhiều khó khăn. Việc chậm tiến độ các nguồn nhiệt điện ở cả hai miền sẽ gây nguy cơ thiếu điện và khó khăn trong vận hành do thiếu công suất nguồn dự phòng, đặc biệt tại Bắc Bộ trong giai đoạn đến năm 2025.

- Về thực hiện chương trình phát triển lưới điện: Xây dựng lưới điện theo số liệu dự kiến đến năm 2020 đạt khá cao (trên 80% đối với lưới điện 220kV; lưới điện 500kV về đường dây đạt được 72,2%, trạm 500kV đạt 88%). Tuy nhiên, khối lượng lưới truyền tải hoàn thành dồn vào năm cuối 2020 khá lớn. Nhìn chung phần lớn các dự án truyền tải đều chậm tiến độ 1-2 năm, một số công trình chậm tiến độ kéo dài 4-5 năm, điều này đã gây những khó khăn nhất định cho vận hành hệ thống điện. Hệ thống điện còn có những điểm quá tải cục bộ, lưới điện chưa đáp ứng được tiêu chí N-1.

Trong quá trình thực hiện quy hoạch điện thời kỳ vừa qua, có thể rút ra một số tồn tại, nguyên nhân và các bài học kinh nghiệm như sau:

1. Các tồn tại, hạn chế

a. Công tác xây dựng quy hoạch và triển khai quy hoạch điện

- *Tình đồng bộ của các quy hoạch*: Quy hoạch phát triển điện lực có tính hệ thống rất cao. Quy hoạch phát triển điện lực có liên quan tới nhiều quy hoạch của các ngành như Than, Dầu - khí, Năng lượng tái tạo, Quy hoạch phát triển kinh tế xã hội, Quy hoạch giao thông, Quy hoạch không gian đô thị, Quy hoạch phát triển công nghiệp, Trên thực tế, việc đồng bộ hóa các quy hoạch này khá khó khăn do thời điểm xây dựng các quy hoạch thường không trùng khớp nhau. Ngoài ra, các quy hoạch ngành liên quan thường do các đơn vị khác nhau chủ trì xây dựng, thiếu sự tham khảo, phối hợp chặt chẽ giữa các bên liên quan nên các số liệu đầu vào phục vụ xây dựng các quy hoạch chưa hoàn toàn đầy đủ, thiếu thống nhất dẫn tới các kết quả dự báo, tính toán chưa chính xác, gây khó khăn trong quá trình triển khai quy hoạch.

- *Quan điểm lập quy hoạch*: Quy hoạch điện trong thời kỳ vừa qua mang tính "cứng" khá cao. Cụ thể, các Quy hoạch nguồn và lưới điện khi được phê duyệt đã xác định chi tiết quy mô, thời điểm vận hành và chủ đầu tư của các công trình điện lực, làm giảm tính linh hoạt trong triển khai. Bất kỳ vướng mắc nào xuất hiện liên quan tới thay đổi quy mô, thời điểm vận hành, chủ đầu tư... thì đều phải tiến hành thực hiện điều chỉnh quy hoạch và mất rất nhiều thời gian cho vấn đề này.

- *Trình tự, thủ tục điều chỉnh quy hoạch*: Quá trình triển khai cho thấy công tác thẩm định, phê duyệt quy hoạch kéo dài nên thời gian thực hiện quy hoạch sau phê duyệt bị rút ngắn. Bên cạnh đó, công tác điều chỉnh, bổ sung quy hoạch còn chưa kịp thời, ảnh hưởng tới sự phát triển mạnh mẽ của ngành. Sau khi Luật Quy hoạch ra đời, việc tổ chức thực hiện Luật Quy hoạch còn nhiều lúng túng, ngay cả ở Trung ương, dẫn đến chậm, ảnh hưởng đến việc xây dựng kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội cho giai đoạn tiếp theo.

Ngoài ra, do thiếu sự hướng dẫn cụ thể về các điều khoản chuyển tiếp cũng như việc phân công cụ thể trách nhiệm của các Bộ, ngành nên việc triển khai bỗ sung quy hoạch để thực hiện các dự án bị chậm, kéo dài, gây lãng phí nguồn lực, ảnh hưởng tới công tác đầu tư, phát triển kinh tế, xã hội.

- *Triển khai thực hiện quy hoạch:* Quá trình triển khai thực hiện quy hoạch đôi lúc còn gặp rất nhiều vướng mắc do sự không đồng thuận của địa phương. Nhiều công trình nguồn điện phải dừng triển khai do quan điểm của địa phương thay đổi (ví dụ chuyển sang quan điểm phát triển xanh, sạch nên không ủng hộ các nhà máy nhiệt điện than vì tiềm ẩn khả năng gây ô nhiễm). Nhiều công trình lưới điện đi qua địa bàn của địa phương nhưng không mang lại lợi ích kinh tế cho địa phương nên cũng không được đồng thuận, tạo điều kiện để có mặt bằng xây dựng. Nhiều dự án khi triển khai gặp phải những chướng chéo về quy định pháp lý như việc không thống nhất đối với yêu cầu lập Báo cáo đánh giá tác động môi trường trong quá trình triển khai dự án (Luật Bảo vệ môi trường quy định việc đánh giá tác động môi trường phải thực hiện trong giai đoạn chủ trương đầu tư, nhưng Luật xây dựng, Luật đầu tư quy định đánh giá tác động môi trường là một trong các nội dung thực hiện trong giai đoạn nghiên cứu khả thi). Những vấn đề nêu trên đều khiến cho việc triển khai một số dự án bị kéo dài, gây lãng phí nguồn lực xã hội.

- *Giá điện:* Giá điện của Việt Nam còn chưa thực sự hấp dẫn đối với các nhà đầu tư, dẫn tới khó khăn trong huy động tài chính đối với các dự án điện trong cả khu vực nhà nước cũng như khu vực tư nhân, khu vực đầu tư nước ngoài

b. Về phát triển nguồn điện

- Các dự án nguồn điện, đặc biệt là các dự án ngoài EVN thường bị chậm so với quy hoạch, kế hoạch ảnh hưởng nghiêm trọng tới việc đảm bảo cung ứng điện trong thời gian tới: Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, giai đoạn 2016-2030 có tổng cộng 116 dự án nguồn điện cần được đầu tư và đưa vào vận hành (chưa bao gồm các dự án NLTT). Sau 4 năm thực hiện, nhiều dự án đã không được thực hiện như: Quốc hội thông qua chủ trương dừng thực hiện các dự án Điện hạt nhân tại Ninh Thuận (4.600MW); các dự án điện than ở Bạc Liêu, Quảng Ninh, Hà Tĩnh, Long An, Tiền Giang không được triển khai, trong khi nhiều địa phương khác đề nghị bổ sung các trung tâm điện khí mới như Bạc Liêu, Bà Rịa Vũng Tàu, Ninh Thuận.... Nhiều dự án điện BOT bị chậm tiến độ do thời gian chuẩn bị đầu tư, đàm phán bộ hợp đồng BOT kéo dài (Vân Phong I, Vĩnh Tân III, Nghi Sơn II, Vũng Áng II, Nam Định I...). Các dự án điện than do chủ đầu tư tư nhân thực hiện gặp nhiều khó khăn trong huy động vốn đầu tư dẫn đến chậm trễ kéo dài như Công Thanh, An Khánh - Bắc Giang ...

- Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia là Quy hoạch được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Việc các địa phương, các chủ đầu tư không tuân thủ nghiêm túc Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia sẽ làm cho hệ thống điện phát triển mất cân đối, ảnh hưởng tới độ tin cậy, ổn định và hiệu quả của ngành điện vì trong Quy hoạch điện quốc gia đã

chỉ rõ danh mục các dự án được đầu tư theo từng năm, đảm bảo cân đối cung cầu điện trên từng vùng miền, ưu tiên các dự án gần trung tâm phụ tải để tăng cường an ninh cung cấp điện, giảm chi phí đầu tư lưới và giảm tổn thất truyền tải.

- Sau khi Thủ tướng Chính phủ ban hành cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời, điện gió tại Việt Nam, đã có rất nhiều thành phần kinh tế đã tham gia nghiên cứu và đề xuất đầu tư phát triển các dự án điện năng lượng tái tạo với quy mô rất lớn và tập trung mật độ cao tại một số khu vực. Với việc phát triển nhanh các dự án năng lượng tái tạo, đặc biệt thời gian đầu tư các dự án điện gió, mặt trời ngắn và tập trung chủ yếu tại một số khu vực tiềm năng như: Ninh Thuận, Bình Thuận, Đăk Lăk, Gia Lai, Quảng Trị, các tỉnh khu vực Tây Nam bộ... đã và sẽ gây áp lực lớn lên hệ thống điện truyền tải (do không đáp ứng yêu cầu đồng bộ về tiến độ đầu tư).

c. Về phát triển lưới điện

Việc đầu tư, phát triển lưới điện trong thời gian qua nhận được sự quan tâm chỉ đạo rất sát sao của Chính phủ, Bộ Công Thương. Tuy nhiên, vẫn còn gặp nhiều khó khăn, vướng mắc:

- *Khó khăn, vướng mắc trong công tác bồi thường, giải phóng mặt bằng:* Đây là khó khăn vướng mắc lớn nhất, ảnh hưởng rất lớn đối với quá trình triển khai các dự án lưới điện truyền tải, xuất phát từ nhiều nguyên nhân: (i) Do chế độ chính sách của nhà nước còn nhiều bất cập, đơn giá bồi thường chưa phù hợp, chưa thống nhất giữa nhiều địa phương dẫn đến người dân không chấp thuận và thời gian xử lý bị kéo dài; (ii) Do ý thức của người dân ở một vài địa phương chưa cao, có hiện tượng chống đối, không hợp tác và tuân thủ theo pháp luật; (iii) Do chính quyền địa phương chưa thực sự tích cực trong công tác BTGPMB đối với các dự án lưới điện truyền tải trên địa bàn. (iv) Do công tác quản lý đất đai ở một số địa phương còn nhiều hạn chế, đặc biệt là đối với khu vực vùng sâu vùng xa, làm ảnh hưởng đến công tác xác định nguồn gốc đất.

- *Khó khăn vướng mắc trong việc thỏa thuận vị trí dự án:* EVN đã và đang gặp rất nhiều khó khăn trong việc thỏa thuận địa điểm, vị trí trạm biến áp và tuyến đường dây đối với các chính quyền địa phương, đặc biệt đối với địa phương có quỹ đất hạn chế dẫn đến quá trình thỏa thuận bị kéo dài. Còn có sự không đồng bộ và chồng lấn giữa các quy hoạch (phát triển điện lực, phát triển cơ sở hạ tầng, khu công nghiệp, du lịch...) dẫn đến nhiều dự án điện đã được chính quyền thỏa thuận phải điều chỉnh, thay đổi hướng tuyến dẫn đến thời gian kéo dài và chậm tiến độ triển khai dự án.

- *Khó khăn vướng mắc trong thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư các dự án nhóm A:* Theo quy định, thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư đối với các dự án DTXD nhóm A có tổng mức đầu tư dưới 5.000 tỷ là Ủy ban nhân dân cấp tỉnh nơi đặt trụ sở của đơn vị thực hiện dự án hoặc nơi có dự án lưới điện truyền tải đi qua. Quy định

này sẽ khó khăn đối với việc quyết định chủ trương đầu tư đối với các dự án đường dây truyền tải điện đi qua nhiều tỉnh/thành phố.

- *Khó khăn vướng mắc trong chuyển đổi đất rừng để thực hiện các dự án lưới điện truyền tải:* Theo quy định, các dự án lưới điện truyền tải đi qua rừng tự nhiên phải được Chính phủ quyết định chuyển đổi đất rừng sang mục đích sử dụng cho công trình lưới điện truyền tải. Các thủ tục, trình tự để chuyển đổi đất rừng rất phức tạp, thời gian kéo dài và qua nhiều cấp và bộ, ngành (như các bộ: Nông nghiệp và Phát triển nông thôn, Tài nguyên và Môi trường, Công Thương, Quốc phòng; Văn phòng Chính phủ,...) nên đã ảnh hưởng rất lớn đến tiến độ triển khai nhiều dự án.

- *Thủ tục điều chỉnh, bổ sung quy hoạch mất nhiều thời gian, ảnh hưởng đến tiến độ triển khai các dự án lưới điện truyền tải.*

d. Một số tồn tại, hạn chế khác

- Về đầu tư vào ngành điện, hiện tại đầu tư tư nhân đóng góp chưa nhiều, nguồn lực tập trung chủ yếu từ phía nhà nước (các Tập đoàn, Tổng công ty nhà nước).

- Cơ cấu nền kinh tế hiện còn tập trung vào một số ngành sử dụng nhiều năng lượng, phản ánh rõ ở hệ số đòn hồi điện/ GDP còn cao. Ý thức sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả của người dân chưa cao.

- Việc phát triển quá nồng các nguồn điện mặt trời gây ra một số bất lợi, áp lực đối với lưới truyền tải cũng như một số vấn đề trong vận hành hệ thống điện.

2. Các nguyên nhân chủ yếu

- Tính tuân thủ trong việc thực hiện Quy hoạch phát triển điện lực chưa cao. Chưa có quy định, chế tài xử lý đối với các nhà đầu tư, các địa phương không thực hiện đúng tiến độ dự án theo quy hoạch được duyệt.

- Công tác quản lý nhà nước trong quá trình đầu tư, xây dựng, triển khai thực hiện còn bát cập; quy định của pháp luật về quy hoạch, đầu tư, xây dựng còn chồng chéo, không rõ ràng; thiếu cơ chế đặc thù cho phát triển ngành điện,... điện lớn thường chậm trễ, kéo dài, không đáp ứng được tiến độ đề ra trong quy hoạch.

- Kế hoạch, tiến độ thực hiện, xác định nguồn lực để thực hiện một số dự án điện chưa rõ ràng.

- Nhiều vướng mắc trong đàm phán hợp đồng các dự án điện than BOT khiến thời gian phát triển dự án kéo dài. Các vướng mắc chủ yếu đến từ các vấn đề chính sách ưu đãi, chuyển đổi ngoại tệ, chấm dứt sớm hợp đồng,... Thời gian xem xét, cho ý kiến của các cơ quan quản lý nhà nước đối với các vấn đề liên quan cũng thường kéo dài.

- Chưa thực hiện được đầy đủ việc điều chỉnh giá điện theo cơ chế thị trường quy định tại Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg do ảnh hưởng đến tình hình kinh tế vĩ mô ở một số thời điểm nên còn tồn tại các khoản chi phí còn treo (các khoản chênh lệch tỷ giá thực hiện theo hợp đồng mua bán điện của các năm trước); giá bán lẻ điện chưa thu hút

được đầu tư; cơ cấu biểu giá bán lẻ điện thực hiện theo Luật Điện lực còn duy trì bù chéo giữa khách hàng sản xuất với khách hàng sinh hoạt, thương mại.

- Năng lực của các nhà đầu tư cũng như nhà thầu cung cấp thiết bị, xây lắp trong nước còn hạn chế cả về tài chính và kỹ thuật. Việc huy động nguồn vốn đầu tư cho các dự án nguồn điện lớn gặp khó khăn, đặc biệt đối với các dự án điện than.

- Nội địa hóa các vật tư, thiết bị ngành điện chưa đạt yêu cầu, hầu hết các công trình, dự án điện đều phụ thuộc vào nguồn cung cấp thiết bị từ nước ngoài.

3. Các bài học kinh nghiệm

Từ việc xem xét, phân tích các tồn tại, hạn chế và nguyên nhân nêu trên, có thể rút ra các bài học kinh nghiệm sau đây trong công tác lập và thực hiện quy hoạch:

- Xây dựng, xem xét, tính toán và phân tích nhiều kịch bản, bao trùm mọi khả năng phát triển của ngành điện trong tương lai. Hiện nay, Việt Nam đang nằm trong bối cảnh biến động nhanh chóng và mạnh mẽ chung của toàn thế giới: Thực tế phát triển kinh tế xã hội của thế giới, của Việt Nam còn nhiều biến động, khó lường mà ảnh hưởng của đại dịch COVID 19 là một ví dụ; cuộc Cách mạng công nghiệp 4.0 đang diễn ra rất nhanh chóng trên phạm vi toàn cầu có tác động to lớn tới mọi mặt của đời sống và nền kinh tế, đặc biệt là quá trình phát triển điện lực. Để đáp ứng được yêu cầu đảm bảo đủ điện phục vụ phát triển KTXH và an ninh quốc phòng của đất nước trong mọi tình huống và dự báo, đánh giá, khắc phục được những yếu tố biến động, tại QHĐ VIII cần đưa ra nhiều kịch bản để xem xét, tính toán phân tích. Kịch bản chọn cần đảm bảo đáp ứng đầy đủ các yếu tố: an ninh cung cấp điện; giảm thiểu tác động xấu tới môi trường và có giá thành sản xuất điện hợp lý

- Có Quy hoạch và định hướng thực hiện quy hoạch một cách xuyên suốt, dài hơi. Có lộ trình cụ thể, chi tiết, có tín hiệu rõ ràng, xuyên suốt đối với nhà đầu tư. Quy hoạch điện cần đưa ra những định hướng lớn, xuyết suốt về chủ trương phát triển các loại hình nguồn trong hệ thống điện (cơ cấu nguồn điện theo năng lượng sơ cấp), định hướng lớn về phát triển lưới điện (điện áp truyền tải, phương thức truyền tải). Đồng thời quy hoạch điện cũng cần đưa ra những lộ trình phát triển cụ thể đối với các nguồn điện (đặc biệt là các nguồn điện gió, mặt trời), đưa ra những tín hiệu rõ ràng về chi phí đầu tư, giá thành sản xuất điện của hệ thống điện và của các vùng miền. Những tín hiệu đó sẽ giúp nhà đầu tư có thêm thông tin, định hướng được khả năng đầu tư trong phát triển điện lực.

- Kiên quyết thực hiện nguyên tắc giá điện phải tính đúng, tính đủ chi phí và có lợi nhuận hợp lý để khuyến khích nhà đầu tư.

- Quy hoạch điện mang tính "mở", chỉ nêu danh mục những công trình điện quan trọng, những dự án đã chuẩn xác, tạo tính linh hoạt trong thực hiện. Hàng năm, Chính phủ, Bộ Công Thương sẽ tính toán, ban hành kế hoạch thực hiện quy hoạch trong ngắn hạn, trung hạn và dài hạn. Phương thức này sẽ cho phép các nhà quản lý có thể điều

hành linh hoạt quá trình phát triển điện lực, nhằm đáp ứng mục tiêu đảm bảo điện cho đất nước.

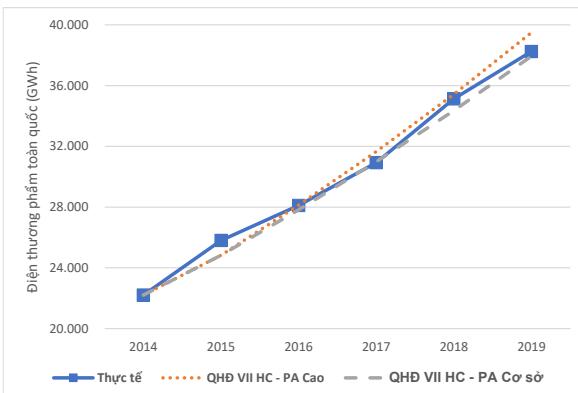
2.1. SO SÁNH VÀ ĐÁNH GIÁ NHU CẦU ĐIỆN THỰC TẾ SO VỚI NHU CẦU ĐIỆN THEO DỰ BÁO

Quy hoạch điện VII được lập vào năm 2010 và phê duyệt vào năm 2011 cho giai đoạn 2011-2020 có xét đến 2030. Tuy nhiên sau 4 năm thực hiện quy hoạch, QHĐ VII được điều chỉnh và sau đó phê duyệt thông qua Quyết định 428/QĐ-TTg ngày 18/3/2016 của Thủ tướng Chính phủ. Báo cáo QHĐ VII hiệu chỉnh đã cập nhật lại tình hình kinh tế xã hội, đưa ra những kiểm chứng và đánh giá về tốc độ tăng trưởng kinh tế phù hợp với tình hình thực tế và định hướng của quốc gia, từ đó cung cấp thông tin đầu vào quan trọng cho chương trình phát triển nguồn và lối đi cho giai đoạn quy hoạch còn lại. Mặc dù vậy, sự xuất hiện không thể lường trước của dịch bệnh Covid-19 có thể ảnh hưởng đến tăng trưởng kinh tế quốc gia cũng như nhu cầu tiêu thụ điện của năm 2020. Tuy nhiên trong phần này sẽ tập trung so sánh và đánh giá nhu cầu thực tế của giai đoạn 2015-2019 so với dự báo của QHĐ VII hiệu chỉnh với các chỉ số chính là điện năng và công suất. Bảng dưới đây thể hiện nhu cầu điện thực tế kết quả dự báo nhu cầu theo cả hai phương án theo QHĐ VII hiệu chỉnh đã được phê duyệt.

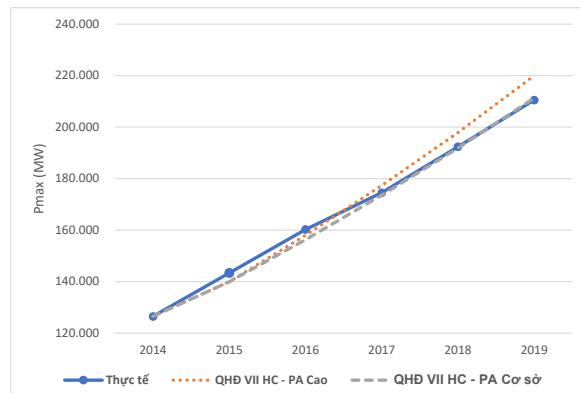
Bảng 2.1: So sánh nhu cầu điện thực tế và dự báo theo QHĐ VII HC

Năm	Thực tế		QHĐ VII HC - PA Cao		QHĐ VII HC - PA Cơ sở	
	Atp (GWh)	Pmax (MW)	Atp (GWh)	Pmax (MW)	Atp (GWh)	Pmax (MW)
2014	126.500	22.210	126.500	22.210	126.500	22.210
2015	143.397	25.809	140.000	24.840	140.000	24.840
2016	160.257	28.109	158.021	28.138	156.290	27.830
2017	174.513	30.931	177.278	31.654	173.549	30.988
2018	192.361	35.126	197.879	35.429	191.854	34.350
2019	210.513	38.249	219.961	39.491	211.308	37.937

Trong dự báo nhu cầu điện, thông số ảnh hưởng lớn nhất đến kết quả dự báo nhu cầu điện là GDP. Báo cáo QHĐ VII hiệu chỉnh đã sử dụng hai kịch bản tăng trưởng GDP trong giai đoạn 2016-2020 là 6,9%/năm đối với Kịch bản cơ sở và 7,6% đối với Kịch bản Cao. Trong khi đó, tăng trưởng GDP thực tế giai đoạn 2016-2019 là 6,78%/năm. Như vậy về mặt nguyên tắc nếu nhu mô hình tính toán phù hợp và các bộ thông số khác như Dân số, tỷ lệ đô thị hóa, giá điện... không có biến động đáng kể giữa thực tế và giả thiết thì nhu cầu điện thực tế sẽ gần với kết quả dự báo nhu cầu điện ở Kịch bản cơ sở hơn, hay còn gọi là Phương án Cơ sở.



Hình 2.1: So sánh Atp thực tế và dự báo



Hình 2.2: So sánh Pmax thực tế và dự báo

Tù hai hình vẽ ở trên cho thấy kết quả dự báo ở phương án Cơ sở khá sát với số liệu thực tế trong giai đoạn 2015-2019. Ở mỗi điểm quan sát, chênh lệch tương đối giữa Phương án Cơ sở và số liệu thực tế nằm trong khoảng 0,4-2,5% đối với điện thương phẩm và 0,8-3,8% đối với Pmax.

Tuy nhiên nhằm giúp cho việc điều chỉnh các thông số của mô hình dự báo và xây dựng hàm tính toán cho giai đoạn quy hoạch, cần xác định sai số dự báo trong giai đoạn 2016-2019. Sai số dự báo là chênh lệch giữa giá trị thực và giá trị dự báo nhằm đánh giá chất lượng hay sự phù hợp của mô hình dự báo tại cùng một thời điểm. Một mô hình dự báo được đánh giá tốt khi sai số dự báo nhỏ. Có nhiều bộ chỉ số đánh giá sai số mô hình dự báo có thể áp dụng. Tuy nhiên trong trường hợp có số quan sát (số năm) hạn chế ta có thể sử dụng Sai số tương đối trung bình MAPE (Mean Absolute Percent Error).

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^n \left| \frac{Y_t - Y_t^*}{Y_t} \right|}{n}$$

trong đó:

N: số quan sát (hay số năm), trong trường hợp này n = 4

Y_t: giá trị thực quan sát ở năm t. Trong trường hợp này là Điện thương phẩm hoặc Pmax thực tế

Y_t^{*}: giá trị dự báo ở năm t. Trong trường hợp này là Điện thương phẩm hoặc Pmax theo kết quả dự báo của QHD VII HC

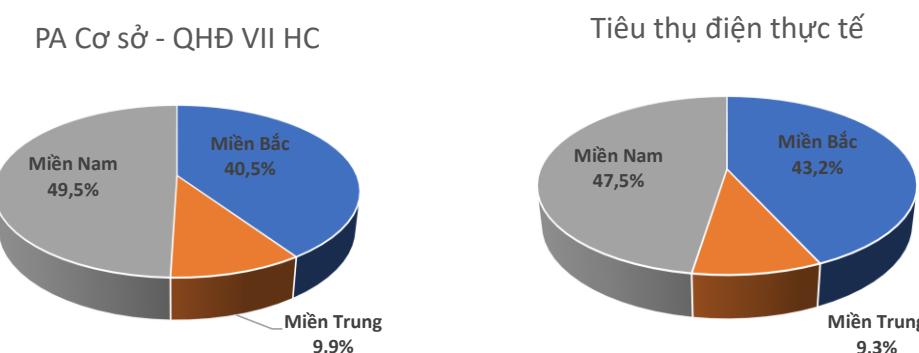
Áp dụng biểu thức tính toán trên, ta sẽ tính được sai số MAPE của Điện thương phẩm thực tế là 2,58% và 0,92% tương ứng với Phương án Cao và Phương án Cơ sở. Tương tự MAPE của Pmax là 1,64% và 1,05% tương ứng hai phương án. Như vậy mô hình tính toán áp dụng trường hợp Kịch bản cơ sở của tăng trưởng GDP cho ra kết quả sát với tiêu thụ điện thực tế. Mặc dù vậy, nếu như đánh giá lại nhu cầu điện thực tế theo

từng miền với kết quả dự báo sẽ thấy có sự khác biệt. Bảng dưới đây thể hiện kết quả dự báo Điện thương phẩm theo Phương án cơ sở với tiêu thụ điện thực tế trong giai đoạn 2015-2019.

Bảng 2.2: So sánh điện thương phẩm dự báo và thực tế theo từng miền

So sánh	Miền	2015	2016	2017	2018	2019
PA Cơ sở	Miền Bắc	55.239	63.235	70.141	77.644	85.633
	Miền Trung	13.526	15.998	17.862	19.399	21.022
	Miền Nam	71.236	77.057	85.545	94.811	104.653
Thực tế	Miền Bắc	58.917	66.960	73.562	82.184	90.038
	Miền Trung	13.529	14.976	16.081	17.560	19.332
	Miền Nam	69.535	76.912	83.220	91.108	99.076
Chênh lệch	Miền Bắc	6,2%	5,6%	4,7%	5,5%	4,9%
	Miền Trung	0,0%	6,8%	11,1%	10,5%	8,7%
	Miền Nam	2,4%	0,2%	2,8%	4,1%	5,6%

Kết quả tính toán ở bảng trên cho thấy sự chênh lệch đáng kể giữa dự báo và tiêu thụ thực tế ở cả ba miền. Sai số ở một số điểm quan sát tương đối cao, có thể lên tới 11,1%. Áp dụng tính toán chỉ số MAPE cho cả ba miền sẽ có kết quả là Miền Bắc – 5,4%; Miền Nam 3,0% và Miền Trung – 7,4%. Nhìn vào cơ cấu tiêu thụ theo miền có thể thấy thực tế dịch chuyển nhu cầu từ miền Nam và miền Trung sang khu vực Miền Bắc như trong biểu đồ cơ cấu dưới đây.



Hình 2.3: Cơ cấu tiêu thụ điện theo miền năm 2019

Nhân tố chính ảnh hưởng đến sự chuyển dịch là tỷ lệ tăng trưởng GDP thực tế của khu vực miền Bắc cao hơn đáng kể so với kịch bản đề ra, trong khi đó tăng trưởng của miền Nam không được như dự kiến, chỉ đạt 4,62%/năm thấp hơn khá nhiều so với dự kiến là 7,4%/năm.

Bảng 2.3: So sánh tăng trưởng GDP giữa thực tế và Kịch bản cơ sở QHĐ VII HC

Tăng trưởng GDP/năm	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
QHĐ VII HC (2016-2020)	6,3%	6,5%	7,4%
Thực tế (2016-2019)	9,57%	6,50%	4,62%

Nguồn: Nhóm chuyên gia dự báo Viện Chiến lược phát triển, tháng 5/2020

Đánh giá cụ thể tiêu thụ điện cho từng miền và một số tỉnh trọng điểm như sau:

- Trong ba miền, Khu vực miền Bắc có hạ tầng giao thông tốt hơn cả đồng thời cũng ít khi chịu ảnh hưởng của việc thiếu nguồn điện cục bộ. Vì vậy trong giai đoạn thực hiện quy hoạch miền Bắc thu hút được các lĩnh vực sản xuất công nghiệp. Theo số liệu thống kê, tăng trưởng nhu cầu điện trong giai đoạn 2016-2019 ở một số tỉnh miền Bắc rất cao: Hà Nam, với đặc thù sản xuất xi măng 26,2%/năm, Thanh Hóa với sự xuất hiện của nhà máy lọc hóa dầu Nghi Sơn, 22,5%/năm.... Một số tỉnh có xuất phát điểm thấp nhưng đã có sự gia tăng nhu cầu điện đáng kể như Cao Bằng 20,3%/năm, Tuyên Quang 17,1%/năm.... Trong khi đó các địa bàn sản xuất công nghiệp trọng điểm lớn vẫn duy trì tăng trưởng tiêu thụ điện ở mức cao, như Thái Nguyên 17,1%/năm, Vĩnh Phúc 16,4%/năm, Quảng Ninh 17,0%/năm, Hải Phòng 13,1%/năm... Tuy không còn cao như giai đoạn trước, nhưng tốc độ tăng của nhu cầu điện thủ đô vẫn đạt 8,3%/năm.
- Khu vực miền Trung được kỳ vọng phát triển tương đối cao, cụ thể là sẽ hình thành các khu kinh tế, các khu công nghiệp và các trung tâm thương mại, khách sạn, nhà nghỉ và resort dọc các tỉnh miền Trung, chẳng hạn khu kinh tế Chân Mây (Thừa Thiên Huế), khu kinh tế Chu Lai (Quảng Nam), khu kinh tế Dung Quất (Quảng Ngãi), khu kinh tế Nhơn Hội (Bình Định), khu kinh tế Vân Phong (Khánh Hòa) và hàng loạt các khu công nghiệp được quy hoạch. Mặc dù vậy thực tế chỉ có Khu kinh tế Chu Lai và Dung Quất có nhu cầu tiêu thụ điện lớn. Mặc dù tăng trưởng không đạt dự kiến, nhưng khu vực miền Trung cho thấy sự chuyển dịch tiêu thụ điện từ khu vực sản xuất Công nghiệp sang Thương mại dịch vụ. Cơ cấu tiêu thụ điện Công nghiệp năm 2015 là 42,1% giảm xuống còn 40,3% vào năm 2019. Trong khi đó tỷ trọng của tiêu thụ điện khu vực Thương mại dịch vụ tăng từ 8,2% năm 2015 lên 10,2% vào năm 2019. Các tỉnh thành đầu tàu của khu vực Miền Trung vẫn duy trì được tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm cao, Quảng Nam 17,3%, Quảng Ngãi 17,1%, Quảng Bình 17,0%, riêng Đà Nẵng chỉ đạt 7,6%/năm.

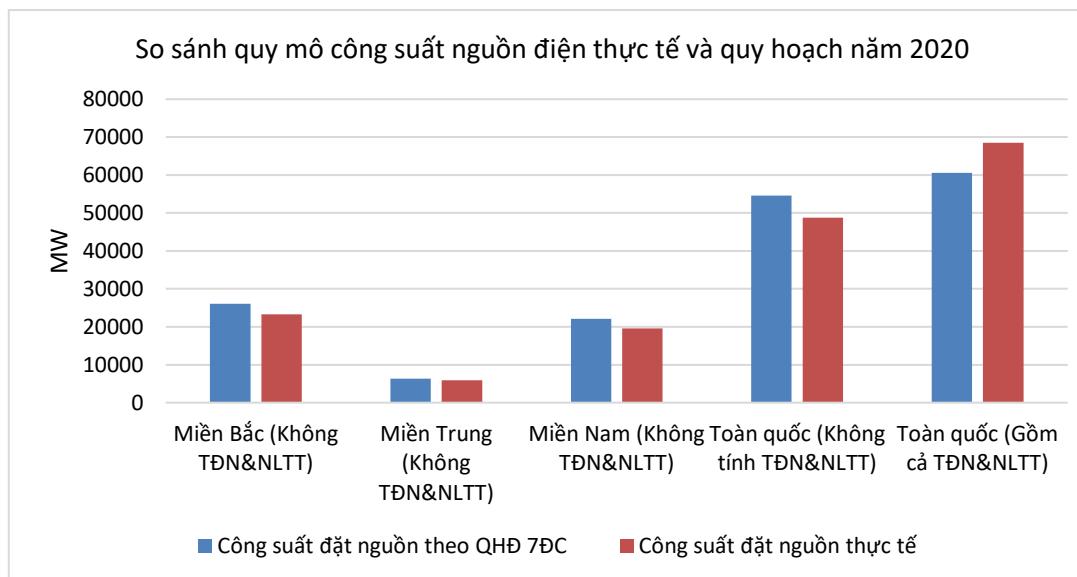
Mặc dù đã được cập nhật, nhưng QHĐ VII HC được lập trên bối cảnh các tỉnh thành trọng điểm của miền Nam đang có tốc độ tăng trưởng điện cao và dự kiến tốc độ tăng RGDP của khu vực này cũng ở mức 7,4% cho giai đoạn 2016-2020. Vì vậy tăng trưởng điện thương phẩm dự báo ở mức 10,8%/năm. Nhưng thực tế cho thấy, tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện chỉ đạt 9,3%/năm trong giai đoạn 2016-2020. Trong đó có nhiều tỉnh thành không đạt được mức độ tăng trưởng như dự kiến. Ví dụ, TP HCM 6,6%/năm thấp hơn dự kiến 7,6%/năm; Đồng Nai 8,8%/năm thấp hơn so với dự kiến 9,5%/năm; duy có Bình Dương duy trì được đà tăng cao 14,2%/năm cao hơn so với dự kiến 10,1%/năm

2.2. ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH THỰC HIỆN CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

Nhìn chung trong giai đoạn 2011 - 2020, hệ thống điện Việt Nam cơ bản đáp ứng đủ nhu cầu điện cho phát triển kinh tế xã hội và đời sống nhân dân. Tuy nhiên, do tác động của khủng hoảng kinh tế thế giới, việc đầu tư của ngành điện cho chương trình phát triển nguồn gấp nhiều khó khăn.

Trong 5 năm đầu 2011-2015, ngành điện đã đưa vào vận hành khoảng 17 GW nguồn điện (bao gồm cả TĐN và NLTT), đạt hơn 81% khối lượng được giao trong giai đoạn 2011 – 2015 theo QHĐ7, trong đó cao nhất là miền Trung đạt 95.9%, miền Nam đạt thấp nhất với 62.7%.

Giai đoạn 2016-2020 việc đầu tư nguồn điện được thực hiện theo QHĐ7ĐC, do sự phát triển nồng của các nguồn năng lượng mặt trời vào các năm 2019-2020, nên tổng công suất đặt của toàn bộ hệ thống đạt tới 137% tổng công suất nguồn điện cần đưa vào vận hành trong giai đoạn này. Tuy vậy, các nguồn điện truyền thống (than, khí, thủy điện – chủ yếu là NĐ than) vẫn tiếp tục có xu hướng chậm tiến độ như các giai đoạn trước, trong *giai đoạn 2016-2020 khối lượng xây dựng nguồn điện truyền thống chỉ đạt khoảng 60% so với khối lượng quy hoạch*. Các nguồn điện chậm tiến độ chủ yếu trong các năm 2019-2020, xảy ra ở cả miền Bắc và miền Nam, với tổng công suất nguồn điện truyền thống chậm tiến độ lên tới hơn 7000MW so với quy mô công suất trong Quy hoạch điện 7 điều chỉnh.



Hình 2.4: So sánh quy mô công suất nguồn điện thực hiện và quy hoạch năm 2020

Có 10 dự án nguồn điện lớn dự kiến đưa vào vận hành giai đoạn 2016 – 2020 theo QHĐ VII điều chỉnh nhưng bị chậm tiến độ sau năm 2020 gồm: Sông Hậu 1 (PVN-1.200MW), Thái Bình 2 (PVN-1200MW), Long Phú 1 (PVN-1.200MW), Na Dương 2 (TKV-110MW), Cảm Phả 3 (TKV – 440MW, chưa đầu tư), Công Thanh (600MW), Ô

Môn III... Trong khi đó các nguồn điện NLTT (chủ yếu là mặt trời) lại thực hiện vượt quá mức quy hoạch (do tác động từ chủ trương hỗ trợ giá để phát triển NLTT của Nhà nước). Điều này dẫn tới khó khăn trong cân đối cung cấp điện do số giờ vận hành tương đương của nguồn NLTT chỉ bằng khoảng 1/3 so với số giờ vận hành tương đương của nguồn nhiệt điện truyền thống.

Cơ cấu công suất các nguồn điện giai đoạn 2016 – 2020 trình bày trong bảng:

Bảng 2.4: Đánh giá tỷ lệ thực hiện nguồn điện theo từng năm giai đoạn 2016-2020

TT	Hạng mục	2016	2017	2018	2019	Ước 2020	Giai đoạn 2016-2020
A	Theo Qui hoạch điện VII điều chỉnh (QĐ 428)						
	Toàn hệ thống (MW)	3795	2716	4338	6230	4571	21650
1	Thủy điện	2195	426	516	471	544	4152
2	Nhiệt điện	1310	1875	2850	4820	3040	13895
3	Nguồn NLTT+khác	290	415	972	939	987	3603
B	Thực tế thực hiện						
	Toàn hệ thống (MW)	3459	3059	3105	6333	12660	28616
1	Thủy điện	1509	905	947	400	0	3761
2	Nhiệt điện	1604	2045	1860	1288	600	7397
3	Nguồn NLTT+khác	346	107	297	4644	12060	17454
C	Tỷ lệ thực hiện (%)						
	Toàn hệ thống	91%	113%	72%	102%	277%	132%
1	Thủy điện	69%	212%	184%	85%	0%	91%
2	Nhiệt điện	122%	109%	65%	27%	20%	53%
3	Nguồn NLTT+khác	119%	26%	31%	495%	1222%	484%

Quy hoạch điện 7 điều chỉnh đã đưa ra danh mục nguồn điện dự kiến sẽ được xây dựng và vào vận hành trong giai đoạn đến năm 2030 để đảm bảo cung cấp điện toàn quốc, và được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/3/2016. Tuy nhiên so với quyết định QĐ 428, đến nay đã có nhiều thay đổi về quan điểm phát triển của Chính phủ Việt Nam, khiến khối lượng nguồn NLTT đã được bổ sung thêm nhiều trong những năm gần đây, cụ thể:

- Các dự án điện mặt trời hấp dẫn các nhà đầu tư do cơ chế khuyến khích của chính phủ cho việc phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam. Tổng công suất điện mặt trời quy mô lớn đã vào vận hành năm 2020 khoảng 9GW, nguồn điện mặt trời áp mái khoảng 7,8GW. Hầu hết các dự án năng lượng mặt trời tập trung ở khu vực miền Trung và miền Nam, và ở phía Bắc gần như không có. Do có cơ chế khuyến khích tốt

nên các dự án điện mặt trời quy mô lớn đã thực hiện được tới hơn 80% khối lượng đã được bổ sung quy hoạch vào năm 2020.

- Các dự án điện gió cũng hấp dẫn các nhà đầu tư do cơ chế khuyến khích của chính phủ cho việc phát triển các dự án điện gió ở Việt Nam (trong đó giá mua điện là 8,5 cent/kWh cho các dự án gió trên bờ bắt đầu hoạt động trước tháng 11 năm 2021). Đến tháng 12 năm 2020, tổng công suất điện gió đã được phê duyệt bổ sung vào QHĐ7ĐC là khoảng 13GW, dự kiến vào hoạt động năm 2021, chủ yếu ở khu vực Tây Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Mặc dù đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch nhưng điện gió khó có thể vào kịp toàn bộ quy mô vào năm 2021 do phải thực hiện đo gió và thời gian xây dựng lâu hơn điện mặt trời.

Tổng hợp đánh giá thực hiện nguồn điện theo miền giai đoạn 2016-2020 như sau:

Bảng 2.5: So sánh tổng công suất nguồn điện giai đoạn 2016-2020 theo QHĐ7ĐC
và thực tế thực hiện

TT	Hạng mục	2016	2017	2018	2019	Dự kiến 2020
A	Theo QHĐ VII điều chỉnh (QĐ 428)					
	Miền Bắc	21302	23155	24439	25385	28239
	Miền Trung	6136	6321	7008	7468	8248
	Miền Nam	15057	15867	18132	22457	24092
	Toàn quốc	42495	45343	49579	55310	60579
B	Thực tế thực hiện (MW)					
	Miền Bắc	21069	21501	23794	23895	25390
	Miền Trung	5925	7263	7626	8995	11562
	Miền Nam	14967.6	17187	17990	23049	31606
	Toàn quốc	41962	45951	49410	55939	68558
C	Chênh lệch (MW)					
	Miền Bắc	-233	-1654	-645	-1490	-2849
	Miền Trung	-211	942	618	1527	3314
	Miền Nam	-89	1320	-142	593	7514
	Toàn quốc	-533	608	-169	630	7979

Ghi chú: Tổng công suất nguồn điện không tính mua điện Trung Quốc qua đường dây TT

Bảng 2.6: So sánh tổng công suất nguồn điện giai đoạn 2016-2020 theo QHĐ7ĐC
và thực tế thực hiện (không tính NLTT)

TT	Năm	2016	2017	2018	2019	DK2020
----	-----	------	------	------	------	--------

A Không bao gồm thủy điện nhỏ và năng lượng tái tạo						
I Miền Bắc						
a	Công suất đặt nguồn theo QHD đã duyệt	20102	21855	22939	23685	26104
b	Công suất đặt nguồn thực tế	19709	19788	21934	21835	22435
	So sánh chênh lệch: (b) - (a)	-393	-2067	-1005	-1850	-3669
II Miền Trung						
a	Công suất đặt nguồn theo QHD đã duyệt	5329	5379	5771	5991	6351
b	Công suất đặt nguồn thực tế	5018	6176	6223	6451	6485
	So sánh chênh lệch	-311	797	452	460	134
III Miền Nam						
a	Công suất đặt nguồn theo QHD đã duyệt	14829.5	15579.5	17609.5	21869.5	22119.5
b	Công suất đặt nguồn thực tế	14849	16850	17233	18522	18522
	So sánh chênh lệch	19	1270	-377	-3348	-3597.5
IV Toàn quốc						
a	Công suất đặt nguồn theo QHD đã duyệt	40261	42814	46320	51546	54575
b	Công suất đặt nguồn thực tế	39576	42814	45390	46808	47442
	So sánh chênh lệch	-685	0	-930	-4738	-7133

Do có sự phát triển mạnh mẽ của nguồn điện mặt trời khu vực phía Nam năm 2019-2020 nên tổng khối lượng nguồn của miền Nam đã vượt quy hoạch năm 2020 khá lớn. Nhưng nếu không xét đến năng lượng tái tạo và thủy điện nhỏ, miền Bắc và miền Nam đều chậm tiến độ hơn 3500MW nguồn điện nhiệt điện và thủy điện lớn vào năm 2020.

Danh mục các dự án nguồn điện đã được quy hoạch vào giai đoạn 2016-2020 nhưng hiện nay vẫn chưa vào vận hành xem bảng sau:

Bảng 2.7: Các dự án nguồn điện lớn đã được quy hoạch vào giai đoạn 2016-2020
nhưng chưa vào vận hành

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Năm vận hành theo QHD7ĐC	Nguyên nhân
1	Miền Bắc	3750			
	NĐ Na Dương 2	110	TKV	2019	Chưa thực hiện đầu tư
	NĐ Hải Dương#2	600	BOT	2020	
	NĐ Cẩm Phả 3	2x220	TKV	2020	Chưa tìm được địa điểm
	NĐ Thái Bình 2	2x600	PVN	2017-2018	Vướng mắc trong thu xếp vốn
	NĐ Công Thanh	1x600	IPP	2019	Chưa có vốn đầu tư

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Năm vận hành theo QHD7DC	Nguyên nhân
	NĐ Hải Hà I	150	IPP	2019	Chưa có vốn đầu tư
	NĐ Formusa Hà Tĩnh II	650	IPP	2020	Chưa có vốn đầu tư
2	Miền Trung	360			
	TĐ Yaly MR	360	EVN	2020	Chưa thực hiện đầu tư
3	Miền Nam	3150			
	NĐ Long Phú 1	2x600	PVN	2018-2019	Vướng mắc trong thu xếp vốn
	NĐ Sông Hậu 1	2x600	PVN	2019	Chưa đáp ứng tiến độ thi công, năng lực nhà thầu
	TBKHH Ô Môn 3	750	EVN	2020	Chưa phê duyệt PreFS
4	Tổng toàn quốc	7160			

Theo bảng thống kê, các nguồn điện chậm tiến độ phần lớn là các nhà máy nhiệt điện than. Các lý do chính gây chậm tiến độ bao gồm: thiếu vốn; khó khăn trong thu xếp vốn (do hạn chế về tràn nợ công nên việc thu xếp vốn cho các dự án điện không còn được Chính phủ bảo lãnh, dự án điện không nằm trong danh mục vay vốn ODA và vốn ưu đãi nước ngoài); chậm trễ trong việc giao thiết bị; khó khăn trong đèn bù và tái định cư; mất nhiều thời gian để hoàn thành các thủ tục vay vốn; khó khăn trong thi công xây dựng; các thủ tục chuẩn bị đầu tư dự án nguồn điện BOT kéo dài; năng lực và kinh nghiệm hạn chế của các nhà đầu tư...

Nhu cầu điện toàn quốc được dự báo gia tăng với tốc độ bình quân 8.5-9% mỗi năm trong giai đoạn 2021-2025, điều này có thể dẫn đến thiếu hụt đáng kể của nguồn điện trong những năm tới, đặc biệt là ở khu vực miền Bắc, ảnh hưởng không nhỏ tới vấn đề cấp điện cho phụ tải của miền và vận hành hệ thống điện. Việc phê duyệt bổ sung các nguồn điện mặt trời và điện gió tại khu vực miền Trung và miền Nam sẽ phần nào giảm bớt nguy cơ thiếu điện, tuy vậy do sự phát triển quá nhanh của các nguồn điện mặt trời khiến việc đầu tư lưới điện truyền tải không thể đáp ứng tiến độ vào vận hành của các nguồn điện mặt trời. Sự phát triển tập trung tại khu vực các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận đã khiến cho các nhà máy điện mặt trời tại khu vực này thường xuyên phải chịu cắt giảm công suất phát trong các năm 2019-2020.

2.3. ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH THỰC HIỆN CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN GIAI ĐOẠN 2016-2020

Trong giai đoạn 2016-2020, một số công trình lưới điện trọng điểm cung cấp điện cho miền Nam đã được đưa vào vận hành nhằm nâng cao năng lực truyền tải, góp phần đáng kể trong việc đảm bảo cung cấp điện cho phụ tải và cải thiện chất lượng điện năng. Diễn hình là ĐZ 500kV ĐD 500kV Vĩnh Tân - rẽ Sông Mây - Tân Uyên, ĐD 500kV Sông Mây - Tân Uyên, Trạm 500kV Tân Uyên và đấu nối đồng bộ với trung tâm Điện

lực VĨnh Tân tăng cường độ tin cậy cho hệ thống điện 500kV miền Nam. ĐZ 500kV VŨng Áng – Quảng Trạch – Dốc Sỏi đồng bộ ĐZ mạch 3 tăng cường truyền tải Bắc – Trung, TBA 500kV Pleiku 2 nhập khẩu thủy điện Nam Lào và giải phóng thủy điện khu vực...

Bên cạnh đó, giai đoạn 2016-2020 cũng là giai đoạn xuất hiện sự thay đổi tương đối lớn trong cơ cấu nguồn của hệ thống, đáng kể nhất là sự phát triển của các nguồn năng lượng tái tạo. Nhiều công trình lưới điện 500-220kV đã được kịp thời xây dựng để đáp ứng nhu cầu giải phóng công suất từ các nguồn nhiệt điện lớn và các nguồn NLTT mới trong khu vực.

Khối lượng thực hiện đầu tư xây dựng các công trình lưới điện 500-220kV so với phê duyệt QHĐ VII HC đạt khá cao. Tuy nhiên vẫn còn một số công trình chậm tiến độ. Nguyên nhân chính là những khó khăn về tài chính là các giải pháp kỹ thuật thi công xây dựng của chủ đầu tư, sự chậm tiến độ các công trình đồng bộ (NMD, TBA). Bên cạnh đó công tác đền bù giải phóng mặt bằng cũng gặp nhiều khó khăn. Công trình đường dây cao áp đi qua nhiều địa phương, chính sách giá đền bù, hỗ trợ mỗi địa phương một khác. Trong vài năm gần đây, nhiều hộ dân đã xây dựng nhà tạm với diện tích lớn trong các vị trí móng, hành lang tuyến để trực lợi tiền đền bù, làm ảnh hưởng đến tiến độ của các dự án.

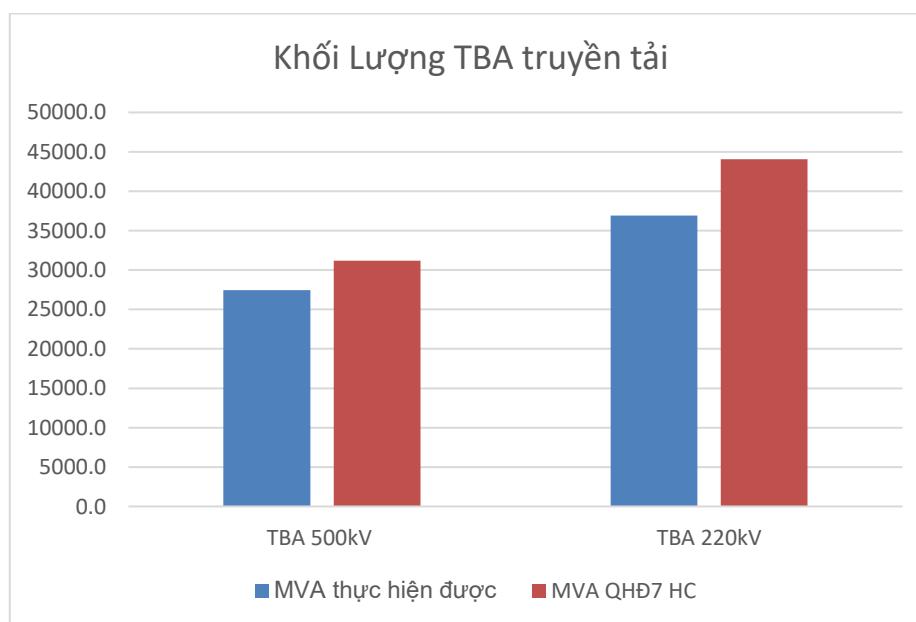
Để có cái nhìn rõ hơn, đề án thực hiện so sánh khối lượng lưới điện cao áp xây dựng theo QHĐ VII HC và thực tế hoàn thành trong giai đoạn 2016-2019, ước đến năm 2020 như sau (xét cho toàn ngành điện).

Bảng 2.8: So sánh khối lượng lưới điện 500-220kV giai đoạn 2016-2019 thực tế xây dựng, ước đến năm 2020 và theo QHĐ VII HC

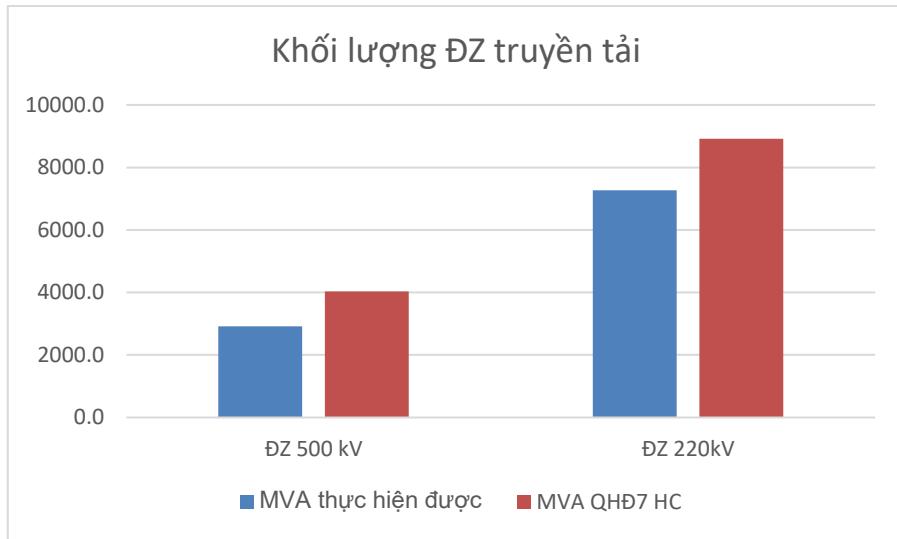
TT	Hạng mục	Đơn vị	Khối lượng theo QHĐ VII HC	Khả năng thực hiện theo kế hoạch cả GĐ 2016-2020	
				Khối lượng	Tỷ lệ
Công trình 500kV					
1	Trạm 500kV	MVA	31200	27450	88,0%
2	ĐD 500kV	km	4037	2914	72,2%
Công trình 220kV					
1	Trạm 220kV	MVA	44057	36919	83,8%
2	ĐD 220kV	km	9204	7265	81,5%

Từ các số liệu trên có thể nhận thấy trong các năm 2016-2019, ngành điện đã hoàn thành được khoảng 30,3%-42,3% khối lượng TBA – ĐD 500kV và khoảng 54,3%-66,2% khối lượng TBA-ĐD 220kV so với kế hoạch cho cả giai đoạn 5 năm 2016-2020 của QHĐ VII HC. Căn cứ vào kế hoạch khởi công đóng điện lưới truyền tải năm 2020 của NPT thì tổng khối lượng lưới cao áp ước đạt thêm 22000 MVA dung lượng MBA và 4112,3 km đường dây, nâng tỷ lệ hoàn thành QHĐ VII HC lên mức 72,2% - 88,0% với TBA – ĐZ 500kV và 77% - 84% đối với TBA – ĐZ 220kV.

So sánh khối lượng lưới truyền tải thực hiện được trong giai đoạn 2016-2020 với Phê duyệt QHĐ VII HC như sau.



Hình 2.5: So sánh khối lượng TBA 500-220kV thực tế xây dựng GĐ 2016-2020, ước tính đến 2020 với QHĐ VII HC



Hình 2.6: So sánh khối lượng ĐZ 500-220kV thực tế xây dựng GD 2016-2020, ước tính đến 2020 với QHĐ VII HC

Lưới điện 500kV:

Trong giai đoạn 2016-2020, các công trình 500kV đã được thực hiện tương đối tốt, một số công trình không kịp thực hiện đúng tiến độ một phần do đồng bộ với các công trình nguồn chậm tiến độ, nên phải điều chỉnh lùi tiến độ so với QHĐ VII HC và một số nguyên nhân khác, trong đó thường gặp nhất là các vướng mắc trong quá trình khai xâ dựng công trình như vướng mắc về chậm tiến độ chào thầu, đè bù, giải phóng mặt bằng, chậm tiến độ vật tư thiết bị...

Trong giai đoạn 2016-2020, miền Bắc đã thực hiện đầu tư xây dựng hầu hết các TBA 500kV theo kế hoạch ngoại trừ TBA 500kV Vũng Áng chỉ xây mới 1 máy với công suất 900 MVA, do không có vị trí lắp MBA 2. ĐZ 500kV và các ĐZ đấu nối bị chậm sau 2020 do khó khăn trong giải phóng mặt bằng và thỏa thuận tuyến với địa phương. Các ĐZ 500kV đấu nối các nhà máy nhiệt điện lớn như NĐ Công Thanh – Nghi Sơn, NĐ Nam Định – Phố Nối bị chậm tiến độ do đồng bộ với đồng bộ với các công trình nguồn bị chậm tiến độ.

Miền Trung vẫn là điểm sáng thực hiện đầu tư xây dựng lưới điện 500kV khi thực hiện 100% kế hoạch đầu tư xây dựng trạm biến áp 500kV và miền Nam điển hình là TBA 500kV Pleiku 2 nhập khẩu thủy điện Nam Lào và giải phóng thủy điện khu vực, và các công trình giải tỏa công suất nguồn nhiệt điện và NLTT trong khu vực như NCS TBA 500kV Vĩnh Tân, Di Linh. ĐZ 500kV Vũng Áng – Quảng Trạch – Dốc Sỏi đồng bộ ĐZ 500kV mạch 3 tăng cường liên kết Bắc – Trung. ĐZ 500kV nhiệt điện Vân Phong – Vĩnh Tân chậm tiến độ do đồng bộ với NĐ Vân Phong.

Miền Nam thực hiện được khoảng 73%-86% khối lượng lưới điện 500kV của QHĐ VII HC. Điểm hình là ĐZ 500kV ĐD 500kV Vĩnh Tân - rẽ Sông Mây - Tân Uyên, ĐD 500kV Sông Mây - Tân Uyên, Trạm 500kV Tân Uyên và đấu nối đồng bộ với trung tâm

Điện lực Vĩnh Tân mang nhiều ý nghĩa quan trọng về kinh tế - chính trị - xã hội, tăng cường độ tin cậy cho hệ thống điện 500kV (tăng thêm mạch thứ 3 đường dây 500kV từ Vĩnh Tân về Sông Mây) nên khi có sự cố N-1, N-2 không bị ảnh hưởng.

Trong trường hợp loại trừ các yếu tố phụ tải tăng trưởng thấp và công trình nguồn chậm tiến độ, khói lượng lưới 500kV NPT thực hiện được đạt tỷ lệ tương đối cao, cụ thể như sau:

Bảng 2.9: Khối lượng thực hiện TBA-DD 500kV so với QHD VII HC

Khối lượng đầu tư	Yêu cầu đầu tư 16 -20		Thực tế đóng điện 16 – 20		% thực hiện	Còn các CT chưa đóng điện
	Số CT	MVA/km	Số CT	MVA/km		
TBA 500 kV	29	31200	27	28350	89,6%	
Miền Bắc	11	13950	11	12600	90,3%	2 công trình: Vũng Áng, Nghi Sơn chỉ lắp 1 MBA
Miền Trung	5	3600	5	3600	100%	Hoàn thành 100%
Miền Nam	12	13650	10	11700	85,7%	2 công trình: Củ Chi, MBA Long Phú
ĐZ 500 kV	33	4037	25	3092	72,2%	
Miền Bắc	14	885	11	636	71,9%	Còn 3 CT: ĐZ Vũng Áng – Rẽ Hà Tĩnh – Đà Nẵng, NĐ Công Thanh – Nghi Sơn, NĐ Nam Định I – Phố Nối.
Miền Trung	4	1366	3	975	71,4%	Còn 1 CT: NĐ Vân Phong – Vĩnh Tân.
Miền Nam	15	1786	11	1302	72,9%	Còn 4 CT: NĐ Sông Hậu – Đức Hòa, Long Thành – Rẽ Phú Mỹ - Sông Mây, Chơn Thành – Đức Hòa, Củ Chi – Rẽ Chơn Thành – Đức Hòa.

Lưới điện 220kV:

Trong giai đoạn 2016-2020, xét toàn ngành điện, tổng khối lượng xây mới và cải tạo lưới 220kV trên phạm vi toàn quốc đạt tỷ lệ khá cao so với QHD VII HC. Nếu ước tính cho cả giai đoạn 2016-2020, khói lượng thực hiện đạt 83,8% với TBA và 76,8% với ĐD. Một số công trình chậm tiến độ, nguyên nhân chính là vấn đề đèn bù, giải phóng mặt bằng và hướng tuyến với địa phương và các nguyên nhân chủ quan đến từ phía Tổng công ty truyền tải điện Quốc gia (NPT).

Cụ thể khói lượng xây dựng và cải tạo lưới 220kV thực hiện được so với QHD VII HC theo từng miền được thống kê như sau:

Bảng 2.10: Khối lượng thực hiện TBA-ĐZ 220kV so với QHĐ VII HC

Khối lượng đầu tư	Yêu cầu đầu tư 16-20		Thực tế đóng điện 16-20		% thực hiện của NPT	Còn các CT chưa đóng điện
	Số CT	MVA/km	Số CT	MVA/km		
TBA 220 kV	163	44057	143	36919	83,8%	
Miền Bắc	69	17701	61	14688	83,0%	Còn 8 CT: Tràng Bạch thay M1, Vật Cánh, Uông Bí, Bắc Ninh 4, Ninh Bình 2, Vũng Áng, Khe Thản, Văn Điển.
Miền Trung	37	8356	35	7981	95,5%	Còn 2 CT: Duy Xuyên, Buôn Kuop M2
Miền Nam	57	18000	47	14250	79,2%	Còn 10 CT: Bến Cát 2, Vĩnh Lộc, Tân Cảng, Đầm Sen, Thủ Thiêm, Tân Sơn Nhất, Kiên Bình, Châu Thành (Hậu Giang), Giá Rai, An Phước.
ĐZ 220 kV	173	9204	137	7065	76,8%	
Miền Bắc	69	3758	57	3073	81,8%	Còn 12 CT: Nâng KNT V.Trì – V.Tường ,V.Trì – V.Yên, Đ.Hòa – T.Bình, Đ.nối B.Ninh 4, V.Áng – NĐ V.Áng, K.Thàn – rẽ NĐ S.Đông – T.Bạch, V.Điền – rẽ H.Đông – T.Tín, V.Trì – V.Yên – S.Sơn, S.Tây – H.Bình, T.Nguyên – B.Giang, P.Lai – rẽ NĐ H.Dương, P.Lý – N.Quan.
Miền Trung	43	2629	41	2182	83,0%	Còn 2 CT: D.Xuyên – rẽ Đ.Nắng – T.Kỳ, Pleiku 2 - KrongBuk
Miền Nam	61	2816	38	1810	64,3%	Còn 23 CT: NĐ P.Mỹ -T.Thành, T.Cảng – C.Lái, NR V.Lộc vào H.Môn – B.Tân, T.Phước – Rẽ L.Thành – L.Bình, P. Lâm - Đ.Sen, ĐN T.Thiêm, C.Thành – rẽ B.Long – M.Phước, H.B.Phước – T.S.Nhất, B.Hòa – rẽ T.Uyên – L.Bình, S.Mây – T.Phước, A.Phước – rẽ L.Bình - L.Thành, C.Lái – T.Đức, C.Đuốc – rẽ P.Mỹ - M.Tho, 500kV Đ.Hòa – rẽ P.Lâm – L.An, Đ.Sen – T.S.Nhất, 500kV L.Thành – L.Thành – L.Bình, B.Cát 2 – rẽ T.Định – C.Chi, B.Cát – B.Cát 2, T.Nốt – L.Xuyên – C.Đốc, G.Rai – NĐ C.Mau- B.Liêu 2

Trong đó, khối lượng TBA 220kV NPT thực hiện được 83,8%, còn lại 20 công trình đang triển khai nhưng chưa thể đóng điện kịp năm 2020, tập trung ở 2 miền Bắc, Nam. Nguyên nhân chậm đưa vào vận hành vẫn chủ yếu là do mặt bằng khó khăn hoặc do triển khai chậm.

Các ĐZ 220kV toàn quốc chỉ thực hiện được 76,8% so với QHĐ VII HC, tập trung chủ yếu ở miền Nam, phản ánh thực tế đầu tư ĐZ truyền tải ngày càng khó khăn. Nguyên

nhân chủ yếu do vấn đề đền bù, giải phóng mặt bằng, khó khăn bố trí cát điện thi công, vướng mắc gói thầu...

***) Nhận xét chung:**

- Sau 5 năm thực hiện QHD VII HC, lưới điện truyền tải được xây dựng với khối lượng khá lớn đạt khoảng 70%-90% so với yêu cầu quy hoạch của cả giai đoạn 2016-2020. Tình trạng chậm tiến độ của các công trình 500-220kV diễn ra ở cả 3 miền, tập trung nhiều ở miền Bắc và miền Nam. Điều này được thể hiện rõ hơn qua thực tế thông kê số tháng trung bình cần thiết để quản lý 1 dự án TBA và 1 dự án ĐZ (cho đến khi đóng điện). Tính trung bình 1 dự án TBA, CPMB sử dụng 34,9 tháng, NPMB 35,5 tháng và SPMB 44,6 tháng. Trung bình mỗi dự án ĐZ truyền tải, CPMB cần 47,6 tháng để làm các công tác như chuẩn bị đầu tư, bồi thường giải phóng mặt bằng, khởi công, mua sắm thiết bị, xây dựng, nghiệm thu, đóng điện, ... Con số này của NPMB là 51,1 tháng và SPMB là 60,2 tháng [5]. Đa số các dự án bị chậm từ 1 đến 2 năm, cá biệt có công trình kéo dài hơn gây rất nhiều khó khăn cho vận hành hệ thống điện.

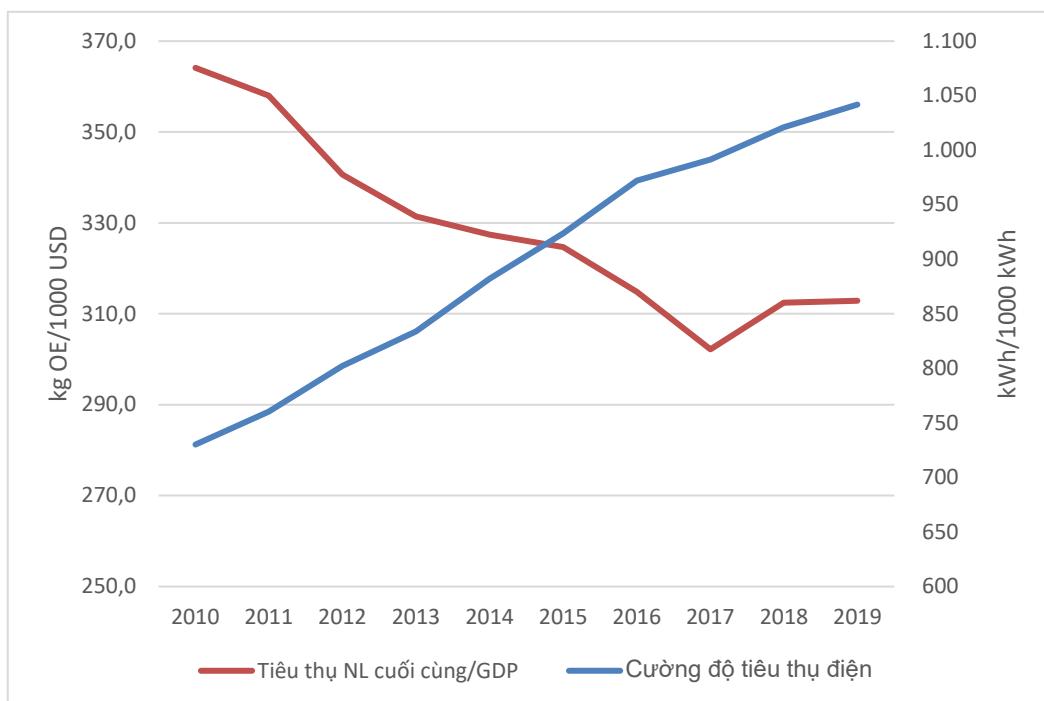
- Việc phát triển lưới truyền tải chậm trễ so với quy hoạch do các nguyên nhân chủ quan và khách quan. Nguyên nhân chủ quan là do khó khăn trong thu xếp vốn vay – do giá truyền tải điện hiện tại quá thấp khiến NPT không đáp ứng được các yêu cầu của các nhà tài trợ vốn cho lưới điện; vướng mắc trong công tác đền bù, giải phóng mặt bằng (đặc biệt nhiều công trình lưới điện phải tiến hành thu hồi trên diện tích đất trồng lúa). Áp lực về tiến độ các dự án ngày càng cao, nhiều dự án gấp phải phân bổ lại nguồn lực của các ban quản lý, các quy định chặt chẽ về bảo vệ môi trường và bảo tồn tài nguyên quốc gia, năng lực không đồng đều của các nhà thầu, nhất là các nhà thầu bỏ giá thầu quá thấp, khó đáp ứng tiến độ và chất lượng công trình, Công tác chuẩn bị đầu tư, thủ tục phê duyệt kéo dài ảnh hưởng đến tiến độ chung dự án; Tiến độ thực tế và kế hoạch không trùng nhau, nhiều dự án dồn lại một lúc...[5]. Nguyên nhân khách quan do dự báo phụ tải khu vực, do tiến độ đồng bộ với nguồn, khó khăn trong đàm phán, thương thảo hợp đồng, giải trình và hiệu chỉnh hồ sơ theo các ý kiến các bên liên quan dẫn tới thời gian thực hiện bị kéo dài, giá cả vật tư thiết bị tăng cao, phụ thuộc nhà cung cấp hàng nước ngoài...

2.4. ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KINH TẾ XÃ HỘI CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC

Sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước cần rất nhiều năng lượng để phục vụ cho tiến trình phát triển kinh tế - xã hội. Nhu cầu sử dụng năng lượng nói chung và điện nói riêng ở Việt Nam đang tăng lên nhanh chóng cùng với sự tăng trưởng mạnh về phát triển kinh tế và nhu cầu cao của xã hội trong bối cảnh chung của thế giới và khu vực. Việc đáp ứng đủ nhu cầu tiêu thụ điện và đảm bảo chất lượng điện năng cho sự phát triển kinh tế trong thời gian qua gấp không ít thách thức, đặc biệt là sự ngày càng

cạn kiệt nguồn cung năng lượng sơ cấp nội địa, giá nhiên nhiên liệu đầu vào biến động thất thường. Nhưng nhìn chung, trong giai đoạn 2011-2019, hệ thống điện cơ bản đảm bảo cung cấp điện năng phục vụ phát triển kinh tế và an ninh quốc phòng.

Về mặt tổng thể nền kinh tế có xu hướng phụ thuộc ngày càng nhiều vào điện năng. Số liệu thống kê cho thấy chỉ số trung bình chi tiêu cuối cùng/GDP và cường độ điện trên mỗi giá trị GDP trong giai đoạn 2010-2019. Năm 2010, cường độ năng lượng (chỉ số tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trên GDP theo giá so sánh 2010) là 364,1 kgOE/1000 USD giảm xuống còn 312,8 kgOE/1000 USD vào năm 2019. Trong khi đó, cường độ điện (điện thương phẩm trên GDP theo giá so sánh 2010) lại tăng gần gấp rưỡi trong cùng kỳ. Năm 2010, chỉ số này là 730 kWh/1000USD tăng lên thành 1.042 kWh/1000 USD vào năm 2019. Tỷ trọng của tiêu thụ điện năng trong cơ cấu tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng cũng tăng từ 17,2% năm 2010 lên 28,8% vào năm 2019 (xem thêm mục 3.4.1). Điều này một phần cho thấy sự chuyển dịch nền tảng tiêu thụ năng lượng từ các loại nhiên liệu khác sang điện, một loại hình năng lượng tiện lợi và an toàn. Nhưng mặt khác, sự tăng trưởng nhanh chóng của giá trị cường độ điện lại đặt ra vấn đề về hiệu quả sử dụng điện năng cho nền kinh tế.



Hình 2.7: Cường độ tiêu thụ điện & Tiêu thụ NL cuối cùng trên GDP

Bên cạnh đó, sự phát triển của ngành điện đã đóng góp đáng kể vào kinh tế nhiều địa phương, nhất là những tỉnh thành hạn chế về nguồn lực. Ví dụ, ở các tỉnh thuộc Tây Bắc, miền Trung - Tây Nguyên, sản xuất điện từ thủy điện đã đóng góp trên 40% giá trị sản xuất công nghiệp của tỉnh và mang lại nguồn thu cho ngân sách địa phương hàng nghìn tỷ đồng mỗi năm; thủy điện Hòa Bình đã nộp ngân sách đạt 900 - 1.200 tỷ đồng/năm, xấp xỉ 50% tổng thu ngân sách của tỉnh Hòa Bình; thủy điện Sơn La, Huô

Quảng đóng góp cho ngân sách địa phương trên 1.000 tỷ đồng chiếm 1/3 ngân sách của tỉnh; các thủy điện ở khu vực miền Trung cũng đóng góp hàng trăm tỷ đồng đến gần 1.000 tỷ cho ngân sách địa phương...

Về mặt xã hội, trong những năm qua ngành điện đã nỗ lực đầu tư cấp điện nông thôn, trọng điểm là các khu vực miền núi phía Bắc, khu vực Tây Nguyên, Tây Nam bộ. Đến cuối năm 2019, số xã có điện trên cả nước đạt 99,88% và số hộ dân nông thôn được sử dụng điện đạt 99,29%, bao gồm cả điện lưới và điện sản xuất tại chỗ. Hầu hết các xã biên giới đã có điện, góp phần vào công tác định canh định cư, phát triển kinh tế và giữ gìn an ninh khu vực biên giới.

Hiện tại, tỷ lệ dân dùng điện ở Việt Nam hiện đã cao hơn một số quốc gia có điều kiện kinh tế bằng hoặc khá hơn Việt Nam như Indonesia, Philippines. Theo đánh giá của Ngân hàng Thế giới, Việt Nam là quốc gia thực hiện thành công và đạt hiệu quả cao về đầu tư điện nông thôn.

Cho tới nay, ngành điện đã cấp điện thành công cho 11/12 huyện đảo. Các đảo có vị trí chiến lược trên biển (Phú Quốc, Cô Tô, Lý Sơn, Kiên Hải, Lại Sơn, Hòn Nghệ, Cù Lao Chàm,...) đã được EVN đầu tư cấp điện lưới quốc gia để đảm bảo cấp điện ổn định phục vụ phát triển kinh tế, góp phần bảo vệ chủ quyền biển đảo của tổ quốc.

Để đảm bảo an sinh xã hội và hỗ trợ các hộ nghèo và hộ chính sách, ngành điện cũng đã thực hiện các chính sách hỗ trợ trong cả giai đoạn. Từ năm 2011, các hộ thuộc diện hộ nghèo theo tiêu chí do Thủ tướng Chính phủ quy định được hỗ trợ giá điện cho 50 kWh/tháng, mức hỗ trợ là 30.000 đồng/hộ/tháng. Đến năm 2014, chính sách hỗ trợ cho hộ chính sách, hộ nghèo thực hiện theo quy định tại Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg ngày 07/4/2014 của Thủ tướng Chính phủ về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện. Theo đó, các hộ nghèo được hỗ trợ tiền điện cho mục đích sinh hoạt hàng tháng tương đương tiền điện sử dụng 30kWh tính theo mức giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc 1 hiện hành. Hộ chính sách xã hội theo tiêu chí do Thủ tướng Chính phủ quy định (không thuộc diện hộ nghèo được hỗ trợ tiền điện) và có lượng điện sử dụng cho mục đích sinh hoạt trong tháng không quá 50kWh được hỗ trợ tiền điện tương đương tiền điện sử dụng 30kWh tính theo mức giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc 1 hiện hành.

Hiện tại, mức hỗ trợ tiền điện hiện hành cho các hộ nghèo, hộ chính sách xã hội, kể từ ngày 16/3/2015, theo Quyết định số 936/QĐ-TTg ngày 25/6/2015 của Thủ tướng Chính phủ về việc bổ sung kinh phí năm 2015 cho các địa phương để hỗ trợ tiền điện hộ nghèo, hộ chính sách xã hội theo Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg ngày 07/4/2014 của Thủ tướng Chính phủ là 49.000 đồng/hộ/tháng. Bên cạnh đó, đối với khu vực nông thôn, miền núi, biên giới, hải đảo khu vực chưa nối lưới điện quốc gia, khách hàng sử dụng điện sẽ được áp dụng giá bán điện như các khu vực nối lưới

2.5. TỔNG HỢP, ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH HUY ĐỘNG VỐN ĐẦU TƯ CHO XÂY DỰNG CÁC CÔNG TRÌNH ĐIỆN

Trong giai đoạn 2011-2019, Chính phủ tiếp tục thực hiện mục tiêu ổn định kinh tế vĩ mô, kiềm chế lạm phát, thắt chặt tiền tệ nhằm việc huy động vốn cho đầu tư có nhiều khó khăn nhưng ngành điện vẫn hoàn thành nhiệm vụ đầu tư nguồn và lưới điện theo quy hoạch. EVN đã đầu tư nhiều công trình nguồn điện và lưới điện quan trọng.

Tổng nhu cầu vốn đầu tư thực hiện giai đoạn 2011-2018 xấp xỉ 818 nghìn tỷ đồng (bình quân khoảng 102 nghìn tỷ đồng/năm). Trong đó, đầu tư thuần hơn 571,3 nghìn tỷ đồng (bình quân khoảng 71 nghìn tỷ đồng/năm), nhu cầu trả gốc và lãi vay là 240,5 nghìn tỷ đồng (bình quân khoảng 30 nghìn tỷ đồng/năm), đầu tư ngoài ngành toàn giai đoạn là hơn 6 nghìn tỷ đồng. Đầu tư thuần chiếm khoảng 70% (nguồn điện chiếm gần 40%, lưới truyền tải chiếm gần 11%, lưới phân phối chiếm khoảng 16%), trả gốc và lãi vay xấp xỉ 30% trong tổng nhu cầu đầu tư bình quân/năm. Theo kế hoạch năm 2019, tổng nhu cầu vốn đầu tư xấp xỉ 105 nghìn tỷ (Trong đó, đầu tư thuần khoảng gần 70 nghìn tỷ đồng, trả nợ gốc và lãi vay hơn 35 nghìn tỷ đồng).

Nhu cầu vốn đầu tư của EVN tăng mạnh mẽ từ hơn 59 nghìn tỷ đồng năm 2011 lên gấp đôi vào năm 2014, đạt đỉnh điểm là 133 nghìn tỷ đồng năm 2016 và giảm dần qua các năm còn 105 nghìn tỷ đồng năm 2018. Trong đó, trả gốc và lãi vay cũng tăng cao tương ứng từ xấp xỉ 18 nghìn tỷ đồng năm 2011 lên hơn gấp đôi và duy trì mức 35-41 tỷ đồng trong giai đoạn 2014-2019.

Nhu cầu vốn đầu tư của EVN hàng năm lên đến hơn 100 nghìn tỷ đồng, đây là một con số rất lớn nên EVN gặp nhiều khó khăn trong việc thu xếp vốn đầu tư phát triển nguồn và lưới điện. Vốn ngân sách gần như không có, nguồn vốn để đầu tư chủ yếu là vốn vay nước ngoài, vốn vay thương mại, vốn khấu hao cơ bản chủ yếu để trả gốc, lãi vay và đối ứng đầu tư các dự án.

Việc thu xếp nguồn vốn vay nước ngoài và vay thương mại đầu tư các dự án nguồn và lưới điện những năm qua cũng gặp nhiều khó khăn. Vốn vay nước ngoài có xu hướng giảm dần những năm gần đây để đảm bảo an toàn nợ công, mức bảo lãnh vay nước ngoài của Chính phủ cho ngành điện đã giảm so với trước. Cụ thể, Chính phủ đã ban hành Nghị định số 04/2017/NĐ-CP về cấp và quản lý bảo lãnh Chính phủ. Theo đó, giảm mức bảo lãnh Chính phủ từ 80% tổng mức đầu tư của dự án xuống còn không quá 70%, tùy theo mức độ quan trọng của dự án. Các điều kiện về bảo lãnh và vay vốn của Chính phủ ngày càng khắt khe. Mặt khác, đối với các dự án có bảo lãnh của Chính phủ hoặc vay vốn ODA, trình tự và thủ tục phê duyệt lâu hơn, đặc biệt là các dự án với số vốn trên 10.000 tỷ đồng phải trình Quốc hội xem xét. Cùng với đó, hạn mức cho vay của các ngân hàng thương mại đối với các công trình điện tối đa là 15% vốn điều lệ của ngân hàng đó. Trong khi vốn điều lệ của các ngân hàng lớn nhất Việt Nam hiện nay chỉ

khoảng 30.000-40.000 tỷ đồng/ngân hàng. Số vốn vay được chiếm tỷ lệ còn nhỏ so với tổng nhu cầu vốn của ngành điện.

Cụ thể về tình hình tài chính và huy động vốn đầu tư của EVN giai đoạn 2011-2019 như sau:

Trong hai năm liên tục 2010-2011, tình hình tài chính EVN mất cân bằng nghiêm trọng do lỗ trong sản xuất kinh doanh năm 2010 để lại. Vốn tự có bị thiếu hụt so với nhu cầu đầu tư, nguồn vốn vay cho các dự án cũng bị thiếu hụt do các Ngân hàng thương mại bị hạn chế mức tăng trưởng tín dụng nên không giải ngân đủ theo kế hoạch đã đăng ký. Do tình trạng mất cân đối tài chính của EVN nên các tổ chức tín dụng hạn chế cho vay vốn, nhất là các nguồn vay tín dụng thương mại trong nước. Trong hoàn cảnh bất lợi đó, EVN đã xin giãn nợ với một số tổ chức tín dụng, tháo gỡ khó khăn về thủ tục để vay được các nguồn vốn thương mại và tín dụng ưu đãi, tăng cường tìm kiếm nguồn vốn vay nước ngoài ODA, vốn vay ưu đãi, vốn vay tín dụng xuất khẩu kết hợp ưu đãi, huy động vốn tạm thời nhàn rỗi của các đơn vị thành viên, sử dụng linh hoạt vốn sản xuất kinh doanh. Về cơ bản EVN đã huy động vốn đáp ứng các nhu cầu đầu tư thiết yếu do đó đã duy trì được tiến độ của các công trình trọng điểm.

Năm 2012, EVN tiến hành tái cơ cấu mạnh mẽ, rút dần khỏi các lĩnh vực kinh doanh ngoài ngành với việc bàn giao EVNTelecom và cơ sở hạ tầng viễn thông cho đơn vị khác, tiến hành lộ trình thoái vốn trong các lĩnh vực ngân hàng, bảo hiểm, bất động sản. EVN đã chủ động làm việc với các ngân hàng thương mại lớn để phối hợp lập kế hoạch vay vốn và giải ngân theo từng dự án nguồn và lưới điện, xây dựng danh mục các dự án nguồn và lưới điện trọng điểm cấp bách trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt để được áp dụng cơ chế đặc biệt đối với việc vay vốn cho các dự án, vận động và thuyết phục các ngân hàng nước ngoài và các tổ chức tài chính quốc tế tiếp tục cho vay và tài trợ, chuẩn bị tốt các hồ sơ vay vốn và đáp ứng nhanh gọn các thủ tục và yêu cầu của phía cho vay. Giá điện được điều chỉnh 4 lần trong các năm 2011 (2 lần) và 2012 (2 lần) để tháo gỡ khó khăn về mặt tài chính cho EVN.

Năm 2013, tình hình tài chính của EVN ổn định, ký được nhiều hợp đồng vay vốn ODA, vốn vay ưu đãi và vay thương mại, các công trình nguồn và lưới điện được thu xếp đủ vốn đầu tư.

Giai đoạn từ 2014-2017 là giai đoạn huy động vốn vay nước ngoài đỉnh cao của ngành điện. Nhiều hiệp định vay ODA, vay ưu đãi và vay thương mại nước ngoài được ký kết và giải ngân vốn vay nước ngoài trong giai đoạn này cao vượt bậc. Nguồn vốn vay nước ngoài chủ yếu từ các tổ chức tài chính ADB, WB, AFD, JICA, KfW...

Từ tháng 4/2017, Chính phủ hạ mức bảo lãnh vay từ 80% xuống còn 70% tổng mức đầu tư của công trình để đảm bảo an toàn nợ công. Nguồn vay ODA, vay ưu đãi của Việt Nam bị giảm hẳn do WB dừng cung cấp vốn vay ODA ưu đãi chuyển sang vay

kém ưu đãi hơn từ tháng 7/2017, ADB dừng cho vay ưu đãi từ 2019, ADF chuyển sang cho Việt Nam vay vốn kém ưu đãi hơn...

Như vậy, từ 2019 Việt Nam sẽ chuyển sang vay thương mại là chủ yếu.

Thời gian tới ngành điện cần nguồn vốn rất lớn để đầu tư phát triển nguồn và lưới điện nhưng vốn ODA, vốn vay ưu đãi đầu tư đã cạn kiệt do Việt Nam chính thức vươn lên trở thành quốc gia có thu nhập trung bình, vốn ngân sách đầu tư cho ngành điện gần như không có, vay thương mại trong nước không đủ đầu tư do nhu cầu vốn của EVN lớn quá hạn mức cho vay của các ngân hàng đối với ngành điện.

EVN và NPT đã được tư vấn quốc tế đánh giá đạt tín nhiệm phát hành nợ ngoại tệ là BB, mức xếp hạng tín nhiệm này là một sự đảm bảo cho các nhà đầu tư tiềm năng trong nước và quốc tế. Giúp EVN và NPT có khả năng tiếp cận các nguồn vốn vay thương mại nước ngoài không cần sự bảo lãnh của Chính phủ.

Vì vậy, nguồn vốn đầu tư nguồn và lưới điện sẽ chủ yếu là vốn vay thương mại ngoại tệ và nội tệ, vốn từ phát hành trái phiếu, vốn cổ phần hóa. Vốn khâu hao cơ bản để trả gốc, lãi vay và đói ứng đầu tư dự án.

Bảng 2.11: Tổng hợp thực hiện đầu tư xây dựng giai đoạn 2011-2019 (đơn vị: Tỷ đồng)

TT	Danh mục	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Tổng gđ '11-18'	Bình quân năm	Tỷ trọng (%)
I	CƠ CẤU HUY ĐỘNG CÁC NGUỒN VỐN	59,360	71,138	98,076	119,393	120,983	133,447	118,232	97,288	104,936	817,917	102,240	100.0
1	Vốn vay nước ngoài	16,188	24,833	39,224	47,988	36,306	45,606	33,408	14,533	19,690	258,085	32,261	31.6
2	Vốn tự có	20,632	24,865	36,960	36,835	41,536	54,304	67,648	56,490	57,975	339,270	42,409	41.5
2.1	Vốn KHCN + Bán cổ phần	20,551	24,819	36,110	34,165	41,188	53,841	60,822	56,411		327,906	40,988	
2.2	Lợi nhuận chuyển đầu tư	40	23	737			69	25			893	112	
2.3	Vốn tự có khác	41	24	113	2,670	348	395	6,802	80		10,471	1,309	
3	Vốn cổ đông đóng góp		10	19	9						39	5	0.0
4	Vốn trái phiếu	6,479	46		106	895	43				7,569	946	0.9
5	Vốn vay trong nước	14,659	18,439	15,537	22,674	29,221	22,244	15,513	14,185	26,589	152,473	19,059	18.6
5.1	Tín dụng ưu đãi	4,489	3,230	1,964	3,270	3,122	1,583	740	824		19,221	2,403	
5.2	Tín dụng thương mại	10,170	15,209	13,573	19,405	26,099	20,661	14,773	13,361		133,251	16,656	
6	Ngân sách cấp	73	404	286	527	505	507	215	207	368	2,724	340	0.3
7	Vốn khác (Đền bù; Địa phương ứng trước...)	1,331	1,404	5,795	5,756	2,747	3,750	1,024	194	313	22,002	2,750	2.7
8	EVN ứng vốn		1,137	255	5,498	9,772	6,992	423	11,680		35,757	4,470	4.4

TT	Danh mục	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Tổng gđ '11- '18'	Bình quân năm	Tỷ trọng (%)
II	SỬ DỤNG VỐN	59,360	71,138	98,076	119,393	120,983	133,447	118,232	97,288	104,936	817,917	102,240	100.0
1	Đầu tư xây dựng	36,758	55,274	73,143	90,385	85,610	93,288	76,830	60,049	69,455	571,336	71,417	69.9
1.1	Đầu tư các công trình thuộc lĩnh vực điện	34,839	53,405	70,771	87,371	81,771	88,403	71,041	56,242		543,842	67,980	66.5
1.1.1	Các công trình nguồn điện	22,057	36,623	45,777	59,529	49,741	52,429	34,355	22,858		323,370	40,421	39.5
1.1.2	Các công trình lưới điện 500kV	3,338	4,739	7,515	7,083	6,224	5,636	4,677	4,622		43,833	5,479	5.4
1.1.3	Các công trình lưới điện 220kV	1,798	3,571	3,629	6,043	8,308	8,285	6,652	5,093		43,378	5,422	5.3
1.1.4	Các công trình lưới điện 110kV	3,053	3,294	5,281	4,480	5,870	6,969	9,639	9,458		48,045	6,006	5.9
1.1.5	Các công trình lưới điện phân phối	4,594	5,177	8,568	10,236	11,629	15,083	15,718	14,212		85,216	10,652	10.4
1.1.6	Các công trình chuẩn bị đầu tư										0	0	
1.2	Đầu tư các công trình không thuộc lĩnh vực điện	1,918	1,869	2,372	3,014	3,839	4,885	5,789	3,807		27,494	3,437	3.4
2	Trả nợ gốc và lãi	17,914	15,606	24,700	28,949	35,351	40,036	41,135	36,834	35,121	240,524	30,066	29.4
3	Góp vốn	4,689	258	233	60	22	123	267	405	359	6,057	757	0.7

(Nguồn: EVN)

2.6. ĐÁNH GIÁ CHUNG VỀ VIỆC THỰC HIỆN QUY HOẠCH GIAI ĐOẠN TRƯỚC, NHỮNG ƯU NHƯỢC ĐIỂM CHÍNH, NGUYÊN NHÂN VÀ CÁC BÀI HỌC KINH NGHIỆM

2.6.1. Đánh giá chung về việc thực hiện quy hoạch giai đoạn trước

Trong những năm qua ngành điện đã hoàn thành các nhiệm vụ mà Đảng, Chính phủ và nhân dân giao phó, xứng đáng là một trong những trụ cột của nền kinh tế đất nước; đã cơ bản đáp ứng được nhu cầu điện tăng cao của đất nước; đã thực hiện tốt vai trò là công cụ điều tiết vĩ mô và thực hiện an sinh xã hội của Chính phủ; sản xuất kinh doanh có lãi, đảm bảo nghĩa vụ nộp ngân sách nhà nước, bảo toàn và phát triển vốn.

Các kết quả chủ yếu từ năm 2011 đến nay như sau:

1. Công tác lập quy hoạch, quản lý quy hoạch được triển khai bài bản, là công cụ hữu hiệu để quản lý đầu tư phát triển ngành điện, đảm bảo đáp ứng đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội và bảo đảm an ninh quốc phòng của đất nước. Trong giai đoạn 2011-2019, ngành điện đã thực hiện được 2 Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia: Quy

hoạch điện VII, Quy hoạch điện VII điều chỉnh và hiện nay đang xây dựng Quy hoạch điện VIII. Nội dung của quy hoạch điện quốc gia tập trung vào các mục: dự báo nhu cầu tiêu thụ điện; tính toán xác định chương trình phát triển nguồn điện, lưới điện quốc gia; tính toán nhu cầu vốn đầu tư và phân tích kinh tế, tài chính của phương án phát triển điện lực; bảo vệ môi trường trong phát triển điện lực. Các tỉnh và thành phố trực thuộc trung ương đều đã thực hiện lập quy hoạch điện lực cho các giai đoạn 2011-2020, giai đoạn 2016-2025, có xét đến 2035. Quy hoạch điện lực quốc gia và Quy hoạch điện lực tỉnh, thành phố đã thực sự trở thành công cụ hữu hiệu để quản lý đầu tư ngành điện, đảm bảo đáp ứng đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội và bảo đảm an ninh quốc phòng của đất nước.

Song song với công tác lập Quy hoạch phát triển điện lực các cấp, công tác triển khai quy hoạch cũng đã được quan tâm chỉ đạo. Ban Chỉ đạo nhà nước về quy hoạch điện phát triển điện lực quốc gia được thành lập năm 2011, Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực được thành lập năm 2016 để triển khai các quy hoạch điện. Đối với các địa phương, thông qua đầu mối quản lý là Sở Công Thương, các Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh đã thực sự đóng một vai trò quan trọng trong việc xây dựng cơ sở hạ tầng, thu hút đầu tư, đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội của từng địa phương.

2. Công tác đầu tư xây dựng hạ tầng cung cấp điện đã có sự phát triển mạnh mẽ, là điều kiện quan trọng cho việc đảm bảo an ninh cung ứng điện.

3. Chính phủ đã ban hành nhiều cơ chế chính sách điều chỉnh giá điện theo cơ chế thị trường, tạo điều kiện để ngành điện từng bước tự chủ về tài chính, có đủ năng lực cho đầu tư phát triển.

4. Công tác kinh doanh điện năng và dịch vụ khách hàng đã được cải thiện căn bản cả về chất lượng điện và dịch vụ khách hàng.

5. Tồn thắt điện năng và tiết kiệm điện đã đạt được những kết quả quan trọng, góp phần không nhỏ vào việc đảm bảo cung ứng điện.

6. Thị trường điện cạnh tranh đã được hình thành, phát triển và ngày càng hoàn thiện, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động của ngành điện.

7. Thực hiện Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện (DSM) đã góp phần giảm tăng trưởng nhu cầu phụ tải điện, qua đó góp phần đảm bảo cân bằng cung cầu, từng bước nâng cao chất lượng cung cấp điện và độ tin cậy cung cấp điện.

8. Công tác bảo vệ tài nguyên và môi trường trong phát triển điện lực đã được chú trọng.

Trong giai đoạn 2011 – 2020, về cơ bản hệ thống điện đảm bảo cung cấp điện phục vụ phát triển kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng:

- Phụ tải tăng trưởng sát với dự báo tại QHĐ VII điều chỉnh. Năm 2019, tổng

sản lượng điện thương phẩm đạt 97,8% so với dự báo phụ tải.

- Xây dựng nguồn điện đạt 93,7% tổng công suất đặt so với Quy hoạch cho giai đoạn 2016-2020, nhưng cơ cấu xây dựng lại khác biệt: các nguồn nhiệt điện chỉ đạt 57,6%, trong khi các nguồn NLTT lại vượt mức tới 205%. Điều này sẽ gây nguy cơ thiếu điện trong ngắn hạn do chậm tiến độ các nguồn nhiệt điện.
- Xây dựng lưới điện theo số liệu dự kiến năm 2020 đạt khá cao (trên 80% đối với lưới điện 220kV; lưới điện 500kV về đường dây đạt được 72,2%, trạm 500kV đạt 88%). Tuy nhiên, khối lượng lưới truyền tải hoàn thành dồn vào năm cuối khá lớn.

2.6.2. Tồn tại, hạn chế và nguyên nhân

2.6.2.1. Các tồn tại, hạn chế

a. Tồn tại trong công tác xây dựng quy hoạch và triển khai quy hoạch điện

Bên cạnh những thành tựu đã nêu, trong công tác quy hoạch cũng còn một số vấn đề còn tồn tại, hạn chế, cụ thể:

- Tính đồng bộ của các quy hoạch: Quy hoạch phát triển điện lực có tính hệ thống rất cao. Quy hoạch phát triển điện lực có liên quan tới nhiều quy hoạch của các ngành như Than, Dầu - khí, Năng lượng tái tạo, Quy hoạch phát triển kinh tế xã hội, Quy hoạch giao thông, Quy hoạch không gian đô thị, Quy hoạch phát triển công nghiệp, Trên thực tế, việc đồng bộ hóa các quy hoạch này khó khăn do thời điểm xây dựng các quy hoạch thường không trùng khớp nhau.

- Các số liệu phục vụ quy hoạch chưa hoàn toàn đầy đủ, thiếu đồng bộ dẫn tới các kết quả dự báo, tính toán chưa chính xác.

- Công tác thẩm định, phê duyệt quy hoạch kéo dài dẫn tới thời gian thực hiện quy hoạch sau phê duyệt bị rút ngắn.

- Công tác quản lý quy hoạch trong giai đoạn vừa qua có những thời điểm còn khó khăn trong việc điều chỉnh kịp thời. Do tốc độ phát triển phụ tải của Việt Nam tăng trưởng bình quân trên 10%/năm nên nhu cầu xây dựng nguồn điện, lưới điện để đáp ứng phụ tải là rất lớn. Trong giai đoạn vừa qua, có nhiều biến động lớn như: không xây dựng nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận; việc xây dựng các nhà máy nhiệt điện than gấp nhiều khó khăn do các vấn đề về cẩm vận, các vấn đề về thu xếp vốn, các vấn đề về giải phóng mặt bằng, các vấn đề về môi trường; sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn năng lượng tái tạo sau các quyết định trợ giá cho phát triển năng lượng tái tạo của Chính phủ. Trước những biến động như vậy, Bộ Công Thương đã chỉ đạo thực hiện những nghiên cứu, tính toán, đề xuất những giải pháp để đảm bảo cung ứng điện cho đất nước, như: bổ sung nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 3,4 sử dụng khí hóa lỏng LNG; bổ sung nhà máy nhiệt điện An Khánh Bắc Giang, các nhà máy điện gió, điện mặt trời; bổ sung

đường dây 500kV Vũng Áng - Đốc Sỏi - Pleiku 2; tăng cường công tác kiểm tra, đôn đốc các nhà thầu để đảm bảo tiến độ của các nhà máy điện, Những giải pháp nêu trên đã cẩn bản đáp ứng được nhu cầu điện cho phát triển kinh tế xã hội của đất nước. Tuy vậy, có những thời điểm, công tác quản lý quy hoạch còn chưa đáp ứng kịp thời theo tiến độ mong muốn của các chủ đầu tư dự án, đặc biệt là các dự án nguồn điện năng lượng mặt trời và năng lượng gió. Thiếu sót này cũng có những nguyên nhân khách quan do các nguồn năng lượng nêu trên đều là các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, lần đầu tiên xuất hiện với số lượng lớn tại Việt Nam nên cần tính toán chi tiết khả năng hấp thụ của hệ thống điện.Thêm vào đó, việc phát triển các nguồn năng lượng tái tạo nêu trên cũng cần có lộ trình phù hợp để đảm bảo hiệu quả chung của hệ thống điện (do nguồn NLTT có giá thành còn cao); đồng thời cần đánh giá cả các vấn đề môi trường của các dự án: đáng giá việc sử dụng đất của dự án, các vấn đề về thu gom, xử lý chất thải như các tấm pin mặt trời, ác quy, Bộ Công Thương đang khẩn trương phối hợp với EVN, các tổ chức và chuyên gia quốc tế, các đơn vị tư vấn và nghiên cứu của Việt Nam để từng bước giải quyết các vấn đề nêu trên.

- Để đáp ứng được nhu cầu phụ tải với mức độ tăng trưởng trên 10%/năm, Quy hoạch điện cần thường xuyên cập nhật, điều chỉnh. Quy hoạch điện trong thời kỳ vừa qua mang tính "cứng" khá cao. Tại Quy hoạch đã xác định cả quy mô, thời điểm vận hành và chủ đầu tư của từng công trình điện lực cụ thể. Thuận lợi của quy hoạch là đã xác định chuẩn xác khối lượng và chủ đầu tư dự án. Nhưng mặt không thuận lợi là thiếu tính linh hoạt trong triển khai. Nếu có vướng mắc xảy ra dẫn đến phải thay đổi quy mô, thời điểm vận hành, chủ đầu tư thì lại phải mất thời gian điều chỉnh quy hoạch. Trong văn bản phê duyệt Nhiệm vụ của QHĐ VIII, Chính phủ đã chỉ đạo thực hiện Quy hoạch điện VIII theo hướng quy hoạch "mềm", chỉ xác định danh mục của các công trình trọng điểm quốc gia, xác định nhu cầu và phân bổ không gian của các công trình điện lực, từ đó tăng tính linh hoạt trong thực hiện quy hoạch.

b. Tồn tại trong phát triển nguồn điện

Các dự án nguồn điện, đặc biệt là các dự án ngoài EVN thường bị chậm so với quy hoạch, kế hoạch ảnh hưởng nghiêm trọng tới việc đảm bảo cung ứng điện trong thời gian tới

Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, giai đoạn 2016-2030 có tổng cộng 116 dự án nguồn điện cần được đầu tư và đưa vào vận hành (chưa bao gồm các dự án NLTT). Sau gần 3 năm thực hiện, nhiều dự án đã không được thực hiện do đề xuất, kiến nghị của địa phương như: các dự án điện than ở Bạc Liêu, Quảng Ninh, Hà Tĩnh, trong khi nhiều địa phương khác đề nghị bổ sung các trung tâm điện khí mới như Bạc Liêu, Bà Rịa Vũng Tàu, Ninh Thuận. Hầu hết các dự án BOT do nước ngoài thực hiện đều bị chậm so với tiến độ trong Quy hoạch, nhiều dự án đang thi công cũng bị chậm tiến độ như Long Phú 1, Sông Hậu 1, Thái Bình 2. Theo kết quả rà soát mới đây, tổng công suất

các dự án điện có thể đưa vào vận hành trong giai đoạn 2016-2020 chỉ đạt 15.500 MW/21.650 MW (đạt gần 72%). Việc chậm tiến độ các dự án điện hoặc các dự án không được triển khai theo quy hoạch đang tạo ra các khó khăn, thách thức lớn trong việc đảm bảo cung ứng điện trong thời gian tới.

Việc không tuân thủ nghiêm túc Quy hoạch phát triển điện lực đã làm cho hệ thống điện phát triển mất cân đối, ảnh hưởng lớn tới độ tin cậy, ổn định và hiệu quả của ngành điện:

Trong Quy hoạch điện quốc gia đã chỉ rõ danh mục các dự án được đầu tư theo từng năm, đảm bảo cân đối cung cầu điện trên từng vùng miền, ưu tiên các dự án gần tâm phụ tải để tăng cường an ninh cung cấp, giảm chi phí đầu tư lưới và giảm tổn thất truyền tải. Nhưng thực tế chỉ phần lớn các dự án của EVN tuân theo các tiêu chí nói trên, còn nhiều dự án thuộc các nhà đầu tư khác hoặc gấp khó khăn đối với các dự án đã đăng ký (vốn rát cần vào đúng tiến độ), hoặc lại xin cơ chế để đẩy nhanh các dự án nguồn điện ở các năm sau, chưa cần ưu tiên. Thực tế như vậy dẫn đến các vấn đề về tăng khói lượng, chiều dài truyền tải, nghẽn mạch, mất an toàn cấp điện. Việc đầu tư dàn trải, chưa ưu tiên đúng mức những dự án trọng tâm dẫn đến các yếu tố bất lợi trong quản lý triển khai các dự án kể cả phía chủ đầu tư, ban quản lý dự án, các đơn vị tư vấn và nhà thầu thi công, kéo theo việc chậm tiến độ. Theo đánh giá, trong giai đoạn sắp tới, hầu như chỉ có các dự án do EVN triển khai có thể đáp ứng tiến độ, các chủ đầu tư nguồn điện khác, đặc biệt là các nguồn điện BOT hầu hết đều chậm.

c. Tồn tại trong phát triển lưới điện

Thủ tục điều chỉnh, bổ sung quy hoạch khó khăn, phức tạp và mất nhiều thời gian. Đặc biệt khi các quy định của Luật Quy hoạch áp dụng, đã và sẽ ảnh hưởng đến tiến độ triển khai các dự án lưới điện truyền tải.

Khó khăn vướng mắc trong công tác bồi thường, giải phóng mặt bằng: Đây là khó khăn vướng mắc lớn nhất và ảnh hưởng rất lớn đối với quá trình triển khai các dự án lưới điện truyền tải trong thời gian qua, xuất phát từ nhiều nguyên nhân: (i) Do chế độ chính sách của nhà nước còn nhiều bất cập, đơn giá bồi thường chưa phù hợp, chưa thống nhất giữa nhiều địa phương dẫn đến dân không chấp thuận và thời gian xử lý bị kéo dài; (ii) Do ý thức của người dân chống đối, không hợp tác và tuân thủ theo pháp luật; (iii) Do chính quyền địa phương chưa thực sự tích cực trong công tác BTGPMB đối với các dự án lưới điện truyền tải trên địa bàn. (iv) Do công tác quản lý đất đai ở một số địa phương còn nhiều hạn chế, đặc biệt là đối với khu vực vùng sâu vùng xa, làm ảnh hưởng đến công tác xác định nguồn gốc đất, gây tranh chấp khiếu kiện kéo dài; Đơn giá bồi thường còn bất cập, đặc biệt đối với khu vực giáp ranh giữa các tỉnh. Không có quy định đối với diện tích đất mượn tạm thi công, dẫn tới người dân có những đòi hỏi chi phí đền bù vô lý.

Khó khăn vướng mắc trong việc thỏa thuận vị trí trạm biến áp (TBA) và tuyến đường dây (ĐZ) truyền tải điện với các chính quyền địa phương: Hiện tại EVN đã gặp rất nhiều khó khăn trong việc thỏa thuận địa điểm, vị trí TBA và tuyến ĐZ đối với các chính quyền địa phương, đặc biệt đối với địa phương có quỹ đất hạn chế dẫn đến quá trình thỏa thuận bị kéo dài. Còn có sự không đồng bộ và chồng lấn giữa các quy hoạch (phát triển điện lực, phát triển cơ sở hạ tầng, khu công nghiệp, du lịch...) dẫn đến nhiều dự án điện đã được chính quyền thỏa thuận phải điều chỉnh, thay đổi hướng tuyến dẫn đến thời gian kéo dài và chậm tiến độ triển khai dự án.

Khó khăn vướng mắc trong thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư các dự án nhóm A: Theo quy định đối với thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư đối với các dự án ĐTXD nhóm A có TMĐT dưới mức Thủ tướng Chính phủ phê duyệt (dưới 5.000 tỷ) phải được chính quyền địa phương nơi đặt trụ sở của đơn vị thực hiện dự án hoặc nơi có dự án lưới điện truyền tải đi qua quyết định chủ trương đầu tư. Quy định này sẽ khó khăn đối với việc quyết định chủ trương đầu tư đối với các dự án đường dây truyền tải điện đi qua nhiều tỉnh/ thành phố do một tỉnh/TP khó có thể đưa ra quyết định chủ trương đầu tư đối với một dự án đi qua các tỉnh/thành phố khác.

Khó khăn vướng mắc trong chuyển đổi đất rừng để thực hiện các dự án lưới điện truyền tải: Theo quy định, các dự án lưới điện truyền tải đi qua rừng tự nhiên phải được Chính phủ quyết định chuyển đổi đất rừng sang mục đích sử dụng cho công trình lưới điện truyền tải. Các thủ tục, trình tự để chuyển đổi đất rừng hết sức phức tạp, thời gian kéo dài và qua nhiều cấp và bộ, ngành (Bộ NN&PTNN, TNMT, CT, QP, VPCP...) nên đã ảnh hưởng rất lớn đến tiến độ triển khai nhiều dự án ĐTXD trọng điểm của EVNNPT trong thời gian qua (ĐZ 500kV đấu nối NMNĐ Nghi Sơn 2, ĐZ 220kV Nha Trang - Tháp Chàm, ĐZ 220kV Huội Quảng - Nghĩa Lộ - Việt Trì....

d. Tồn tại trong phát triển Năng lượng tái tạo

- Rào cản về cơ chế bù giá:

Giá điện từ nguồn NLTT hiện cao hơn so với nguồn điện từ nguồn năng lượng truyền thống (nhiệt điện, thủy điện lớn, ...). Tập đoàn Điện lực Việt Nam đang được nhà nước giao thực hiện mua toàn bộ sản lượng điện từ các dự án điện năng lượng tái tạo với mức giá do nhà nước quy định. Như vậy, Tập đoàn Điện lực Việt Nam đang thực hiện chức năng thay nhà nước, chi phí bù giá cho năng lượng tái tạo đang được hòa chung với chi phí của ngành điện, chưa tách rõ ràng trong hóa đơn tiền điện. Khi tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng lên thì thành phần bù giá sẽ ngày càng tăng và ảnh hưởng lớn đến chi phí giá thành ngành điện.

- Rào cản về kỹ thuật:

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

tiêu thụ tại chỗ nhỏ), hệ thống lưới điện chưa đáp ứng yêu cầu về truyền tải công suất. Trong hệ thống điện có tích hợp số lượng lớn các nguồn điện không ổn định như gió và mặt trời cần phải xây dựng nguồn điện dự phòng lớn gây lãng phí đầu tư trên lưới. Việc nghiên cứu, xây dựng và vận hành các thiết bị tích trữ điện năng; xây dựng các hệ thống lưới điện thông minh, xây dựng hệ thống dự báo thời tiết, khí tượng theo thời gian thực; các vấn đề về điều khiển trào lưu công suất, điều khiển điện áp; tàn số, triệt tiêu sóng hài trong hệ thống có tỷ trọng lớn năng lượng tái tạo, ... vẫn chưa đáp ứng đòi hỏi thực tế. Trong thời gian qua, tiến độ xây dựng một số công trình lưới điện để đảm bảo giải tỏa công suất các nhà máy điện gió, điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch tại những tỉnh có tiềm năng lớn về điện gió, điện mặt trời như Ninh Thuận, Bình Thuận, ... còn chậm. Việc bổ sung quy hoạch các dự án mới tại các khu vực có khả năng đầy/quá tải khó khăn.

- Rào cản về tài chính:

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

2.6.2.2. Các nguyên nhân chủ yếu

- Định hướng quy hoạch phát triển điện còn chưa được thực hiện một cách xuyên suốt, có những điều chỉnh tác động khá lớn đến vấn đề cung - cầu điện (một số đề nghị thay đổi quy hoạch, đề nghị thay đổi quy hoạch phát triển điện hạt nhân Ninh Thuận, thay đổi về chính sách phát triển năng lượng tái tạo, ...).

- Chưa có cơ chế đầu thầu để thu xếp vốn đầu tư cho ngành điện khiến ngành điện thiếu vốn đầu tư.

- Chưa có chế tài ràng buộc trách nhiệm của các chủ đầu tư khi thực hiện chậm trễ các dự án quan trọng (đối với cả doanh nghiệp nhà nước, tư nhân, doanh nghiệp nước ngoài),

- Sự phối hợp của các địa phương trong công tác triển khai các dự án điện chưa đồng bộ, thiếu quyết liệt, một số trường hợp các địa phương trước đây đã phê duyệt quy hoạch sau lại thay đổi khiến quy hoạch điện bị phá vỡ.

- Công tác quản lý nhà nước trong quá trình đầu tư, xây dựng còn bất cập; quy định của pháp luật còn chồng chéo, không rõ ràng; thiếu cơ chế đặc thù cho phát triển ngành điện; thiếu quy trình thủ tục; thời gian triển khai dự án kéo dài, hiệu quả suy giảm.

- Kế hoạch, tiến độ thực hiện, xác định nguồn lực một số dự án điện chưa rõ ràng. Năng lực của các nhà đầu tư cũng như nhà thầu trong nước còn hạn chế cả về tài chính và kỹ thuật.

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

- Nguyên nhân khách quan do lệnh cấm vận (Dự án NMNĐ Long Phú I, Nhà thầu bị cấm vận bởi Chính phủ Mỹ).

- Cơ chế giá điện thiếu đột phá, chậm thay đổi, chưa có giá điện hai thành phần, giá mua điện theo miền, theo khu vực để đưa ra tín hiệu định hướng đầu tư và phát triển phụ tải.

- Nội địa hóa các vật tư, thiết bị ngành điện chưa đạt yêu cầu

- Công tác đền bù GPMB các dự án điện vẫn còn gặp nhiều khó khăn và có xu hướng phức tạp ảnh hưởng đến tiến độ thi công các công trình, 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. Một số công trình lưới điện quan trọng chưa thể đưa vào vận hành hoặc chưa thể khởi công năm 2019 do vướng mắc trong công tác bồi thường giải phóng mặt bằng nhất là tại các thành phố lớn; vướng mắc liên quan chuyển đổi đất rừng, thủ tục đầu tư qua nhiều bước thời gian kéo dài. Trong đó: một số công trình vướng mắc GPMB kéo dài (như: ĐD 220kV đầu nối sau các trạm 500kV Phố Nối, Việt Trì, Lưu Xá), vướng mắc chuyển đổi mục đích sử dụng đất rừng (như các dự án: TBA 220kV Nghĩa Lộ và ĐD 220kV Nghĩa Lộ - 500kV Việt Trì, ĐD 220kV Huội Quảng - Nghĩa Lộ, Nha Trang – Tháp Chàm,...). Đặc biệt một số công trình trọng điểm đồng bộ nguồn điện BOT bị chậm tiến độ (ĐD 500kV đầu nối các NMNĐ Nghi Sơn 2, Vân Phong 1, Hải Dương).

- Công tác quản lý đất đai ở một số địa phương còn nhiều hạn chế, đặc biệt là đối với khu vực vùng sâu vùng xa, làm ảnh hưởng đến công tác xác định nguồn gốc đất, gây tranh chấp khiếu kiện kéo dài; Đơn giá bồi thường còn bất cập, đặc biệt đối với khu vực giáp ranh giữa các tỉnh. Không có quy định đối với diện tích đất mượn tạm thi công, dẫn tới người dân có những đòi hỏi chi phí đền bù vô lý

2.6.2.3. Các bài học kinh nghiệm

- Thực tế phát triển KTXH, phát triển công nghệ, phát triển điện lực có nhiều biến động lớn. Cần đề xuất nhiều kịch bản để đánh giá hết các tác động.

- Có Quy hoạch và định hướng thực hiện một cách xuyên suốt, dài hơi. Có lộ trình cụ thể, chi tiết, có tín hiệu rõ ràng, xuyên suốt đối với nhà đầu tư

- Kiên quyết thực hiện nguyên tắc giá điện phải tính đúng, tính đủ chi phí và có lợi nhuận hợp lý để khuyến khích nhà đầu tư.

- Quy hoạch điện mang tính "mềm" hơn, chỉ nêu danh mục những công trình điện quan trọng, những dự án đã chuẩn xác, tạo tính linh hoạt trong thực hiện

- Độ trễ trong đầu tư lưới điện khá lớn nên xem xét sớm chủ trương đầu tư các dự án lưới điện từ 2-3 năm.

CHƯƠNG 3. TỔNG QUAN VỀ TÌNH HÌNH KINH TẾ - XÃ HỘI VÀ HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Tốc độ tăng trưởng kinh tế được duy trì ở mức độ khá cao. Giai đoạn 2011 - 2015, tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm trong nước (GDP) đạt bình quân 5,9%/năm, giai đoạn 2016 - 2019 tăng trưởng đạt 6,8%/năm, năm 2020 do dịch bệnh Covid-19 tốc độ tăng trưởng ước đạt trên 2%¹, bình quân giai đoạn 2016 - 2020 đạt khoảng 5,9%/năm. Tính chung cả thời kỳ Chiến lược 2011 - 2020, tăng trưởng GDP dự kiến đạt khoảng 5,9%/năm, thuộc nhóm các nước tăng trưởng cao trong khu vực và trên thế giới². Quy mô GDP tăng gấp 2,4 lần, từ 116 tỉ USD năm 2010 lên 268,4 tỉ USD vào năm 2020. Xu hướng chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế là tích cực khi tỷ trọng trong GDP của ngành nông lâm ngư nghiệp theo xu hướng giảm -3,8% giai đoạn 2011 – 2020, trong khi tỷ trọng của công nghiệp chế biến, chế tạo đã tăng từ bình quân 13,0% giai đoạn 2011 – 2015 lên 16,5% năm 2019.

Trong kịch bản tăng trưởng trung bình (kịch bản cơ sở), tốc độ tăng trưởng GDP trung bình trong giai đoạn 2021 – 2025 dự báo đạt 6,8 %/năm và 6,4%/năm giai đoạn 2026 – 2030. Dự báo cho từng miền, miền Bắc có tốc độ tăng trưởng cao nhất, sau đó đến miền Trung và miền Nam.

Bảng 1: Tổng hợp dự báo tăng trưởng GDP toàn quốc và các miền

Giai đoạn	Toàn quốc	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
2021 – 2025	6,77	7,05	6,76	6,52
2026 – 2030	6,42	6,70	6,41	6,17
2031 – 2035	6,00	6,27	5,99	5,75
2036 – 2040	5,57	5,83	5,56	5,31
2041 – 2045	5,49	5,75	5,48	5,23

Nguồn: Nhóm chuyên gia Viện Chiến lược phát triển – Bộ KH&ĐT

Thách thức hàng đầu đối với Chương trình phát triển Điện lực Quốc gia là trữ lượng và khả năng cung cấp năng lượng trong nước hạn chế và và nhu cầu nhập khẩu

¹ Các số liệu nêu trong phần đánh giá tình hình sẽ được cập nhật trong quá trình hoàn thiện dự thảo Báo cáo.

² Theo số liệu của Ngân hàng Thế giới và Cơ quan Thông kê Liên hợp quốc, tăng trưởng của Việt Nam trong giai đoạn 2011 - 2017 cao hơn mức bình quân của nhóm nước có thu nhập trung bình thấp (5,4%) và các nước Đông Nam Á (5%).

năng lượng gia tăng; Hiệu suất sử dụng năng lượng ở cả phía cung và phía cầu còn thấp. Mức giá năng lượng/diện còn thấp khiến mối quan tâm đầu tư vào các công nghệ sử dụng năng lượng hiệu quả chưa cao. Về mặt tài chính, nhu cầu vốn cho phát triển năng lượng lớn trong khi thị trường năng lượng mới ở giai đoạn đầu, dẫn tới tính cạnh tranh và hiệu quả còn thấp.

Kế hoạch kết nối lưới điện truyền tải cả khu vực ASEAN, gọi tắt là APG (ASEAN Power Grid) được các lãnh đạo ASEAN nhất trí vào năm 2017, với mục tiêu tăng cường trao đổi mua bán điện, thúc đẩy sử dụng nguồn năng lượng sạch, tối ưu hóa đầu tư trong ngành điện và tạo điều kiện cho dân cư ở các khu vực nông thôn, vùng cao biên giới có thể tiếp cận điện năng. Tuy nhiên hiện nay mới được thực hiện ở cấp độ song phương. Trong khuôn khổ chương trình Hội nghị Bộ trưởng Kinh tế ASEAN lần thứ 52 vào cuối tháng 8 năm 2020, các quốc gia đã thống nhất tái khởi động lại tiến trình kết nối lưới truyền tải khu vực.

Phân tích tổng quan hệ thống năng lượng Việt Nam giai đoạn 2011-2019 cho thấy, tăng trưởng cung NLSC tăng 6,48%, sự gia tăng chủ yếu là than (chủ yếu cho sản xuất điện), xấp xỉ 13,3%/năm trong giai đoạn 2011-2019. Than nhập khẩu chủ yếu cho sản xuất điện, điều này khiến cho lượng phát thải gia tăng. Kể từ 2015, Việt Nam chính thức trở thành quốc gia nhập khẩu tịnh năng lượng.

Về tổng quan nhu cầu năng lượng, các nghiên cứu quốc tế và cả Việt Nam đều cho thấy ảnh hưởng của biến đổi khí hậu và nước biển dâng đối với nhu cầu tiêu thụ điện, đặc biệt là nhiệt độ. Một nghiên cứu của Viện Năng lượng đã chỉ ra rằng khi nhiệt độ tăng $0,3^{\circ}\text{C}$, nhu cầu điện cho gia dụng tăng tương ứng là 3%, ở khu vực thương mại nhu cầu điện tăng tương ứng 0,9%, còn khu vực công nghiệp, nhu cầu điện tăng tương ứng 0,6%.

3.1. TỔNG QUAN TÌNH HÌNH KINH TẾ - XÃ HỘI CỦA VIỆT NAM

3.1.1. Đặc điểm địa lý, khí hậu, thủy văn

Việt Nam nằm trong vùng Đông Nam Á, phần lãnh thổ đất liền có tọa độ từ 8°27' đến 23°23' vĩ Bắc, 102°8' đến 109°30' kinh Đông, phía Bắc giáp Trung Quốc, phía Tây giáp Lào và Căm-pu-chia; phía Đông, Nam và Tây Nam là Biển Đông. Việt Nam có vùng biển rộng khoảng một triệu km² bao gồm hai quần đảo Hoàng Sa và Trường Sa cùng với hơn 3.000 hòn đảo lớn nhỏ ven bờ biển. Lãnh thổ đất liền Việt Nam hình chữ S có diện tích khoảng 331.051,4 km². Thủ đô Hà Nội là trung tâm chính trị, văn hóa, khoa học và giáo dục. Việt Nam có khí hậu nhiệt đới gió mùa. Nhiệt độ trung bình năm cao nhất là 27,7°C và thấp nhất là 12,8°C. Lượng mưa trung bình năm phổ biến từ 1.400-2.400 mm. Theo “Kịch bản biến đổi khí hậu, nước biển dâng cho Việt Nam” công bố năm 2012, vào cuối thế kỷ 21, theo kịch bản phát thải trung bình, nhiệt độ trung bình năm tăng từ 2-3°C, lượng mưa năm tăng phổ biến từ 2-7%, nước biển dâng trung bình khoảng từ 57-73 cm.

Việt Nam có hơn 2.360 con sông với chiều dài trên 10 km, trong đó có 109 sông chính và 13 hệ thống sông lớn với diện tích trên 10.000 km². Tổng lượng nước mặt của các lưu vực sông trên toàn lãnh thổ đạt khoảng 830-840 tỷ m³/năm. Tổng trữ lượng tiềm năng nước dưới đất có thể khai thác của Việt Nam khoảng 63 tỷ m³/năm.

Trên cơ sở các điều kiện tự nhiên và xã hội, các mối quan hệ kinh tế truyền thống, Việt Nam có thể chia là 6 vùng sinh thái, diện tích đất sử dụng theo các vùng sinh thái trong bảng sau:

Bảng 3.1: Các vùng sinh thái ở Việt Nam

TT	Vùng	Diện tích tự nhiên (km ²)	Tỷ lệ đất sử dụng cho các cụm, %				
			Nông nghiệp	Lâm nghiệp	Chuyên dùng	Đất ở	Tổng
1	Đồng bằng sông Hồng	21060,0	37,7	21,9	13,8	6,3	100
2	Trung du và miền núi phía Bắc	95266,8	15,0	54,8	2,9	1,1	100
3	Bắc Trung Bộ và duyên hải miền Trung	95832,4	18,4	53,8	4,8	1,8	100
4	Tây Nguyên	54641,0	30,5	56,4	2,9	0,6	100
5	Đông Nam Bộ	23590,7	59,0	21,6	8,6	2,7	100
6	Đồng bằng sông Cửu Long	40567,0	63,0	8,2	6,0	2,8	100
	Toàn quốc	330966,9	29,0	44,6	4,9	1,9	100

Nguồn: Các niêm giám thống kê

3.1.2. Đánh giá hiện trạng phát triển kinh tế, các chỉ tiêu kinh tế - xã hội của Việt Nam giai đoạn 2011 - 2020:

3.1.2.1. Tăng trưởng kinh tế, quy mô nền kinh tế và thu nhập bình quân đầu người

Kinh tế tăng trưởng từng bước vững chắc và ngày càng được cải thiện, quy mô kinh tế ngày càng mở rộng, các cân đối lớn của nền kinh tế được bảo đảm.

Tốc độ tăng tổng sản phẩm trong nước (GDP) giai đoạn 2016 - 2019 đạt khá cao, ở mức bình quân 6,8%. Mặc dù năm 2020 kinh tế chịu ảnh hưởng nặng nề của dịch bệnh Covid-19 nhưng tốc độ tăng trưởng bình quân 5 năm 2016 - 2020 ước đạt khoảng 5,9%³ và thuộc nhóm các nước tăng trưởng cao nhất khu vực, thế giới. Trong đó, khu vực công nghiệp, xây dựng và dịch vụ tiếp tục giữ vai trò dẫn dắt, đóng góp chủ yếu vào mức tăng trưởng chung. Tốc độ tăng bình quân giai đoạn 2016 - 2020 của khu vực công nghiệp và xây dựng ước đạt khoảng 7,3% và của khu vực dịch vụ đạt khoảng 6,0%; tỉ trọng khu vực công nghiệp và dịch vụ (bao gồm xây dựng) theo giá cơ bản trong GDP tăng từ mức 73% năm 2015 lên khoảng 75,4% năm 2020⁴. Quy mô GDP tiếp tục được mở rộng, đến năm 2020 ước đạt 268,4 tỉ USD, tăng khoảng 1,4 lần so với năm 2015. Các cân đối lớn của nền kinh tế về tích luỹ - tiêu dùng, tiết kiệm - đầu tư, năng lượng, lương thực, lao động - việc làm,... tiếp tục được bảo đảm, góp phần củng cố vững chắc nền tảng kinh tế vĩ mô. Tỉ lệ tích luỹ tài sản so với GDP theo giá hiện hành ước đến năm 2020 khoảng 26,7%.

Bảng 3.2: Tốc độ tăng trưởng kinh tế Việt Nam giai đoạn 2011 – 2020, đơn vị %

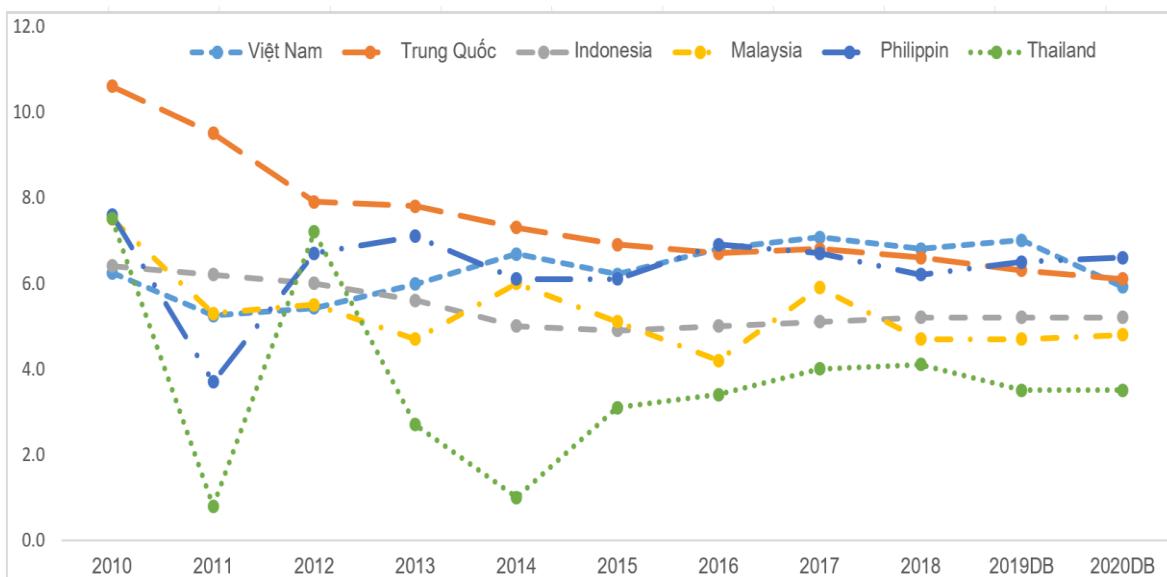
Chỉ tiêu	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	DB 2020
Tổng GDP	6,2	5,2	5,4	6,0	6,7	6,2	6,8	7,1	7,0	2,6
Nông, lâm, thuỷ sản	4,2	2,9	2,6	3,4	2,4	1,4	2,9	3,8	2,0	3,6
CN-XD	7,6	7,4	5,1	6,4	9,6	7,6	8,0	8,9	8,9	8,3
Dịch vụ	7,5	6,7	6,7	6,2	6,3	7,0	7,4	7,0	7,3	7,3
Thuế trừ trợ cấp	2,1	-1,6	6,4	7,9	5,5	6,4	6,3	6,1	6,5	-32,3

Nguồn: Các niên giám thống kê và dự báo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

³ Tốc độ tăng trưởng GDP năm 2020 ước đạt trên 2%, phần đầu đạt khoảng 3%. Các số liệu nêu trong phần đánh giá tình hình sẽ được cập nhật trong quá trình hoàn thiện dự thảo Báo cáo.

⁴ Nếu tính theo giá sản xuất, tỉ trọng khu vực công nghiệp và dịch vụ (bao gồm xây dựng và thuế sản phẩm trừ trợ cấp) tăng từ mức 82,6% năm 2015 lên khoảng trên 85% năm 2020, đạt mục tiêu kế hoạch đề ra (85%).

Mặc dù tốc độ tăng trưởng kinh tế giảm so với giai đoạn 2001 – 2010 nhưng tăng trưởng kinh tế của Việt Nam vẫn được các tổ chức quốc tế đánh giá rất cao. So sánh với các nước trên thế giới, **tăng trưởng của Việt Nam cao hơn hầu hết các nước trong khu vực ASEAN, bình quân của thế giới và bình quân của nhóm nước mới nổi và đang phát triển.** Kinh tế Trung Quốc đạt tốc độ tăng trưởng rất cao trong giai đoạn 2011 – 2015 nhưng quốc gia này đang bước vào giai đoạn giảm tốc độ tăng trưởng trong khi đó Việt Nam hiện duy trì được tốc độ tăng trưởng trên 6,5%/năm, đưa Việt Nam trở thành quốc gia tăng trưởng cao ở Châu Á.



Hình 3.1: So sánh tăng trưởng kinh tế Việt Nam giai đoạn 2011 – 2020 với một số quốc gia trên thế giới, %

Nguồn: Các niên giám thống kê, dự báo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư và số liệu quốc tế của Quỹ Tiền tệ quốc tế.

Theo kịch bản dự báo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, quy mô nền kinh tế vào năm 2020 được tính bằng GDP theo giá so sánh 2010 có khả năng đạt mức tăng 1,85 lần so với năm 2010, thấp hơn mục tiêu “tăng 2,2 lần” của Chiến lược. Tuy nhiên, nếu tính theo USD giá hiện hành, quy mô nền kinh tế Việt Nam vào năm 2020 được dự báo đạt hơn 290 tỉ USD, tăng 2,6 lần so với năm 2010, đạt tốc độ tăng bình quân hơn 10,1%/năm⁵.

Tốc độ tăng khá nhanh của quy mô kinh tế tính theo USD giá hiện hành là một lợi thế lớn của kinh tế Việt Nam. Xếp hạng năng lực cạnh tranh quốc gia hàng năm của Diễn đàn kinh tế thế giới cho thấy quy mô thị trường là một trong những ưu điểm của năng lực cạnh tranh của Việt Nam, xếp hạng trụ cột này của Việt Nam luôn

⁵ Theo công bố của Ngân hàng thế giới, quy mô nền kinh tế Việt Nam năm 2018 đạt gần 244,95 tỉ USD, đứng thứ 45 thế giới và đứng thứ 6 khu vực Đông Nam Á.

giữ vị trí cao nhất trong 12 trụ cột của năng lực cạnh tranh quốc gia. Năm 2019, Việt Nam được xếp hạng 26/141 quốc gia về trụ cột quy mô thị trường.

Tốc độ tăng trưởng tương đối cao đã cải thiện nhanh thu nhập bình quân đầu người của Việt Nam, đạt 3.442 USD/người năm 2019, dự báo đạt 3.490 USD/người năm 2020, tăng 2.217 USD so với năm 2010. Như vậy, sau 10 năm thu nhập bình quân đầu người đã tăng 2,74 lần.

Tuy nhiên, khoảng cách thu nhập bình quân đầu người so sánh với các nước trong khu vực vẫn còn rất xa và không dễ thu hẹp. Năm 2018, thu nhập bình quân đầu người của Việt Nam đạt 3.270 USD/người, thấp xa so với mức thu nhập bình quân của thế giới (hơn 10.000 USD/người). So sánh với các nước trong khu vực, Việt Nam cũng thấp hơn nhiều, thu nhập của người Việt Nam bằng 72,7% Philippin, bằng 53,6% Indonesia, bằng 31,6% Thái Lan, bằng 16,4% Malaysia và chưa bằng 5% Singapore.

Khả năng thu hẹp khoảng cách này là không đơn giản và sẽ mất rất nhiều năm. Theo số liệu của Ngân hàng thế giới, giai đoạn 2011 – 2017, thu nhập bình quân đầu người của Việt Nam tăng thêm được 1.032 USD, thấp hơn mức giá tăng của bình quân thế giới nhưng cao hơn một số nước ASEAN. Trong giai đoạn 2011 – 2017, thu nhập bình quân của thế giới đã tăng từ 9.525 USD năm 2010 lên 10.749 USD năm 2017, tương đương mức tăng thêm 1.223 USD. Trong khu vực ASEAN, Philippin là nước có khoảng cách thu nhập nhỏ nhất so với Việt Nam, đã tăng thêm 859 USD cùng giai đoạn, Indonesia và Malaysia đạt mức tăng tương đương là 733 USD và 880 USD, nhưng Thái Lan và Singapore đạt mức tăng là 1.520 USD và 11.145 USD, nói rộng khoảng cách so với tất cả các nước ASEAN khác. Mức độ gia tăng thu nhập của các nước phát triển trên thế giới cũng tương tự Singapore.

3.1.2.2. Chất lượng tăng trưởng

Chất lượng tăng trưởng đã dần được nâng cao, đóng góp của yếu tố năng suất tổng hợp (TFP) vào tăng trưởng ngày một lớn. Năng suất lao động có sự cải thiện đáng kể, đạt tốc độ tăng cao hàng đầu khu vực. Theo đánh giá của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, đóng góp của TFP vào tăng trưởng GDP đạt 33,58% giai đoạn 2011 – 2015, trong 3 năm đầu của giai đoạn 2016 – 2020 mức đóng góp tăng lên đáng kể, đạt 42,18%. Các báo cáo “Năng suất Việt Nam” được Viện Năng suất Việt Nam công bố cho thấy tăng trưởng TFP có xu hướng tăng dần, đóng góp vào tăng trưởng kinh tế tăng lên. Tính đến năm 2018, tăng trưởng TFP bình quân giai đoạn 2016 – 2018 đạt 2,90%; đóng góp 43,3% vào tăng trưởng. Theo đánh giá của Tổng cục Thống kê, đóng góp của năng suất các nhân tố tổng hợp (TFP) vào tăng trưởng GDP đạt 46,11% năm 2019, bình quân giai đoạn 2016-2019 đạt 44,46%, cao hơn nhiều so với mức bình quân 33,58% của giai đoạn 2011-2015.

Theo báo cáo “Đánh giá giữa kỳ thực hiện Nghị quyết số 24/2016/QH14 về Kế hoạch cơ cấu lại nền kinh tế giai đoạn 2016 – 2020”, **hệ số tiêu hao năng lượng được cải thiện đáng kể, năng lượng sạch, năng lượng tái tạo được chú trọng phát triển.** Tỷ suất điện năng để truyền tải và phân phối điện năm 2015 là 7,7%, vượt mục tiêu đề ra cho năm 2015 là khoảng 8% và kế hoạch năm 2020 giảm xuống dưới 6,5%.

Cường độ năng lượng có xu hướng giảm, năm 2007 cường độ năng lượng, bao gồm cả năng lượng phi thương mại là 414 kgOE/1000 USD giảm xuống còn 318 kgOE/1000 USD vào năm 2017. Tuy nhiên chỉ số tiêu thụ năng lượng trên đầu người không ngừng gia tăng, cho dù năng lượng phi thương mại liên tục giảm. Năm 2007 chỉ số này là 481 kgOE/người, tăng lên thành 583 kgOE/người vào năm 2017. Điều này được giải thích là do Việt Nam hiện là nước đang phát triển và đang trên con đường công nghiệp hóa, tăng trưởng dân số thấp cộng với việc tiếp cận các nguồn cung năng lượng ngày càng dễ dàng.

3.1.2.3. Năng suất lao động các ngành kinh tế

Theo Tổng cục thống kê, năng suất lao động của toàn nền kinh tế theo giá hiện hành năm 2019 đạt 110,4 triệu đồng/lao động. Tính theo giá so sánh năm 2010, năng suất lao động toàn nền kinh tế tăng bình quân giai đoạn 2011 – 2019 là 5,0%/năm (giai đoạn 2011 – 2015 tăng 4,3%/năm; giai đoạn 2016 – 2019 tăng 5,9%/năm).

Để so sánh quốc tế, mức năng suất lao động có thể được quy đổi thành đôla Mỹ tính theo sức mua tương đương (PPP) giá cố định 2011. Với thước đo này, Việt Nam đạt 11.142 USD vào năm 2018. So sánh năng suất lao động của Việt Nam và một số nước trong khu vực cho thấy Việt Nam năm 2018 chỉ bằng 1/14 của Singapore, 1/5 của Malaisia, 2/5 của Trung Quốc, 1/6 của Hàn Quốc, thậm chí thấp hơn của Lào và Myanmar. Tuy nhiên, nếu xem xét theo chuỗi thời gian, có thể thấy Việt Nam đã có những tiến triển nhất định trong cải thiện năng suất lao động, góp phần thu hẹp khoảng cách với một số nước.

Bảng 3.3: Khoảng cách năng suất lao động Việt Nam và một số quốc gia khu vực giai đoạn 1991 – 2018 (năng suất lao động tính theo \$ PPP giá cố định 2011)

	1991	2000	2010	2018	Năng suất LD năm 2018
Việt Nam	1	1	1	1	11.142
Singapore	23,34	21,68	17,76	13,68	152.418
Malaysia	9,37	8,16	6,55	5,27	58.687
Thái Lan	4,36	3,36	3,06	2,70	30.115
Indonesia	3,83	2,64	2,45	2,23	24.849
Philippines	3,43	2,28	1,84	1,79	19.918

	1991	2000	2010	2018	Năng suất LĐ năm 2018
Lào	1,24	1,12	1,11	1,15	12.810
Myanmar	0,50	0,54	1,04	1,19	13.251
Campuchia	1,15	0,62	0,59	0,62	6.963
Trung Quốc	0,92	1,29	2,20	2,65	29.499
Hàn Quốc	9,02	8,85	8,07	6,35	70.802

Nguồn: Số liệu WDI của Ngân hàng thế giới.

Hai yếu tố đóng góp vào tăng trưởng năng suất lao động là tăng trưởng trang bị vốn trên lao động và tăng trưởng TFP. Theo kết quả tính từ bảng trên, đóng góp của tăng trưởng TFP vào tăng trưởng năng suất lao động đã tăng từ 32,5% năm 2011 lên 53,3% năm 2018. Như vậy, đóng góp của tăng trưởng TFP đã vượt đóng góp của trang bị vốn trên lao động, tăng trưởng TFP đã trở thành động lực chính cho tăng trưởng năng suất lao động. Kết quả này cho thấy quá trình đổi mới mô hình tăng trưởng, tái cơ cấu nền kinh tế đã ảnh hưởng tích cực đến tăng trưởng năng suất lao động và tăng trưởng TFP.

Bên cạnh phân tích tăng trưởng năng suất lao động từ góc độ đóng góp của tăng trưởng trang bị vốn trên lao động và tăng trưởng TFP, chuyên dịch cơ cấu lao động giữa các ngành kinh tế, hiệu quả của sự chênh lệch năng suất lao động giữa các ngành còn rất lớn. Năm 2018, năng suất lao động ngành công nghiệp – xây dựng và ngành dịch vụ gấp 3,5 và 2,9 lần năng suất lao động ngành nông lâm ngư nghiệp. Kết quả phân tích chuyển dịch tỉ trọng⁶ để xác định các nguồn lực cho tăng trưởng năng suất lao động giai đoạn 2010 – 2018 cho thấy chuyển dịch cơ cấu lao động đóng góp 24,2% vào tăng trưởng năng suất lao động.

3.1.2.4. Tăng trưởng các ngành kinh tế

Quá trình phát triển kinh tế đã thúc đẩy chuyển dịch các loại cơ cấu kinh tế, trong đó cơ cấu kinh tế ngành đã có nhiều chuyển dịch tích cực giữa các ngành kinh tế cấp I cũng như trong nội bộ các ngành kinh tế, tiếp tục hình thành các nền tảng cho tăng trưởng trong giai đoạn tiếp theo.

⁶ Phương pháp phân tích chuyển dịch tỉ trọng phân rã tăng trưởng năng suất lao động thành 3 thành phần: (i) hiệu ứng nội ngành; (ii) hiệu ứng dịch chuyển và (iii) hiệu ứng tương tác. Trong đó hiệu ứng nội ngành phản ánh tăng trưởng năng suất lao động ngành kinh tế đến tăng trưởng năng suất lao động chung của nền kinh tế. Hiệu ứng dịch chuyển phản ánh quá trình lao động dịch chuyển từ ngành năng suất thấp sang ngành năng suất cao hơn. Hiệu ứng tương tác phản ánh lao động vào các ngành đang tăng trưởng. Trong bài viết này, hiệu quả của dịch chuyển cơ cấu lao động giữa các ngành là tổng hiệu ứng dịch chuyển và hiệu ứng tương tác.

Trong giai đoạn 2011 – 2015, cùng với xu hướng suy giảm tăng trưởng của nền kinh tế, tăng trưởng ngành công nghiệp và xây dựng giảm từ 7,6% năm 2011 xuống 5,1% năm 2013 (mức thấp nhất của giai đoạn), dẫn đến đóng góp của ngành vào tăng trưởng của nền kinh tế đã giảm từ 2,44 điểm % năm 2011 xuống 1,7 điểm % năm 2013. Ngành dịch vụ cũng giảm tốc độ tăng trưởng, từ 7,5% năm 2011 xuống 6,7% năm 2013 và giảm xuống mức thấp nhất của giai đoạn là 6,2% năm 2014. Đóng góp của ngành dịch vụ vào tăng trưởng của nền kinh tế giảm từ 2,76 điểm % năm 2011 xuống 2,55 điểm % năm 2013 và xuống 2,36 điểm % năm 2014. Ngành nông lâm ngư nghiệp tuy đạt tốc độ tăng trưởng tương đối cao trong năm 2011 (4,2%) nhưng giảm trong các năm tiếp theo do ảnh hưởng của thời tiết, suy giảm sức mua thị trường trong nước và xuất khẩu.

Tăng trưởng các ngành kinh tế đã có sự chuyển biến rõ rệt kể từ năm 2015. Tăng trưởng ngành công nghiệp – xây dựng phục hồi mạnh mẽ, đạt 9,6%, đóng góp 3,2 điểm % vào tăng trưởng chung. Sự phục hồi tăng trưởng ngành công nghiệp – xây dựng và ngành dịch vụ là nguyên nhân quan trọng dẫn đến sự phục hồi tăng trưởng chung trong nửa sau của giai đoạn 2011 – 2020. Trong giai đoạn 2016 – 2019, tốc độ tăng trưởng ngành dịch vụ cũng đạt cao hơn nhiều so với các giai đoạn 2011 – 2015, cụ thể như sau:

- Ngành công nghiệp và xây dựng đạt tăng trưởng bình quân 8,14%/năm. Đóng góp của ngành công nghiệp và xây dựng vào tăng trưởng chung đã tăng từ 2,6 điểm % năm 2016 lên 2,9 điểm % năm 2019. Ngành công nghiệp đã có sự chuyển dịch cơ cấu theo hướng phát triển các ngành công nghiệp có giá trị gia tăng cao và giá trị xuất khẩu lớn, tỷ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo trong GDP tăng từ 12,9% năm 2010 lên 13,7% năm 2015 và đạt 16,5% năm 2019. Tăng trưởng ngành công nghiệp và xây dựng đạt bình quân 8,3%/năm giai đoạn 2016 – 2019 và dự báo đạt bình quân 8,3%/năm giai đoạn 2016 – 2020;

Bảng 3.4: Đóng góp của các ngành vào tăng trưởng của nền kinh tế

Chỉ tiêu	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	DB 2020
Tăng trưởng GDP và GDP các ngành kinh tế (%)										
Tổng GDP	6,2	5,2	5,4	6,0	6,7	6,2	6,8	7,1	7,0	2,6
Nông, lâm, thuỷ sản	4,2	2,9	2,6	3,4	2,4	1,4	2,9	3,8	3,4	3,6
CN-XD	7,6	7,4	5,1	6,4	9,6	7,6	8,0	8,9	7,9	8,3
Dịch vụ	7,5	6,7	6,7	6,2	6,3	7,0	7,4	7,0	7,1	7,3
Thuế trừ trợ cấp	2,1	-1,6	6,4	7,9	5,5	6,4	6,3	6,1	8,5	-32,3
Đóng góp của các ngành vào tăng trưởng của nền kinh tế (điểm %)										
Tổng GDP	6,2	5,2	5,4	6,0	6,7	6,2	6,8	7,1	7,0	2,6

Chỉ tiêu	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	DB 2020
Nông, lâm, thuỷ sản	0,8	0,5	0,5	0,6	0,4	0,2	0,4	0,6	0,5	0,5
CN-XD	2,4	2,4	1,7	2,1	3,2	2,6	2,8	3,1	2,8	3,0
Dịch vụ	2,8	2,5	2,5	2,4	2,4	2,7	2,9	2,7	2,8	2,8
Thuế trừ trợ cấp	0,3	-0,2	0,7	0,9	0,6	0,7	0,7	0,7	1,0	-3,7

Nguồn: Tính từ các niên giám thống kê và dự báo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

Ngành dịch vụ đạt tăng trưởng trên 7,0% kể từ năm 2016, vì vậy đóng góp vào tăng trưởng chung tăng lên 2,7 điểm %. Tính chung giai đoạn 2016 – 2019, tăng trưởng ngành này đạt bình quân 7,19%/năm và dự báo đạt 7,21%/năm cả kỳ kế hoạch 2016 – 2020. Một số ngành dịch vụ ngày càng nâng cao chất lượng như du lịch, khách sạn, nhà hàng, các dịch vụ thông tin và truyền thông. Ngành du lịch có sự chuyển biến rất tích cực, lượng khách du lịch đến Việt Nam tăng rất nhanh, năm 2019 đạt hơn 18 triệu lượt khách;

Năm 2016, do ảnh hưởng của xâm nhập mặn ở Đồng bằng Sông Cửu long dẫn đến tăng trưởng của ngành nông lâm ngư nghiệp chỉ đạt 1,6%. Các năm tiếp theo tăng trưởng của ngành trong các năm 2017 và 2018 đạt 2,9% và 3,8%; mức rất cao trong nhiều năm. Năm 2019, tăng trưởng ngành này đã giảm xuống 2,0% do ảnh hưởng bất lợi của thời tiết và dịch bệnh. Tuy nhiên, chất lượng các sản phẩm nông nghiệp tiếp tục được nâng lên, kim ngạch xuất khẩu đạt cao. Kết quả đạt được này là nhờ sự chuyển đổi mạnh cơ cấu cây trồng từ loại cây có giá trị thấp sang loại cây có giá trị cao hoặc nuôi trồng thủy sản mang lại hiệu quả rõ rệt.

3.1.2.5. Chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế

Nhìn tổng thể, quá trình chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế ở Việt Nam trong giai đoạn 2011 – 2019 đã ghi nhận có nhiều thay đổi tích cực nhưng tốc độ chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế còn chậm phản ánh tăng trưởng của các ngành chưa vững chắc, năng suất lao động và khả năng cạnh tranh các sản phẩm còn thấp.

Theo dự báo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, đến năm 2020 tỉ trọng các ngành công nghiệp và dịch vụ sẽ chiếm 75,4% GDP (năm 2019 là 77,5%), thấp hơn khoảng 10% so với mục tiêu chuyển dịch cơ cấu kinh tế của Chiến lược, nhưng nếu tính cả thuế trừ trợ cấp (chủ yếu thuộc vào ngành dịch vụ) thì tỉ trọng này đạt 87,31% vào năm 2019, vượt mục tiêu của Chiến lược (tỉ trọng các ngành công nghiệp và dịch vụ chiếm khoảng 85% trong GDP vào năm 2020).

Xu hướng chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế là tích cực, đạt tốc độ tương đương với giai đoạn 2001 – 2010, tỉ trọng ngành nông lâm ngư nghiệp dự báo giảm -3,8%

giai đoạn 2011 – 2020, tương đương mức giảm -3,9% của giai đoạn 2001 – 2010. Từ năm 2016 tỷ trọng trong GDP của công nghiệp chế biến, chế tạo trong GDP của nền kinh tế đã tăng từ bình quân 13,0% giai đoạn 2011 – 2015 lên 13,7% năm 2016 và đạt 16,5% năm 2019. Năm 2018 là thời điểm tỉ trọng này bắt đầu vượt ngành nông lâm ngư nghiệp (14,7%) trong cơ cấu GDP. Tuy nhiên, tăng trưởng và sự gia tăng tỉ trọng của ngành công nghiệp chế biến, chế tạo chủ yếu nhờ vốn FDI vào lĩnh vực này tăng mạnh với đầu tư của nhiều tập đoàn đa quốc gia hàng đầu thế giới như Samsung, Intel, Panasonic,... Hơn nữa, các dự án FDI còn thúc đẩy chuyển dịch sang các phân ngành có giá trị gia tăng cao, như sản xuất máy vi tính, các sản phẩm điện tử và quang học.



Hình 3.2: Cơ cấu GDP phân theo ngành kinh tế, %

Nguồn: Các niên giám thống kê và dự báo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

Tuy nhiên, tốc độ chuyển dịch cơ cấu được đánh giá là tương đối chậm do tốc độ tăng trưởng GDP của ngành nông lâm ngư nghiệp theo giá hiện hành đạt xấp xỉ các ngành công nghiệp và dịch vụ giai đoạn 2011 – 2015, do hai nguyên nhân sau: (i) Tốc độ tăng trưởng kinh tế các ngành công nghiệp - xây dựng và ngành dịch vụ chậm lại; (ii) Xảy ra tình trạng mất cân đối vĩ mô, chỉ số giảm phát GDP ngành nông lâm ngư nghiệp năm 2011 tăng đến 31,6%.

Bảng 3.5: Thay đổi tỉ trọng trong GDP của kinh tế 5 ngành kinh tế lớn nhất
(ngoại trừ ngành nông lâm ngư nghiệp)

Năm	Ngành khai khoáng	Ngành chế biến, chế tạo	Bán buôn, bán lẻ và sửa chữa	Xây dựng	Hoạt động tài chính, ngân hàng và bảo hiểm

Năm	Ngành khai khoáng	Ngành chế biến, chế tạo	Bán buôn, bán lẻ và sửa chữa	Xây dựng	Hoạt động tài chính, ngân hàng và bảo hiểm
2010	9,5	12,9	6,1	8,0	5,4
2011	9,9	13,4	5,6	8,5	5,3
2012	16,9	10,0	0,4	8,1	4,6
2013	11,0	13,3	5,1	9,5	5,4
2014	10,8	13,2	5,1	9,8	5,3
2015	9,6	13,7	5,4	10,1	5,5
2016	8,1	14,3	5,6	10,5	5,5
2017	7,5	15,3	5,7	10,7	5,5
2018	7,4	16,0	5,8	10,9	5,3
2019	6,7	16,5	5,9	11,2	5,3
Thay đổi	-2,1	3,1	-0,3	2,9	-0,1

Nguồn: Tính từ các niên giám thống kê.

Tốc độ chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế chậm còn thể hiện ở sự thay đổi tỉ trọng của các ngành kinh tế cấp II. Trong giai đoạn 2011 – 2020, ngoại trừ ngành nông lâm ngư nghiệp, chỉ có 2/5 ngành kinh tế chiếm tỉ trọng lớn nhất trong GDP đã tăng tỉ trọng, trong khi đó 3/5 ngành kinh tế đã giảm tỉ trọng.

3.1.3. Các kịch bản phát triển kinh tế – xã hội giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới năm 2050: phân theo các ngành và các vùng, miền trong giai đoạn quy hoạch

3.1.3.1. Các yếu tố tác động chính

Viễn cảnh kinh tế thế giới ở tầm dài hạn đã được các tổ chức quốc tế công bố khá nhiều, đáng chú ý là các báo cáo Châu Á 2050 của ADB, ASEAN 2030 của ADB, Trung Quốc 2030 hợp tác giữa Chính phủ Trung Quốc và Ngân hàng Thế giới, Thế giới 2050 của CEPII, Triển vọng thế giới 2060 của OECD, Thế giới vào năm 2050 của HSBC... Các dự báo này là rất có giá trị cho công tác hoạch định chiến lược và chính sách ở tầm dài hạn của Việt Nam. Các nội dung dưới đây tổng hợp các dự báo các yếu tố quan trọng phản ánh sự phát triển của thế giới ở tầm dài hạn có khả năng tác động mạnh đến xu hướng tăng trưởng kinh tế của Việt Nam. Các yếu tố này tập trung vào các vấn đề như tăng trưởng, tương quan sức mạnh kinh tế giữa các quốc gia, dân số và lực lượng lao động, già hóa dân số, khoa học công nghệ, tầng lớp trung lưu, sự phát triển của các đô thị lớn.

Tăng trưởng kinh tế thế giới: theo dự báo của OECD (2014), tăng trưởng kinh tế thế giới có khả năng đạt khoảng 3,5% giai đoạn đến năm 2020. Tốc độ tăng trưởng sẽ giảm xuống 3,2% giai đoạn đến năm 2025 và 3,0% giai đoạn đến năm 2030. Trong đó, các nước OECD đạt tăng trưởng tương đối thấp, khoảng 2,1-2,2% giai đoạn đến năm 2030. Các nước ngoài OECD, đạt tốc độ tăng trưởng tương ứng là 5,8% (đến 2020); 4,8% (đến 2025) và 4,1% (đến 2030). Ngân hàng HSBC cũng dự báo các nước mới nổi sẽ đóng vai trò chủ chốt trong phát triển kinh tế thế giới trong những thập niên tới. Báo cáo Châu Á 2050 của ADB phác thảo 2 kịch bản là Kịch bản “Thế kỷ Châu Á” và Kịch bản “Bẫy Thu nhập trung bình”. Theo Kịch bản Thế kỷ Châu Á, châu lục sẽ có 3 tỷ người trở nên giàu có với thu nhập bình quân đầu người là 45.800 USD (PPP), cao hơn 25% so với mức 36.600 USD của toàn cầu vào năm 2050. **Nếu kịch bản này xảy ra, Châu Á sẽ là động lực tăng trưởng của kinh tế thế giới.** Trong trường hợp nhiều quốc gia ở Châu Á rơi vào bẫy thu nhập trung bình, thu nhập bình quân Châu Á chỉ đạt 20.300 USD (PPP) vào năm 2050, tức là giảm hơn $\frac{1}{2}$ so với kịch bản lạc quan.

Quy mô dân số và xu hướng già hóa dân số: theo dự báo của Tổ chức Dân số Liên hợp quốc (UNFPA), quy mô dân số thế giới năm 2030 sẽ là 8,3 tỉ người. Dân số của khu vực Đông Nam Châu Á sẽ tăng từ 1,7 tỉ người lên 2,1 tỉ người, dân số Trung Quốc sẽ bắt đầu giảm từ năm 2025 và đạt quy mô thấp hơn 1,4 tỉ người năm 2030. Ấn Độ có khả năng trở thành quốc gia đông dân nhất thế giới với quy mô là trên 1,5 tỉ người vào năm 2030. Dân số khu vực EU (gồm 27 quốc gia) sẽ tăng từ 500 triệu lên 516 triệu người, quy mô dân số Mỹ sẽ đạt 362 triệu người. Trong khi đó, dân số Nhật Bản sẽ chỉ còn dưới 120 triệu người. Tổ chức Dân số Liên hợp quốc dự báo cơ cấu dân số trong độ tuổi lao động toàn cầu sẽ có sự thay đổi lớn. Đến năm 2030, Ấn Độ được dự báo là quốc gia có số dân trong độ tuổi lao động (15-64) lớn nhất. Lực lượng lao động của Trung Quốc vẫn ổn định khoảng 970 triệu người, nhưng tỷ trọng trong tổng dân số Trung Quốc sẽ giảm từ 71,4% xuống còn 67%. **Việt Nam là quốc gia có tốc độ già hóa nhanh trên thế giới do tuổi thọ tăng và tỷ lệ sinh giảm,** đến năm 2055 tỉ số giữa dân số trong độ tuổi lao động so với dân số cao tuổi trên 65 tại Việt Nam sẽ giảm chỉ còn 2,5 người so với mức 10,5 người như hiện nay.

Sự nổi lên của tầng lớp trung lưu và xu hướng đô thị hóa: Động lực quan trọng cho phát triển của thế giới chính là sự nổi lên của tầng lớp trung lưu, đặc biệt là ở các nền kinh tế mới nổi châu Á. Theo báo cáo “Châu Á 2050”, sự nổi lên của tầng lớp trung lưu ở Châu Á là một trong 3 xu hướng có đóng góp đáng kể đối với quá trình chuyển đổi kinh tế và xã hội tại Châu Á từ nay đến năm 2050 do tầng lớp này có nhu cầu về hàng hóa mới và dịch vụ cao, đồng thời, họ cũng là những người có tiết kiệm cao và là những nhà doanh nghiệp tạo ra các sản phẩm và quy trình mới. Quy mô dân số thuộc tầng lớp trung lưu sẽ tăng lên 3,2 tỉ người vào năm 2020 và đạt 4,9 tỉ

người vào năm 2030, chiếm gần 60% dân số thế giới. Khu vực Châu Á – Thái Bình Dương là nơi tầng lớp trung lưu gia tăng nhanh chóng, sức mua của tầng lớp trung lưu ở các nước mới nổi này ở Châu Á tăng gấp đôi, tổng tiêu dùng của tầng lớp trung lưu này Châu Á sẽ vượt qua Châu Âu, trở thành khu vực tiêu dùng lớn nhất thế giới nhưng thu nhập bình quân đầu người sẽ vẫn còn thấp hơn nhiều so với các nước ở châu Âu, Mỹ hay Nhật Bản. Châu Á sẽ chiếm khoảng 85% tổng dân số thuộc tầng lớp trung lưu toàn cầu vào năm 2030, trong đó Trung Quốc và Ấn Độ sẽ chiếm tỉ trọng đáng kể là 18% và 23%. Theo báo cáo “Việt Nam 2035: Hướng tới Thịnh vượng, Sáng tạo, Công bằng và Dân chủ”, **tầng lớp trung lưu (với mức tiêu dùng hơn 15 USD một ngày) ở Việt Nam đang tăng nhanh, hiện chiếm khoảng 11% dân số sẽ tăng lên khoảng 50% đến năm 2035.** Tầng lớp dân cư này đang và sẽ tiếp tục tạo ra sức mua rất lớn, thúc đẩy tăng trưởng kinh tế nhưng cũng đòi hỏi công ăn việc làm ổn định với thu nhập cao, hệ thống giáo dục và y tế có chất lượng cho con cái và tuổi già cùng nhiều yêu cầu khác về một xã hội ổn định như ổn định về giá cả sinh hoạt, an toàn về cuộc sống.

Cuộc Cách mạng công nghiệp 4.0 (CMCN 4.0): CMCN 4.0 có tốc độ lan truyền rất nhanh nhờ kết nối Internet cũng như các đặc tính của công nghệ thông tin. CMCN 4.0 đã đem lại nhiều mô hình kinh doanh mới và các mô hình này được phổ biến trên thế giới rất nhanh, điển hình là sự phát triển của Uber, chỉ 10 năm đã có mặt ở hơn 600 thành phố của 60 quốc gia. CMCN 4.0 có phạm vi tác động rất rộng lớn, từ chính trị đến kinh tế, xã hội, môi trường. CMCN 4.0 nhanh chóng thâm nhập vào tất cả các lĩnh vực sản xuất, kinh doanh từ nông nghiệp đến dịch vụ, mở ra nhiều cơ hội kinh doanh mới hoặc chuyển đổi các mô hình kinh doanh truyền thống. Các công nghệ của CMCN 4.0 đang giúp giải quyết nhiều vấn đề của các ngành, lĩnh vực như y tế, giáo dục, môi trường. CMCN 4.0 tạo ra sự thay đổi có tính hệ thống trong các quốc gia, giữa các quốc gia, trong các ngành và giữa các ngành. Do đó, mạng sản xuất toàn cầu và các chuỗi cung ứng sẽ thay đổi lớn, chi phí lao động rẻ không còn là yếu tố quan trọng trong phân công lao động quốc tế. Do đó, những nền kinh tế mới nổi với lao động tay nghề thấp và khả năng linh hoạt kém sẽ phải hứng chịu tác động tiêu cực từ sự phát triển của máy móc, tự động hóa và công nghệ thông minh. **CMCN 4.0 có tiềm năng thay đổi cơ bản nền sản xuất, hệ thống sản xuất được kết nối, thông minh hơn, tạo ra giá trị gia tăng cao hơn.** Kinh tế thế giới vì vậy đang bước vào giai đoạn tăng trưởng chủ yếu dựa vào công nghệ và đổi mới, sáng tạo. Đây chính là những động lực không giới hạn thay cho tăng trưởng chủ yếu dựa vào khai thác tài nguyên, sử dụng vốn, lao động phổ thông - là những yếu tố đầu vào truyền thống có tính hữu hạn.

Tác động của biến đổi khí hậu: tình trạng thời tiết cực đoan bắt đầu có xu hướng xuất hiện nhiều hơn trong những năm gần đây và đã gây ra nhiều hậu quả nặng

nề về kinh tế và môi trường. Trong dài hạn, tình trạng biến đổi khí hậu sẽ xấu hơn, ảnh hưởng tiêu cực đến toàn thế giới với các đợt sóng nhiệt, những cơn mưa cực đoan, các trận bão lớn,... Đồng thời, tình trạng ô nhiễm không khí, nước ở các con sông, nước biển sẽ ngày càng gia tăng, tập trung tại các nước đang phát triển ở Châu Á, Trung Đông, Châu Phi, trong đó Trung Quốc và Đông Nam Á là đặc biệt nghiêm trọng. Lượng khí thải CO₂ phát thải do giao thông và các nhà máy sẽ tiếp tục tăng, gây ra hiệu ứng nhà kính. Các quốc gia sẽ cạnh tranh về tài nguyên nước, năng lượng gay gắt hơn. Theo đánh giá của OECD, tác động của biến đổi khí hậu tại Việt Nam có khả năng gia tăng. Theo dự báo của FAO với kịch bản phát thải ở mức trung bình cao, **đến năm 2100 Việt Nam sẽ có lượng mưa ít hơn vào mùa khô, nhiệt độ trung bình cao hơn khoảng 3,5 độ C và mực nước biển sẽ tăng lên một mét**. Điều này sẽ tiêu tốn 10% GDP và ảnh hưởng trực tiếp đến 10,8% dân số, con số tỷ lệ phần trăm lớn nhất trong số 84 quốc gia chịu tác động của biến đổi khí hậu. Nguyên nhân là do phần lớn người Việt Nam và các hoạt động kinh tế của họ phân bố tại hai vùng đồng bằng châu thổ, nên khi mực nước biển dâng sẽ gây ra những hậu quả khá lớn. Đồng bằng sông Cửu Long, “vựa lúa gạo” của Việt Nam có thể sẽ bị ngập dưới nước trước năm 2200.

Trên cơ sở đánh giá tình hình thực hiện các mục tiêu kinh tế giai đoạn 2011 – 2020 và một số xu hướng lớn trên thế giới, báo cáo xây dựng 03 kịch bản tăng trưởng dựa trên các giả định về sự thay đổi bối cảnh thế giới, các cải cách kinh tế trong giai đoạn 2021 – 2030 ở Việt Nam. Trong giai đoạn tiếp theo, sau năm 2030, các kết quả dự báo được xem là xu hướng kéo dài của giai đoạn 2021 – 2030.

3.1.4. Đánh giá khả năng xảy ra của các kịch bản phát triển kinh tế - xã hội

Các kịch bản phát triển kinh tế xã hội được xây dựng bám sát các chỉ tiêu chủ yếu đã được xác định trong dự thảo các Văn kiện trình Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ XIII của Đảng Cộng sản Việt Nam đã được công bố, lấy ý kiến của nhân dân, bao gồm:

Các chỉ tiêu được nêu trong Dự thảo báo cáo đánh giá kết quả thực hiện nhiệm vụ phát triển kinh tế - xã hội 5 năm 2016-2020 và phương hướng, nhiệm vụ phát triển kinh tế - xã hội 5 năm 2021-2025:

- Tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm trong nước (GDP) bình quân 5 năm khoảng 6,5 - 7%.
- GDP bình quân đầu người đến năm 2025 đạt 4.700 - 5.000 USD⁷.

⁷ Theo đánh giá lại quy mô nền kinh tế của Tổng cục Thống kê, quy mô nền kinh tế năm 2019 là 332 tỉ USD, GDP bình quân đầu người là 3.442 USD/người, năm 2020 dự kiến đạt khoảng 340 tỉ USD (7,99 triệu tỉ

- Tỉ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo trong GDP đạt trên 25%; kinh tế số đạt khoảng 20% GDP.
- Đóng góp của năng suất các nhân tố tổng hợp (TFP) vào tăng trưởng đến năm 2025 đạt khoảng 45%.
- Tốc độ tăng năng suất lao động xã hội bình quân trên 6,5%/năm.
- Tỉ lệ đô thị hóa đến năm 2025 khoảng 45%.

Các chỉ tiêu được nêu trong Dự thảo báo cáo tổng kết thực hiện chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2011-2020, xây dựng chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2021-2030:

- Tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm trong nước (GDP) bình quân khoảng 7%/năm; GDP bình quân đầu người theo giá hiện hành đến năm 2030 đạt khoảng 7.500 USD/người .
- Tỉ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo đạt khoảng 30% GDP, kinh tế số đạt khoảng 30% GDP.
- Tỉ lệ đô thị hóa đạt trên 50%.
- Tổng đầu tư xã hội bình quân đạt 33 - 35% GDP; nợ công không quá 60% GDP.
- Đóng góp của năng suất nhân tố tổng hợp (TFP) vào tăng trưởng đạt 50%.
- Tốc độ tăng năng suất lao động xã hội đạt trên 6,5%/năm.
- Giảm tiêu hao năng lượng tính trên đơn vị GDP ở mức 1 - 1,5%/năm.

Các giả định để xây dựng các kịch bản phát triển kinh tế xã hội được trình bày chi tiết sau đây.

3.1.4.1. Kịch bản tăng trưởng thấp

Kịch bản tăng trưởng thấp với những giả định như sau:

- Triển vọng tăng trưởng dài hạn của Việt Nam trước hết phụ thuộc vào khả năng huy động các nguồn tài chính, bao gồm cả các dòng tài chính từ bên ngoài. Kịch bản “bi quan” giải thiết khả năng huy động vốn tương đối thấp cho dù Việt Nam sẽ vẫn là địa điểm đầu tư hấp dẫn ở Châu Á do lợi thế về địa lý và giá nhân công vẫn rất rẻ ít nhất trong khoảng 10 năm tới đây. Tỉ lệ đầu tư trên GDP được giả định đạt khoảng 33,0% vào năm 2021 nhưng giảm dần xuống 30,0% vào năm 2030. Khi đó, tăng trưởng vốn sẽ giảm từ bình quân 8,17%/năm giai đoạn 2016 – 2020 xuống 7,09%/năm giai đoạn 2021 – 2025

(đồng) và GDP bình quân đầu người khoảng 3.490 USD. Các chỉ tiêu kinh tế tính toán cho Phương hướng phát triển kinh tế - xã hội 5 năm 2021 - 2025 căn cứ vào số liệu đã được đánh giá lại.

và 6,32%/năm giai đoạn 2026 – 2030. Tính bình quân giai đoạn 2021 – 2030, tăng trưởng vốn chỉ đạt 6,7%/năm.

- Bên cạnh sự suy yếu khả năng huy động các nguồn tài chính, sự chuyển dịch cơ cấu dân số tiếp diễn trong giai đoạn 2021 – 2030 sẽ dẫn đến sự suy giảm tăng trưởng lực lượng lao động, ảnh hưởng đến mức lương và nhu cầu lao động của các doanh nghiệp sẽ giảm.
- Việt Nam đang bước vào giai đoạn chuyển đổi sang tăng trưởng theo chiều sâu, đòi hỏi đẩy mạnh các cải cách ở những lĩnh vực khó, phức tạp mà các nỗ lực cải cách trong giai đoạn trước đây đã không thành công. Kịch bản thấp được tính toán cho bối cảnh cải cách ở Việt Nam diễn ra chậm, chỉ diễn ra cục bộ ở một số ngành và lĩnh vực, cải cách ở mức độ tổng thể là tương đối hạn chế trong giai đoạn 2021 – 2025 và xu hướng này hầu như không thay đổi đến năm 2030. Vì vậy, tăng trưởng năng suất lao động thấp, chủ yếu phụ thuộc vào huy động các nguồn tài chính, huy động nhân công giá rẻ, tiếp tục khai thác và bán tài nguyên cũng như chấp nhận trả giá về môi trường.

3.1.4.2. Kịch bản tăng trưởng trung bình

Kịch bản tăng trưởng trung bình với những giả định như sau:

- Trong quá khứ, Việt Nam đã tương đối thành công trong việc huy động các nguồn tài chính với tỉ lệ tiết kiệm và tỉ lệ đầu tư khá cao. Bên cạnh đó, Việt Nam cũng đang thành công trong thu hút vốn FDI và đang được đánh giá là địa điểm đầu tư hấp dẫn ở Châu Á do lợi thế về địa lý và giá nhân công vẫn rất rẻ. Những lợi thế này sẽ được duy trì trong khoảng 10 năm tới đây. Do đó, khác với kịch bản “bi quan”, tỉ lệ đầu tư trên GDP được giả định đạt khoảng 35-36,0% giai đoạn 2021 – 2030, nhờ đó tăng trưởng vốn không giảm quá nhanh. Dự báo tăng trưởng vốn sẽ giảm từ bình quân 8,17%/năm giai đoạn 2016 – 2020 xuống 8,07% giai đoạn 2021 – 2025 và 7,29%/năm giai đoạn 2026 – 2030.
- Tương tự như kịch bản thấp, sự chuyển dịch cơ cấu dân số sẽ dẫn đến sự suy giảm tăng trưởng lực lượng lao động, ảnh hưởng đến tăng trưởng lao động.
- Như các phân tích về hiện trạng phát triển giai đoạn 2011 – 2020, Chính phủ đang thực hiện nhiều cải cách để thúc đẩy tăng trưởng, đặc biệt những năm gần đây đã tiến vào những lĩnh vực khó, phức tạp mà các nỗ lực cải cách trong giai đoạn trước đây đã không thành công như cải cách DNHH, tổ chức lại bộ máy Nhà nước, nâng cao hiệu quả, hiệu lực thực thi chính sách,... Các cải cách ở kịch bản này được giả định diễn ra ở Việt Nam với tốc độ, phạm vi và chiều sâu vượt hơn kịch bản “bi quan” nhiều. Đồng thời mô hình tăng trưởng chuyển dịch nhanh, nhờ đó tăng trưởng TFP bù đắp được sự suy giảm

tăng trưởng vốn và suy giảm nhân khẩu học, cụ thể là: tăng trưởng TFP đạt bình quân 3,2%/năm giai đoạn 2021 – 2030.

3.1.4.3. Kịch bản tăng trưởng cao

Kịch bản tăng trưởng cao với những giả định như sau:

- Để duy trì tốc độ tăng trưởng kinh tế cao nền kinh tế nhất thiết phải huy động được nguồn tài chính lớn và sử dụng có hiệu quả các nguồn tài chính. Hai giả thiết quan trọng của kịch này là:
 - + Việt Nam đạt được tỉ lệ đầu tư trên GDP khoảng 36,0-38,0% giai đoạn 2021 – 2030, trong đó huy động vốn từ bên ngoài đạt khoảng 5,0% GDP.
 - + Tăng trưởng TFP đạt bình quân 3,5%/năm giai đoạn 2021 – 2030.
- Nếu các giải thiết trên xảy ra, tăng trưởng vốn sẽ đạt bình quân 8,72%/năm giai đoạn 2021 – 2025 và 8,0%/năm giai đoạn 2026 – 2030. Khi đó, tăng trưởng vốn giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 8,32%/năm
- Tương tự như hai kịch bản trước, sự chuyển dịch cơ cấu dân số sẽ dẫn đến sự suy giảm tăng trưởng lực lượng lao động, ảnh hưởng đến tăng trưởng lao động.

Tổng hợp các kết quả chính của các kịch bản tăng trưởng kinh tế Việt Nam đến 2045 được trình bày ở các bảng sau:

Bảng 3.6: Các kịch bản tăng trưởng kinh tế Việt Nam đến 2045 (Đơn vị: %/năm)

Năm	Kịch bản thấp	Kịch bản trung bình	Kịch bản cao
2021	6,4%	7,0%	7,8%
2022	6,3%	6,9%	7,7%
2023	6,1%	6,7%	7,5%
2024	6,0%	6,6%	7,4%
2025	5,9%	6,5%	7,3%
2026	5,9%	6,5%	7,3%
2027	5,8%	6,5%	7,2%
2028	5,8%	6,4%	7,2%
2029	5,7%	6,4%	7,2%
2030	5,7%	6,3%	7,1%
2031	5,4%	6,2%	6,8%
2032	5,3%	6,1%	6,7%

Năm	Kịch bản thấp	Kịch bản trung bình	Kịch bản cao
2033	5,2%	6,0%	6,6%
2034	5,2%	5,9%	6,5%
2035	5,1%	5,8%	6,4%
2036	5,0%	5,8%	6,3%
2037	4,9%	5,7%	6,2%
2038	4,8%	5,5%	6,1%
2039	4,7%	5,5%	6,0%
2040	4,6%	5,4%	5,9%
2041	4,2%	5,6%	6,2%
2042	4,2%	5,5%	6,1%
2043	4,1%	5,5%	6,1%
2044	4,0%	5,4%	6,0%
2045	3,9%	5,4%	6,0%

Nguồn: tính toán của Nhóm chuyên gia Viện Chiến lược phát triển – Bộ KH&ĐT

Các chỉ số của Kịch bản trung bình (Kịch bản cơ sở) được thể hiện ở các bảng dưới đây:

Bảng 3.7: Tăng trưởng GDP toàn quốc và các miền đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050
(Đơn vị: %/năm)

	Toàn quốc	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
Các giai đoạn 5 năm				
2021 – 2025	6,77	7,05	6,76	6,52
2026 – 2030	6,42	6,70	6,41	6,17
2031 – 2035	6,00	6,27	5,99	5,75
2036 – 2040	5,57	5,83	5,56	5,31
2041 – 2045	5,49	5,75	5,48	5,23
2046 – 2050	5,25	5,51	5,24	5,00
Các giai đoạn 10 năm				
2021 – 2030	6,60	6,87	6,59	6,35
2031 – 2040	5,78	6,05	5,77	5,53
2041 – 2050	5,37	5,63	5,36	5,11

Nguồn: tính toán của Nhóm chuyên gia Viện Chiến lược phát triển – Bộ KH&ĐT

*Bảng 3.8: Tăng trưởng GDP của các ngành kinh tế đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050
(Đơn vị: %)*

	Nông lâm ngư nghiệp	Công nghiệp – Xây dựng	Dịch vụ	Thuế và trợ cấp
Các giai đoạn 5 năm				
2021 – 2025	3,66	7,75	7,02	5,81
2026 – 2030	3,84	7,11	6,70	5,12
2031 – 2035	3,87	6,49	6,28	4,44
2036 – 2040	3,80	5,93	5,85	3,77
2041 – 2045	3,90	5,79	5,79	3,34
2046 – 2050	3,85	5,50	5,55	2,78
Các giai đoạn 10 năm				
2021 – 2030	3,75	7,43	6,86	5,47
2031 – 2040	3,84	6,21	6,07	4,11
2041 – 2050	3,87	5,64	5,67	3,06

Nguồn: tính toán của Nhóm chuyên gia Viện Chiến lược phát triển – Bộ KH&ĐT

*Bảng 3.9: Tăng trưởng GDP của các vùng đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050
(Đơn vị: %)*

	Vùng 1	Vùng 2	Vùng 3	Vùng 4	Vùng 5	Vùng 6
Các giai đoạn 5 năm						
2021 – 2025	6,97	6,29	6,73	6,33	6,29	6,20
2026 – 2030	6,58	5,91	6,35	5,95	5,91	5,81
2031 – 2035	6,09	5,43	5,86	5,47	5,42	5,33
2036 – 2040	5,63	4,98	5,41	5,02	4,97	4,88
2041 – 2045	5,49	4,84	5,27	4,88	4,84	4,74
2046 – 2050	5,26	4,62	5,05	4,66	4,62	4,51
Các giai đoạn 10 năm						
2021 – 2030	6,78	6,10	6,54	6,14	6,10	6,01
2031 – 2040	5,86	5,20	5,63	5,24	5,20	5,10
2041 – 2050	5,37	4,73	5,16	4,77	4,73	4,62

Nguồn: tính toán của Nhóm chuyên gia Viện Chiến lược phát triển – Bộ KH&ĐT

Các chỉ số của Kịch bản thấp và Kịch bản cao được cho trong phụ lục.

3.2. CÁC YÊU CẦU VỀ PHÁT TRIỂN KINH TẾ - XÃ HỘI ĐỐI VỚI NGÀNH ĐIỆN

3.2.1. Phân tích về cơ hội, thách thức, tiềm năng, lợi thế trong phát triển điện lực quốc gia.

Trong bối cảnh đảm bảo cung cấp năng lượng đáp ứng yêu cầu tăng trưởng kinh tế nhanh và bền vững, những thách thức chủ yếu cho Việt Nam trong việc cung cấp năng lượng trong dài hạn như sau:

Cung cấp đầy đủ năng lượng đáp ứng nhu cầu năng lượng tăng nhanh phục vụ phát triển kinh tế: với tăng trưởng kinh tế khoảng 7% hàng năm trong giai đoạn 2021-2030, nhu cầu năng lượng/điện phục vụ phát triển kinh tế - xã hội sẽ vẫn duy trì ở mức cao. Nhu cầu điện dự báo vẫn tăng khoảng 10% trong thập kỷ tới, do đó, việc đảm bảo phát triển đầy đủ và kịp thời hạ tầng cơ sở hệ thống năng lượng là một thách thức hàng đầu.

Trữ lượng và khả năng cung cấp năng lượng trong nước hạn chế: theo các ước tính về trữ lượng năng lượng, với tốc độ khai thác các loại nhiên liệu hóa thạch như hiện nay, trữ lượng than có thể đảm bảo thời gian khai thác khoảng 70 năm, khí tự nhiên khoảng 40 năm, dầu thô khoảng 20 năm. Với mức tăng nhu cầu như hiện tại, Việt Nam sẽ phải tăng rất nhanh nhập khẩu năng lượng từ bên ngoài. Thống kê của Bộ Công Thương cho thấy, lượng than nhập khẩu năm 2019 là 43,6 triệu tấn, tăng mạnh so với mức 22,8 triệu tấn than nhập năm 2018⁸. Trong những năm tới, Việt Nam sẽ tiếp tục phải tăng nhập khẩu LNG và dầu thô, điều này sẽ dẫn đến sự phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu ngày càng tăng, phần nào tác động đến an ninh cung cấp năng lượng của quốc gia;

Hiệu suất sử dụng năng lượng thấp cả ở phía cung và phía cầu: Chương trình mục tiêu quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2012-2015 (VNNEP 2) có mục tiêu tiết kiệm từ 5-8% tổng mức tiêu thụ năng lượng của cả nước trong giai đoạn 2012-2015 so với dự báo nhu cầu năng lượng theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến năm 2030. Đối với Giai đoạn 2 này, kết quả đánh giá cho thấy mức tiết kiệm thực tế đạt được là 5,65%, tương đương với 10.610 KTOE (Viện Năng lượng, 2016). Ngày 13/3/2019, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 280/QĐ-TTg phê duyệt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 – 2030. Chương trình đề ra mục tiêu đạt mức tiết kiệm năng lượng 5 - 7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ năm 2019 đến năm 2025 và từ 8 - 10% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ 2019 đến năm 2030. Việc thực hiện thành công các mục tiêu tiết kiệm năng lượng trong giai đoạn này còn nhiều thách thức về việc tạo lập một

⁸ Nguồn số liệu truy cập từ <https://www.moit.gov.vn/web/guest/bao-cao-tong-hop1>

kênh vốn đầu tư hiệu quả với sự hiện diện của một quỹ đầu tư và sự tham gia của hệ thống ngân hàng thương mại. Ngoài ra, mức giá năng lượng/điện còn thấp khiến mối quan tâm đầu tư vào các công nghệ sử dụng năng lượng hiệu quả của các doanh nghiệp và người dân còn thấp.

Nhu cầu vốn cho phát triển năng lượng đặc biệt trong bối cảnh nợ công tăng cao và quá trình cổ phần hóa chậm: theo ước tính vốn đầu tư cho 3 phân ngành điện (IE, 2017, trang 234), than, dầu khí trong giai đoạn 2016-2035, nhu cầu vốn đầu tư hàng năm khoảng 300 nghìn tỷ đồng (xấp xỉ 15 tỷ USD hàng năm), trong đó, ngành điện lực chiếm khoảng 66%, phân ngành dầu khí chiếm 29% và phân ngành than chiếm 5%. Như vậy, để đáp ứng nhu cầu vốn đầu tư cho cơ sở hạ tầng năng lượng trong bối cảnh giảm thiểu bảo lãnh của Chính phủ cho các dự án năng lượng để giảm nợ công, việc tạo thuận lợi để các thành phần kinh tế tham gia đầu tư vào cơ sở hạ tầng năng lượng bên cạnh các tập đoàn năng lượng lớn như Tập đoàn Điện lực, Tập đoàn Dầu khí quốc gia và Tập đoàn Công nghiệp Than và Khoáng sản là yêu cầu cấp thiết. Do đó, việc tự do hóa các khu vực dịch vụ cạnh tranh và đổi xử công bằng đối với người tham gia thị trường mới là rào cản cần tháo gỡ đầu tiên.

Thị trường năng lượng mới ở giai đoạn đầu, do đó, tính cạnh tranh và hiệu quả chưa cao: theo đánh giá của Ngân hàng Thế giới (The World Bank, 2014), Việt Nam đã có những nỗ lực thị trường hóa năng lượng dựa các biện pháp định giá theo thị trường. Tuy nhiên những nỗ lực này cần phải đẩy mạnh và tăng tốc hơn nữa. Theo đó, để chuyển giao hiệu quả sang định giá theo thị trường, Việt Nam cần phải thực hiện: (i) xây dựng một kế hoạch cài tổ giá toàn diện; (ii) xây dựng chiến lược truyền thông mạnh; (iii) tăng giá theo các giai đoạn một cách thích hợp, (iv) cải thiện hiệu quả các DNEN, (v) khuyến khích HQNL, (vi) giảm thiểu tác động của nhà nước lên định giá năng lượng.;

Phát triển bền vững năng lượng trong đối phó với biến đổi khí hậu và định hướng tăng trưởng xanh: kết quả ước tính phát thải KNK năm 2020 và 2030 cho thấy tổng lượng phát thải KNK trong bốn lĩnh vực năng lượng, nông nghiệp, LULUCF và chất thải năm 2010 là 225,6 triệu tấn CO2 tương đương tăng lên 466 triệu tấn vào năm 2020 và 760,5 triệu tấn vào năm 2030. Lĩnh vực năng lượng vẫn là nguồn phát thải KNK lớn nhất với 381,1 triệu tấn CO2 tương đương vào năm 2020 và 648,5 triệu tấn vào năm 2030. Nhận thức rõ về mức tăng trưởng đáng kể phát thải khí nhà kính quốc gia trong tương lai và thể hiện trách nhiệm quốc gia trong việc giảm nhẹ tác động của hiện tượng nóng lên toàn cầu, Việt Nam đã xây dựng những mục tiêu cắt giảm khí nhà kính trong Chiến lược tăng trưởng xanh, Báo cáo Đóng góp Quốc gia tự quyết định, Chiến lược Phát triển Năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, việc thúc đẩy năng lượng tái tạo và đẩy mạnh sử dụng hiệu quả năng lượng vẫn còn nhiều rào cản như sau:

- Thiếu cơ chế, chính sách khuyến khích đầu tư, hỗ trợ giá và nội địa hóa công nghệ;
- Chi phí đầu tư cao;
- Giá điện sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo như gió, mặt trời, địa nhiệt, sinh khối còn cao hơn giá điện sản xuất từ nguồn nhiên liệu hóa thạch;
- Khó tiếp cận với các nguồn vốn từ ngân hàng thương mại cho các dự án phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo do khả năng hoàn vốn thấp;
- Năng lực và trình độ công nghệ sản xuất trong nước còn hạn chế, chất lượng của sản phẩm và tuổi thọ thấp;
- Năng lực tiếp nhận và ứng dụng công nghệ còn nhiều hạn chế;
- Thiếu cơ sở hạ tầng kỹ thuật và dịch vụ hỗ trợ sửa chữa, bảo dưỡng và thay thế thiết bị.;

Bên cạnh những thách thức, quá trình phát triển năng lượng trong những thập kỷ vừa qua cũng cho thấy Việt Nam có những thuận lợi và cơ hội không nhỏ trong việc đảm bảo cung cấp năng lượng bền vững và đảm bảo an ninh năng lượng cho nền kinh tế, như sau:

- Nguồn tài nguyên năng lượng đa dạng, phong phú đã cho thấy Việt Nam là nước duy trì xuất khẩu tịnh năng lượng nhiều thập kỷ qua, đảm bảo an ninh năng lượng;
- Sự chú trọng của Đảng, Nhà nước đối với ngành năng lượng thông qua hàng loạt các chính sách, chiến lược, các cơ chế hỗ trợ, chỉ đạo sâu sát, thường xuyên;
- Các phân ngành công nghiệp năng lượng như điện, than, dầu khí đã có những bước phát triển mạnh mẽ, năng lực, kỹ thuật ngày càng tăng thêm;
- Tiềm năng phát triển các dạng năng lượng tái tạo chưa được khai thác hiệu quả về kinh tế còn rất lớn;
- Tiềm năng trong khai thác – chế biến – sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng còn dư địa lớn;
- Trong thời kỳ mở cửa, hội nhập, hợp tác quốc tế trong khai thác và cung cấp năng lượng sẽ ngày càng phát triển.

Tổng hợp các thách thức và các cơ hội sẽ được đánh giá qua việc phân tích các kịch bản phát triển năng lượng khác nhau, từ đó, đề xuất ra được một kịch bản phát triển tối ưu ngành năng lượng đáp ứng những yêu cầu thời đại của nền kinh tế.

3.2.2. Đánh giá sự liên kết với các ngành, liên kết vùng trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia

Liên kết ngành trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia:

- (i) Dự báo nhu cầu điện đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước
- Nhu cầu điện quốc gia được dự báo trên cơ sở các kịch bản tăng về trưởng kinh tế và dân số toàn quốc. Trong những năm qua, ngành điện đã đáp ứng nhu cầu phát triển cho các ngành công nghiệp-xây dựng, nông-lâm-ngư nghiệp, thương mại-dịch vụ và nhu cầu điện sinh hoạt cho các hộ tiêu thụ dân dụng trên phạm vi toàn quốc.
 - Giai đoạn 2011-2019, tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm bình quân hàng năm của thành phần công nghiệp tăng cao nhất, cơ cấu tiêu thụ điện đang có sự chuyển dịch theo hướng tăng dần các thành phần công nghiệp và thương mại-dịch vụ, giảm dần thành phần quản lý và tiêu dùng dân cư.
- (ii) Quy hoạch cơ cấu nguồn phù hợp đảm bảo an ninh năng lượng, đặc biệt là các nguồn nhiên liệu nhập khẩu.
- Khai thác tối đa than trong nước cho nhiệt điện dùng than, ưu tiên than nội địa cho các NMNĐ hiện có tại miền Bắc và một số nhà máy điện sắp đưa vào vận hành tại miền Nam hiện đang xây dựng để sử dụng than nội.
 - Giảm dần tỷ lệ nguồn nhiệt điện than để tăng cường an ninh, tránh phụ thuộc quá lớn vào than nhập, tăng tính khả thi về nhập khẩu than, xây dựng thêm các nhà máy TBKHH ở miền Nam (kể cả sử dụng khí hoá lỏng nhập khẩu ở miền Nam) và xây dựng mới TBKHH miền Trung sau năm 2020.
 - Tuy nhiên, năm 2019, do một số nguồn chậm tiến độ, nguồn nhiệt điện than được huy động để đảm bảo cung cấp điện cho phụ tải. Điện sản xuất từ các nguồn nhiệt điện than là 120.158 TWh, chiếm 50% tổng sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống. Trong khi đó, nguồn điện khí là 42.507 TWh chiếm 18% tổng sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống.
 - Tiêu thụ than cho sản xuất điện năm 2019 là 59,2 triệu tấn, khí tự nhiên là 8,03 tỷ m³. Nguồn cung cấp than chủ yếu là than khai thác trong nước ở miền Bắc và than nhập, còn nguồn cung cấp khí tập trung ở miền Nam, từ các lô PM3 (Cà Mau) và Nam Côn Sơn, Bạch Hổ.
- (iii) Tăng cơ cấu nguồn năng lượng sạch để giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và giảm phát thải khí nhà kính trong lĩnh vực sản xuất điện, phát triển bền vững, thân thiện với môi trường. Trong năm 2019, lượng công suất điện năng lượng tái tạo có sự tăng trưởng đáng kể, đặc biệt là năng lượng mặt trời tăng đột biến với tổng công suất 4.696 MW (chiếm 8,39% tổng công suất đặt nguồn điện toàn hệ thống).

Liên kết vùng trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia:

- (i) Đặc điểm địa hình và phân bố phụ tải toàn quốc
- Đặc điểm địa hình trải dài theo 3 miền Bắc-Trung-Nam, các trung tâm kinh tế lớn của đất nước phân bố ở 2 miền Bắc-Nam. Nhu cầu điện cũng có sự phân bố rõ rệt theo các miền.
 - Các trung tâm phụ tải tập trung ở miền Bắc và miền Nam. Cả 2 miền này chiếm đến 90% tổng nhu cầu điện thương phẩm cả nước. Năm 2010, miền Nam chiếm tỷ trọng cao hơn miền Bắc, tuy nhiên sự chênh lệch đang ngày càng thu hẹp do miền Bắc đang có sự tăng trưởng nhanh hơn ở thành phần công nghiệp.
 - Năng lượng hóa thạch là than và khí sản xuất trong nước cũng phân bố theo 2 miền rõ rệt. Nguồn than sản xuất trong nước chủ yếu được khai thác tại miền Bắc với trung tâm là than vùng Quảng Ninh; còn nguồn khí khai thác tại các mỏ tập trung ở miền Đông Nam Bộ (mỏ Nam Côn Sơn, Bạch Hổ) và Tây Nam Bộ (lô PM3).
- (ii) Quy hoạch loại hình nguồn điện phù hợp với hạ tầng cung cấp năng lượng sơ cấp trong nước
- Quy hoạch vị trí nguồn điện ưu tiên phù hợp với khả năng tận dụng các vị trí gần các địa điểm khai thác/sản xuất than và khí, thuận tiện trong liên kết với hạ tầng cung cấp năng lượng sơ cấp trong nước.
 - Phát triển cân đối công suất nguồn trên từng miền Bắc, Trung và Nam, đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện trên từng hệ thống điện miền liên kết với nhau sao cho giảm tổn thất truyền tải, chia sẻ công suất nguồn dự trữ và tận dụng mùa nước để khai thác hợp lý kinh tế các NM thuỷ điện.
 - Tránh xu hướng cho phép đầu tư dồn dập ở một miền, khi có nhiều thuận lợi hơn (như nguồn nhiên liệu, vị trí thuận lợi về xây dựng công trình, ...) trong khi lại chậm chạp ở miền khác, sẽ dẫn đến lối truyền tải vận hành nặng nề, giảm độ an toàn tin cậy cung cấp điện.
 - Phân bố nguồn điện theo nhu cầu công suất của các trung tâm phụ tải lớn và giữa các miền

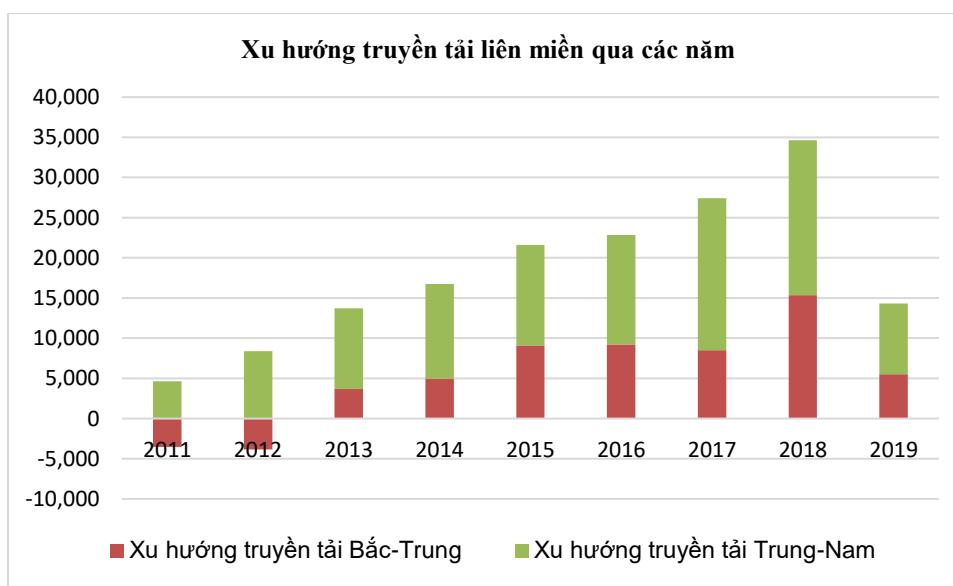
Bảng 3.10 Phân bố nguồn điện và phụ tải theo 3 miền Bắc – trung - Nam

Hạng mục	Miền Bắc		Miền Trung		Miền Nam	
	P (GW)	A (GWh)	P (GW)	A (GWh)	P (GW)	A (GWh)
Nhu cầu điện	18,3	106.122	3,6	21.188	17,1	109.186
Điện sản xuất	23,7	113.768	8,1	21.824	23,0	101.055

Hạng mục	Miền Bắc		Miền Trung		Miền Nam	
	P (GW)	A (GWh)	P (GW)	A (GWh)	P (GW)	A (GWh)
Thủy điện	11,6	36.805	6,7	20.478	2,3	8.833
NĐ than	12,2	74.765	0,03	228	8,1	45.030
TBK+Dầu					8,7	44.216
NLTT, khác			1,4		4,0	4.291
Xuất/Nhập khẩu		2.198		1.118		-1.315
Hệ số dự phòng	29,6%		126,3%		34,8%	

(iii) Tạo liên kết lưới điện truyền tải giữa các miền

- Tạo sự liên kết giữa các trung tâm nguồn điện và các trung tâm phụ tải, đặc biệt là đảm bảo cấp điện cho các trung tâm phụ tải Hà Nội và TPHCM.
- Tăng cường hệ thống truyền tải liên miền 500kV để đảm bảo khai thác hiệu quả tối đa các loại hình nguồn điện cũng như tránh nghẽn mạch trong quá trình vận hành thị trường điện.
- Trong những năm qua, hệ thống điện truyền tải Bắc-Nam đóng vai trò quan trọng làm cầu nối giữa 2 miền Bắc-Nam. Xu hướng truyền tải liên miền chủ yếu theo hướng Bắc->Trung->Nam. Xu thế truyền tải Bắc – nam cao nhất xảy ra vào năm 2018. Năm 2019, tổng sản lượng truyền tải trên các đường dây 500kV Bắc-Trung là 5.510 GWh và Trung-Nam là 8.810 GWh.



Hình 3.3: Xu hướng truyền tải liên miền các năm 2011-2019

(iv) Xây dựng phương án xuất/nhập khẩu với các nước trong khu vực

- Việc nhập khẩu điện bị ảnh hưởng rất lớn bởi chính sách của các nước xuất khẩu. Cần ưu tiên phát triển các dự án thuỷ điện có vị trí địa lý gần Việt Nam và

thuộc các nước có chính sách nhất quán, ít thay đổi, nhất là khu vực gần miền Nam (phía Nam Lào).

- Năm 2019, cán cân xuất/nhập khẩu điện là 2.001 GWh, tổng sản lượng điện nhập khẩu là 3.315 GWh, chiếm 1,3% tổng sản lượng điện hệ thống. Trong đó, lượng điện nhập khẩu từ Trung Quốc cho hệ thống điện miền Bắc là 2.198 GWh cao gần gấp đôi so với lượng điện nhập khẩu từ Lào cho hệ thống điện miền Trung là 1.118 GWh; lượng điện xuất khẩu sang Cam Pu Chia là 1.315 GWh.

3.3. TỔNG QUAN VỀ TÌNH HÌNH PHÁT TRIỂN KINH TẾ - XÃ HỘI, NĂNG LƯỢNG CỦA CÁC NƯỚC TRONG KHU VỰC VÀ TRIỂN VỌNG HỢP TÁC KINH TẾ, NĂNG LƯỢNG GIỮA NƯỚC TA VÀ CÁC NƯỚC

Theo Báo cáo triển vọng năng lượng ASEAN 2019 của IEA, với tỷ lệ 10% dân số thế giới, các nền kinh tế ASEAN dần tăng mức độ ảnh hưởng đến triển vọng kinh tế và năng lượng toàn cầu. Đóng góp 5% vào tiêu thụ năng lượng toàn cầu, nhu cầu năng lượng của các quốc gia ASEAN có mức tăng tương đối cao. Đô thị hóa và công nghiệp hóa trong khu vực này là nguyên nhân chính tác động đến nhu cầu năng lượng. Tốc độ tăng đô thị hóa ước tính 7 triệu người mỗi năm. Tăng trưởng công nghiệp với sự hấp thụ đầu tư trực tiếp nước ngoài tăng mức độ hỗ trợ của ASEAN đối với sự đa dạng hóa ngoạn mục của chuỗi giá trị toàn cầu.

Đáp ứng nhu cầu năng lượng tăng nhanh trong bối cảnh chênh lệch thu nhập và phát triển không đồng đều. Mức tăng trưởng kinh tế nhanh hơn tốc độ phát triển của cơ sở hạ tầng ở nhiều nơi. Cải cách chính sách còn chậm ở nhiều quốc gia hạn chế sự tham gia của khu vực tư nhân. Phát triển năng lượng của khu vực vẫn chủ yếu dựa vào năng lượng hóa thạch và nhiệt điện để đáp ứng nhu cầu năng lượng. Con đường phát triển năng lượng này đã hỗ trợ tích cực phát triển kinh tế nhưng cũng đặt ra nhiều thách thức trong giai đoạn sắp tới.

Nhu cầu dầu tăng nhanh đã làm tăng mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu và khả năng bị tác động bởi những thay đổi của giá dầu thế giới. Khu vực ASEAN là một trong số ít các khu vực có tỷ trọng than tăng cho sản xuất điện vào năm 2018, do đó, làm tăng mức độ đóng góp vào phát thải khí nhà kính toàn cầu. Một số hệ thống điện trong khu vực đối mặt với những hạn chế về đầu tư, trong khi đó việc tiếp cận năng lượng tin cậy ở mức giá chấp nhận được vẫn là thách thức đối với một số cộng đồng dân cư.

Chính sách năng lượng của các quốc gia ASEAN dựa trên bốn trụ cột chính bao gồm tiếp cận năng lượng, thúc đẩy sử dụng hiệu quả năng lượng, tăng cường năng lượng tái tạo và giảm nhẹ tác động đến biến đổi khí hậu. Tổng kết các ưu tiên chính

sách và mục tiêu năng lượng – khí hậu của các quốc gia khác trong khối ASEAN được trình bày trong bảng dưới đây:

Bảng 3.11: Ưu tiên chính sách năng lượng của một số quốc gia ASEAN

Quốc gia	Lĩnh vực	Chính sách và mục tiêu
Brunei	Sử dụng hiệu quả năng lượng	Giảm 63% tiêu thụ năng lượng so với kịch bản BAU tới năm 2035
	Năng lượng tái tạo	Đạt tỷ lệ 10% điện từ NLTT vào năm 2035
Campuchia	Điện nông thôn	Đạt tỷ lệ cung cấp điện 100% làng xã vào năm 2020 và 70% số hộ vào năm 2030
	Năng lượng tái tạo	Tăng công suất thủy điện lên đến 2241 MW vào năm 2020
	Biển đổi khí hậu	Giảm phát thải khí nhà kính 27% so với phát thải cơ sở vào năm 2030 với hỗ trợ quốc tế
Lào	Điện nông thôn	Đạt tỷ lệ cung cấp điện 98% vào năm 2025
	Sử dụng hiệu quả năng lượng	Giảm tiêu thụ năng lượng 10% so với kịch bản phát triển bình thường
	Năng lượng tái tạo	Đạt tỷ trọng 30% năng lượng tái tạo trong cung cấp năng lượng sơ cấp vào năm 2025
Thái Lan	Sử dụng hiệu quả năng lượng	Giảm cường độ năng lượng 30% vào năm 2036 so với mức 2010
	Năng lượng tái tạo	Tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo lên mức 30% trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng vào năm 2036 Tăng tỷ trọng điện năng lượng tái tạo lên mức 36% tổng công suất đặt và 20% sản lượng điện vào năm 2037 Tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tiêu thụ năng lượng cho giao thông vận tải lên mức 25% vào năm 2036
	Giao thông vận tải	Tăng đến 1,2 triệu xe điện và 690 trạm sạc điện vào năm 2036
	Biển đổi khí hậu	Giảm phát thải khí nhà kính 20% vào năm 2030 so với Kịch bản phát triển bình thường, tăng lên mức 25% sự hỗ trợ tăng cường từ quốc tế
	Điện nông thôn	Đạt tỷ lệ điện khí hóa nông thôn 99,7% vào năm 2025
Indonesia	Sử dụng hiệu quả năng lượng	Giảm cường độ năng lượng 1% mỗi năm vào năm 2025
	Năng lượng mới và tái tạo	Tăng tỷ lệ năng lượng mới và tái tạo trong TPES lên 23% và 31% tương ứng vào năm 2025 và 2050 (NL mới theo định nghĩa của Indonesia bao gồm NL hạt nhân, hydrogen, khí than, khí và gas hóa than, nhưng không bao gồm biomass truyền thống)
	Biển đổi khí hậu	Giảm phát thải khí nhà kính 26% và 29% vào 2020 và 2030 so với

Quốc gia	Lĩnh vực	Chính sách và mục tiêu
		mức BAU và 41% vào năm 2030 với hỗ trợ quốc tế.
Philippines	Điện nông thôn	Tỷ lệ điện khí hóa 100% vào năm 2022
	Sử dụng hiệu quả năng lượng	Giảm 40% cường độ năng lượng tới 2030 so với mức của năm 2010.
	Năng lượng tái tạo	Tăng gấp 3 lần công suất phát điện từ NLTT so với năm 2010, đạt mức 15 GW tới năm 2030.
	Biến đổi khí hậu	Giảm 70% phát thải so với mức BAU năm 2030 với sự hỗ trợ của quốc tế
Singapore	Sử dụng hiệu quả năng lượng	Giảm 35% cường độ năng lượng tới 2030 so với mức 2005
	Năng lượng tái tạo	Tăng công suất điện mặt trời lên 350MW vào 2020 và 1 GW sau 2020
	Biến đổi khí hậu	Giảm 16% phát thải so với BAU của 2020
Myanmar	Điện nông thôn	Đạt tỷ lệ điện khí hóa nông thôn 80% vào 2030
	Sử dụng hiệu quả năng lượng	Giảm 8% nhu cầu năng lượng sơ cấp vào 2030 so với mức 2005
Malaysia	Sử dụng hiệu quả năng lượng	Thúc đẩy HSNL ở khu vực công nghiệp, tòa nhà và hộ gia đình với việc đưa vào các chương trình về tiêu chuẩn, dán nhãn, kiểm toán, thiết kế tòa nhà.
	Năng lượng tái tạo	Tanawng công suất NL tái tạo cho phát điện lên 2080 MW vào 2020 và 4000 MW vào 2030
	Giao thông vận tải	Giới thiệu 100 ngàn phương tiện chạy điện năm 2020 và 125 ngàn trạm sạc
	Biến đổi khí hậu	Giảm cường độ phát thải trên GDP 35% vào năm 2030 so với năm 2005, trường hợp có sự hỗ trợ quốc tế là 45%.

Nguồn: IEA.Báo cáo Triển vọng Năng lượng ASEAN (Southeast Asia Energy Outlook 2019). Tháng 10/2019

Kế hoạch kết nối lưới điện truyền tải cả khu vực khu vực ASEAN, gọi tắt là APG (ASEAN Power Grid) được các lãnh đạo ASEAN nhất trí vào năm 2017, với mục tiêu tăng cường trao đổi mua bán điện, thúc đẩy sử dụng nguồn năng lượng sạch, tối ưu hóa đầu tư trong ngành điện và tạo điều kiện cho dân cư ở các khu vực nông thôn, vùng cao biên giới có thể tiếp cận điện năng.

Theo kế hoạch, APG sẽ bắt đầu từ liên kết song phương qua biên giới giữa các quốc gia, dần mở rộng đến liên kết vùng và cuối cùng là hình thành hệ thống lưới điện

liên kết toàn khu vực. Mặc dù kế hoạch được sự ủng hộ mạnh mẽ, nhưng hiện tại mới được thực hiện ở cấp độ song phương. Theo IEA, tiếp cận đa phương đã bị cản trở, một phần bởi những quan điểm khác nhau về những tác động không mong muốn của việc gia tăng liên kết điện khu vực. Bảng dưới đây mô tả hiện trạng liên kết lưới giữa các quốc gia trong khối ASEAN do IEA thực hiện.

Bảng 3.12: Hiện trạng kết nối điện giữa các quốc gia trong khối ASEAN

Quốc gia	Kết nối với...	Giao dịch với...
Brunei	Không có	
Campuchia	Lào, Thái Lan, Việt Nam	Bán điện cho Thái Lan Mua điện từ Lào, Thái Lan, Việt Nam
Indonesia	Malaysia (chủ yếu cho vùng nông thôn ven biển giới)	Chủ yếu bán điện cho Malaysia
Lào	Campuchia, Thái Lan, Việt Nam, Myanmar (chủ yếu cho vùng nông thôn ven biển giới)	Bán điện cho Thái Lan, Thái Lan, Việt Nam, và Malaysia (qua hướng Thái Lan)
Malaysia	Indonesia, Singapore (chủ yếu dự phòng), Thái Lan	Mua điện từ Thái Lan, Lào (thông qua Thái Lan). Trao đổi hai chiều và phi tài chính với Singapore.
Myanmar	Lào, Thái Lan (chủ yếu cho vùng nông thôn ven biển giới)	
Thái Lan	Campuchia, Lào, Malaysia, Myanmar (ở cấp điện áp nhỏ ở vùng ven biển giới)	Mua điện từ Campuchia, Lào. Làm trung gian giữa Lào và Malaysia
Philippines	Không có	
Singapore	Malaysia (ở cấp điện áp nhỏ ở vùng ven biển giới)	Trao đổi hai chiều và phi tài chính với Malaysia.
Việt Nam	Campuchia, Lào	Bán điện cho Campuchia; Mua điện từ Lào

Nguồn: IEA. Báo cáo Triển vọng Năng lượng ASEAN (Southeast Asia Energy Outlook 2019). Tháng 10/2019

Như vậy, mới chỉ 8 trong số 10 quốc gia thành viên mới cho sự kết nối. Giao dịch mua bán điện chủ yếu theo hướng một chiều. Tuy nhiên trong vài năm trở lại đây, các quốc gia ASEAN đang khởi động lại tiến trình đa phương hóa trong liên kết điện. Khởi đầu là một dự án thí điểm giữa Lào, Malaysia, Thái Lan và Singapore từ tháng 1 năm 2018.

Trong khuôn khổ chương trình Hội nghị Bộ trưởng Kinh tế ASEAN lần thứ 52 được tổ chức họp trực tuyến vào cuối tháng 8 năm 2020, Các đại biểu tham gia hội nghị đã thống nhất 8 ưu tiên hợp tác năng lượng ASEAN năm 2020, bao gồm:

Thứ nhất, hoàn thành việc xây dựng Kế hoạch hành động hợp tác năng lượng ASEAN (APAEC) giai đoạn 2: 2021-2025, đóng vai trò là kế hoạch chi tiết cho sự chuyển đổi dài hạn của cảnh quan năng lượng ASEAN hướng tới một tương lai bền vững.

Thứ hai, hoàn thành Triển vọng năng lượng ASEAN lần thứ 6 để bổ sung giai đoạn 2 của APAEC.

Thứ ba, xác định mục tiêu năng lượng tái tạo (RE) về năng lực năng lượng cho ASEAN vào năm 2025 sẽ được đưa vào Lộ trình RE 2025 của ASEAN.

Thứ tư, xác định mục tiêu và phát triển kế hoạch để đạt được mục tiêu giảm cường độ năng lượng vào năm 2025 trong Giai đoạn 2 của APAEC.

Thứ năm, hoàn thành kế hoạch HAPUA và APGCC để theo dõi các khuyến nghị nhằm đáp ứng các yêu cầu tối thiểu để thúc đẩy hội nhập khu vực và thương mại điện đa phương trong ASEAN, với sự hỗ trợ của ACE và AERN.

Thứ sáu, hoàn thành Giai đoạn 1 và 2 của Nghiên cứu Quy hoạch Kết nối ASEAN (AIMS) III để đề xuất cơ sở hạ tầng truyền tải cần thiết để hỗ trợ thương mại điện đa phương và tích hợp năng lượng tái tạo vào lưới điện ASEAN.

Thứ bảy, đạt được sự đồng thuận cấp cao từ các quốc gia thành viên ASEAN về nghiên cứu cơ chế đổi mới nhằm huy động vốn từ khu vực tư nhân cho cơ sở hạ tầng truyền tải năng lượng trong ASEAN.

Cuối cùng, xây dựng các khuyến nghị về vai trò của Mạng lưới điều tiết năng lượng ASEAN (AERN), bao gồm cả vai trò trung và dài hạn của AERN, liên quan đến thương mại điện đa phương trong ASEAN.

3.4. PHÂN TÍCH TỔNG QUAN HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

3.4.1. Tương quan năng lượng - kinh tế giai đoạn 2011 - 2019

Nền kinh tế năng lượng Việt Nam đã thay đổi nhanh chóng trong vài thập kỷ qua với việc chuyển mình từ một nền kinh tế nông nghiệp dựa trên các loại nhiên liệu sinh khối truyền thống sang một nền kinh tế hỗn hợp hiện đại. Trong gần một thập kỷ qua, Tổng giá trị sản phẩm quốc nội (GDP, theo giá so sánh USD 2010) đã tăng gần gấp đôi, từ 115,9 tỷ USD năm 2010 lên hơn 200,8 tỷ vào năm 2019. Giá trị GDP trên đầu người cũng tăng 1,56 lần, từ 1.332 USD năm 2010 lên 2.082 USD vào năm 2019.

Việt Nam có nhiều loại nguồn năng lượng nội địa như dầu thô, than, khí tự nhiên và thủy điện, những nguồn năng lượng này đóng một vai trò quan trọng trong phát triển kinh tế trong nhiều thập kỷ. Trong giai đoạn trước 2015, xuất khẩu dầu thô và than là những nguồn đóng góp quan trọng cho ngân sách. Tuy nhiên, kể từ 2015, với

những biến động lớn trong hoạt động xuất nhập khẩu năng lượng, Việt Nam đã trở thành nước nhập khẩu tịnh năng lượng.

Năm 2019, tổng cung cấp năng lượng sơ cấp (NLSC) của Việt Nam là 92.329 KTOE, tăng 12,5% so với năm 2018. Trong khi đó, cả giai đoạn 2011-2019, tỷ lệ tăng trưởng chỉ là 6,48%/năm. Động lực chính cho tăng trưởng NLSC, trước tiên do phía nhu cầu, phần quan trọng còn lại là cơ cấu chuyển hóa năng lượng, chủ yếu là ngành điện. Trong trường hợp của Việt Nam, sự gia tăng mạnh mẽ cung năng lượng sơ cấp trong vài năm gần đây có vai trò lớn nhất của nhiệt điện than.

Nhìn vào tăng trưởng của từng nhóm sản phẩm năng lượng trong NLSC, có thể thấy than có tốc độ tăng trưởng gần gấp đôi, 13,3%/năm trong giai đoạn 2011-2019, kế tiếp là năng lượng tái tạo⁹ 9,3%/năm. Năng lượng sinh khối phi thương mại¹⁰ và chênh lệch xuất khẩu điện có mức tăng trưởng âm, tương ứng -20,7%/năm và -13,3%/năm.

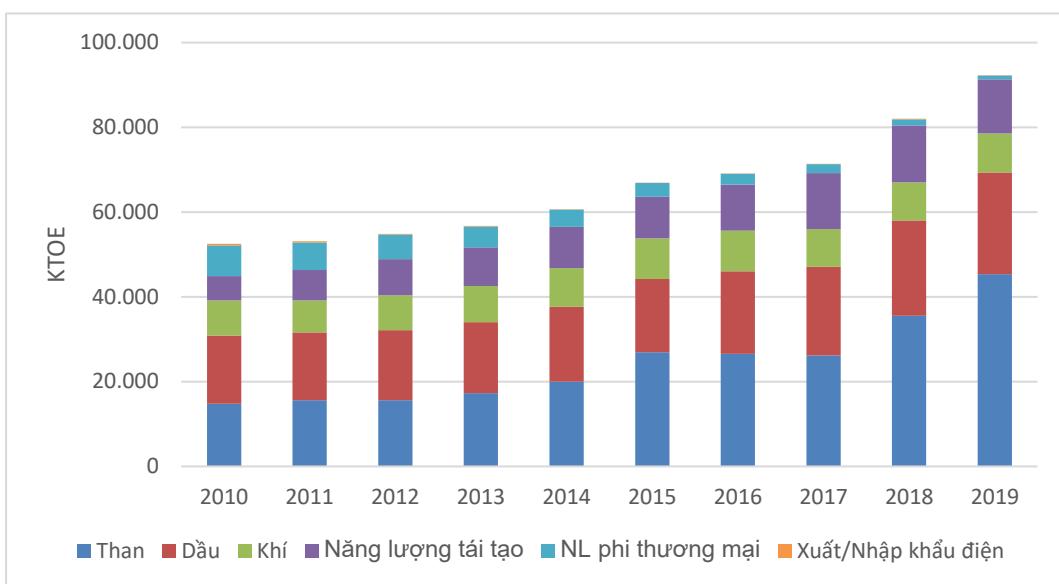
Bảng 3.13: Diễn biến cung cấp năng lượng sơ cấp giai đoạn 2010-2019 (KTOE)

Hạng mục	2010	2015	2016	2017	2018	2019 (ước)	2011-2019
Than	14.730	26.957	26.507	26.131	35.541	45.360	13,3%
Dầu thô & các SP dầu	16.099	17.288	19.522	20.973	22.481	23.987	4,5%
Khí	8.316	9.551	9.549	8.901	9.009	9.189	1,1%
Năng lượng tái tạo	5.763	9.832	10.873	13.202	13.412	12.796	9,3%
NL phi thương mại	7.196	3.251	2.601	2.081	1.457	891	-20,7%
Xuất/Nhập khẩu điện	386	84	114	61	139	107	-13,3%
Tổng	52.490	66.964	69.166	71.349	82.039	92.329	6,48%

Nguồn: Viện Năng lượng, Dự thảo Thống kê Năng lượng Việt Nam 2019, tháng 8/2020

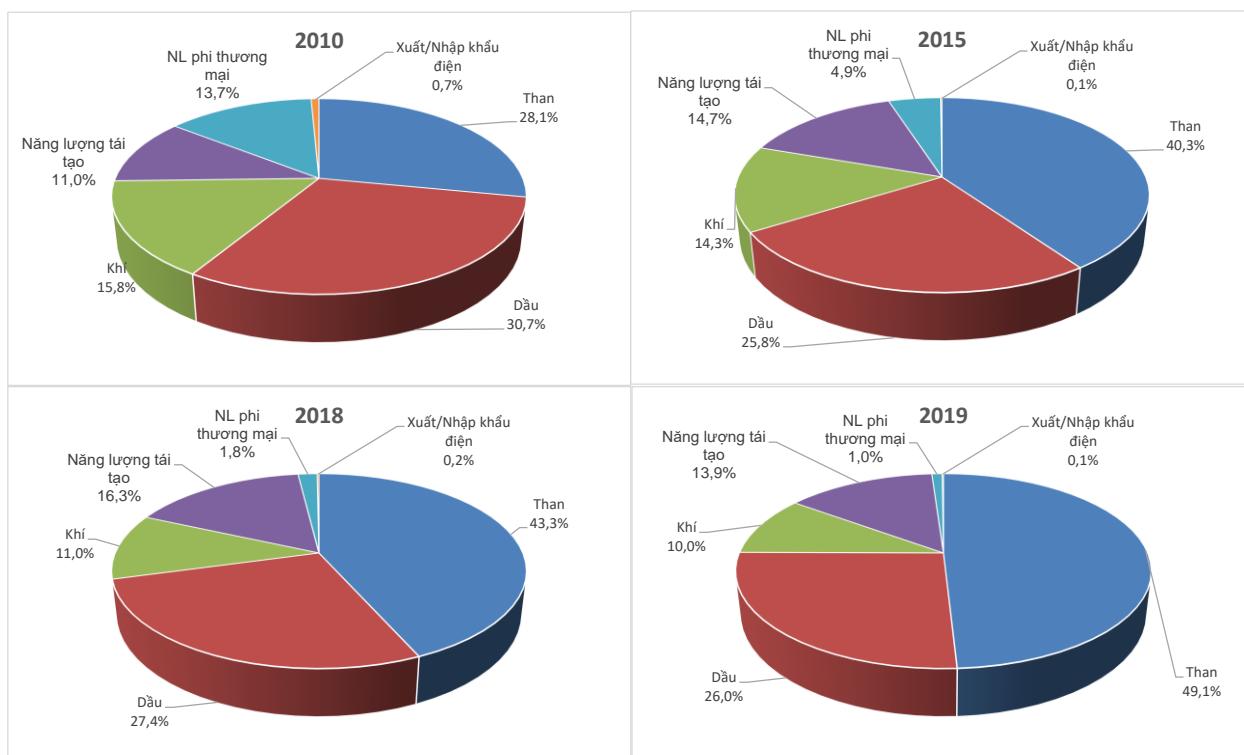
⁹ Năng lượng tái tạo bao gồm thủy điện, điện gió, điện mặt trời nối lưới (dạng Photovoltaic), năng lượng mặt trời sử dụng cho bình đun nước nóng NLMT (dạng Solar heat), xăng khoáng Ethanol E100 (lượng Ethanol hàm lượng trên 99% dùng để pha chế xăng E5 A92 hiện đang lưu hành phổ biến trên thị trường). Ngoài ra năng lượng tái tạo còn bao gồm các loại biomass dùng để phát điện (chủ yếu là đồng phát) và cho các ứng dụng công nghiệp và nông nghiệp (như làm nguyên liệu thay thế hoặc đốt kèm trong lò hơi công nghiệp, đốt sấy sản phẩm trong công nghiệp...). Như vậy, chỉ một phần biomass trước nay được sử dụng trong mục đích dân dụng được coi là Năng lượng phi thương mại.

¹⁰ Năng lượng sinh khối phi thương mại: các loại nhiên liệu không thông qua trao đổi thương mại hoặc không có thị trường chính thức, thường được sử dụng làm chất đốt trong dân dụng, ở đây chủ yếu bao gồm (củi gỗ, phụ phẩm nông nghiệp, chất thải động vật v.v...)



Hình 3.4: Diễn biến cung cấp năng lượng sơ cấp giai đoạn 2010-2019

Sự sụt giảm của năng lượng sinh khối phi thương mại là hoàn toàn phù hợp với xu thế hiện nay. Trước những năm 2010, năng lượng sinh khối phi thương mại thường được sử dụng trong đun nấu dân dụng, là một loại nhiên liệu tương đối phổ biến ở khu vực nông thôn và vùng sâu vùng xa. Càng về sau này do quá trình đô thị hóa và mức sống ngày càng cao đã làm tăng khả năng tiếp cận với các dạng nhiên liệu thương mại thuận tiện và an toàn hơn. Vì vậy biomass sử dụng trong dân dụng ngày càng giảm. Mặc dù vậy, các ứng dụng biomass trong sản xuất công nghiệp lại có xu hướng gia tăng, ví dụ như lò hơi đốt trấu, sản xuất điện đồng phaat... Vì vậy lượng biomass này không được coi là năng lượng sinh khối phi thương mại.



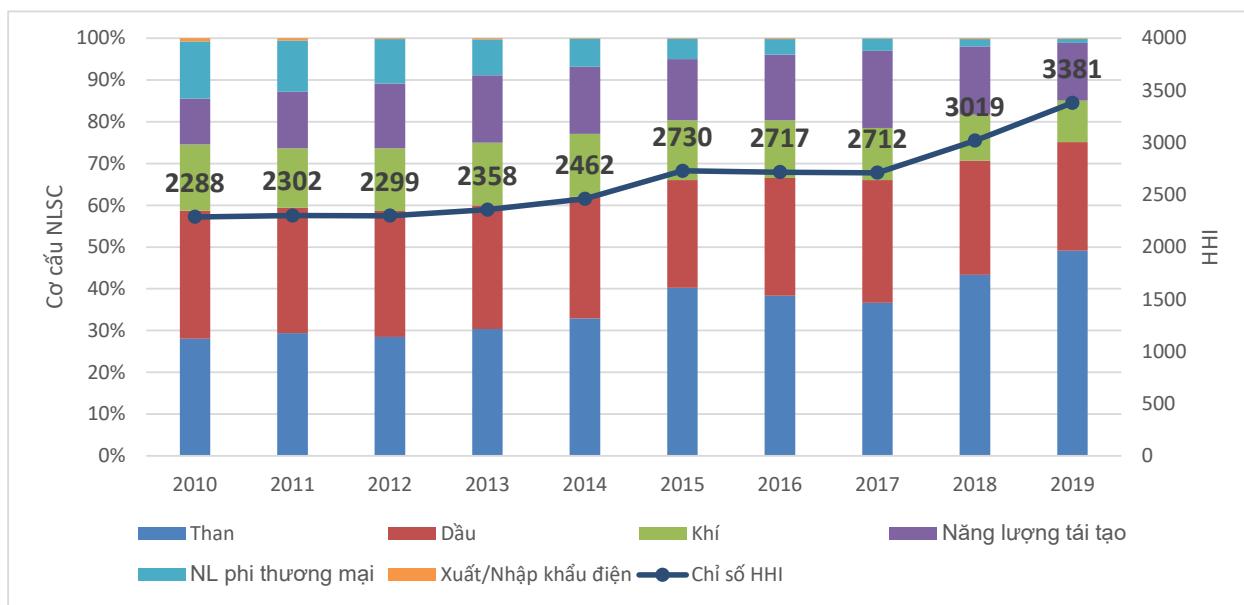
Hình 3.5: Tỷ trọng các dạng năng lượng trong NLSC

Giai đoạn 2010-2019 chứng kiến sự sụt giảm mạnh mẽ của năng lượng phi thương mại trong cơ cấu tổng NLSC từ 13,7% năm 2010 xuống còn 4,9% năm 2015 và đến năm 2019 ước tính chỉ còn 1%. Năng lượng tái tạo, với thủy điện làm nòng cốt, cũng có sự tăng trong cơ cấu tổng cung, từ 11% năm 2010 lên 14,7% năm 2015 và 16,3% vào năm 2018. Nhưng đến năm 2019 năng lượng tái tạo giảm xuống chỉ còn 13,9% mặc dù năm này chứng kiến sự phát triển mạnh mẽ của điện mặt trời. Sự thay đổi đáng kể nhất là than.

Năm 2010, than chỉ chiếm 28,1% cơ cấu và duy trì ở mức độ tương đương trong mấy năm kế tiếp. Tuy nhiên sau 2015 chứng kiến sự gia tăng đáng kể của loại nhiên liệu này trong tổng cung, lên 43,3% năm 2018 và kỷ lục 49,1% năm 2019. Dường như sự đa dạng hóa trong nguồn cung năng lượng sơ cấp đang giảm dần.

Để định lượng sự đa dạng hóa nguồn cung trong NLSC, có thể sử dụng chỉ số Herfindahl-Hirschman (HHI)¹¹ để tính toán cho cả giai đoạn 2010-2019.

¹¹ Chỉ số HHI (Herfindahl index) là chỉ tiêu phản ánh mức tập trung người bán ở một thị trường có tính đến tổng số công ty trên một thị trường và quy mô tương đối của họ. HHI được tính bằng cách lấy quy mô của các công ty, tất cả đều tính bằng tỷ lệ so với quy mô thị trường. Nếu HHI càng gần 10.000 thì thị trường có tính độc quyền cao, chỉ có duy nhất 1 công ty cung cấp sản phẩm. Nếu HHI tiến về 0 tức là thị trường cạnh tranh hoàn hảo.



Hình 3.6: Tỷ trọng và mức độ đa dạng hóa trong cung cấp NLSC giai đoạn 2000-2019

Như vậy xu thế giảm dần năng lượng sinh khối phi thương mại và sự xuất hiện của các loại năng lượng tái tạo mới như NL mặt trời, gió chỉ cải thiện một phần rất nhỏ trong cơ cấu NLSC. Than là động lực chính khiến cho chỉ số HHI tăng gần như liên tục. Năm 2010 chỉ số HHI này là 2.288, tăng lên 2.730 vào năm 2015 và 3.381 vào năm 2019. Đây không phải là một tín hiệu tốt, cho thấy sự giảm dần đa dạng hóa và phụ thuộc nhiều vào than.

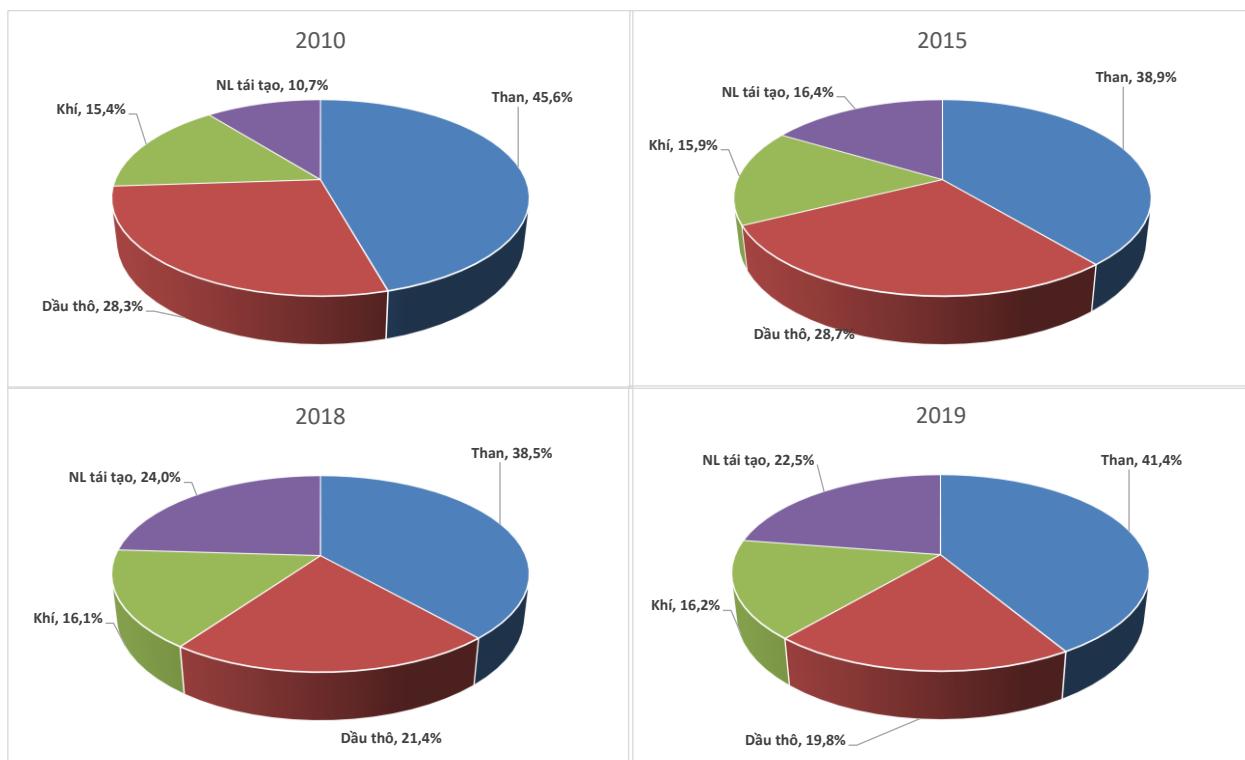
Về khai thác năng lượng trong nước. Nếu không tính đến năng lượng phi thương mại vốn được coi là những dạng năng lượng sẵn có ở địa phương, có thể sử dụng tại chỗ, tức là không mất chi phí đầu tư, thì trong những năm gần đây, tổng năng lượng khai thác trong nước có xu hướng ổn định, chủ yếu là do sản lượng khai thác các sản phẩm chính như than, dầu thô có sự giảm sút nhưng lại được bù đắp bởi các dạng năng lượng tái tạo mới. Bảng dưới đây thể hiện chuỗi số liệu về khai thác các dạng năng lượng trong nước, không bao gồm năng lượng phi thương mại như đã nói ở trên.

Bảng 3.14: Khai thác năng lượng (không bao gồm phi thương mại) 2010-2019 (KTOE)

Hạng mục	2010	2011	2015	2016	2017	2018	2019 (tạm)
Than	24.646	26.102	23.332	19.439	19.176	21.485	23.514
Dầu thô	15.266	15.489	17.218	15.504	13.828	11.924	11.261
Khí	8316	7560	9551	9549	8901	9009	9189
Năng lượng tái tạo	5.763	7.174	9.832	10.873	13.202	13.412	12.796
Tổng	53.991	56.325	59.933	55.365	55.108	55.830	56.760

Nguồn: Viện Năng lượng, Dự thảo Thông kê Năng lượng Việt Nam 2019, tháng 8/2020

Năm 2019, lượng khai thác năng lượng thương mại trong nước đạt 56.760 KTOE, trong đó có than chiếm tỷ trọng lớn nhất 41,4%. Mặc dù cao hơn so với năm 2018, nhưng còn thấp so với 45,1% của năm đầu kỳ 2010. Chiếm tỷ trọng lớn thứ 2 là năng lượng tái tạo, trong đó chủ yếu là thủy điện, chiếm 22,5% lượng khai thác trong nước. Lưu ý rằng năm 2010, năng lượng tái tạo chỉ chiếm 10,7%. Tỷ trọng của năng lượng tái tạo tăng gần gấp đôi là do có sự phát triển của các loại hình năng lượng tái tạo mới trong ngành điện trong vài năm gần đây (tính chung tăng 70,3%/năm giai đoạn 2011-2019), đồng thời thủy điện cũng tăng 10,2%/năm trong cùng kỳ. Một vấn đề khác là sự sụt giảm của dầu thô khai thác trong nước. Kể từ khi đạt đỉnh năm 2015, sản lượng dầu thô liên tục giảm khiến cho tỷ trọng của dầu thô trong tổng khai thác từ 28,7% năm 2015 xuống chỉ còn 19,8% năm 2019.



Hình 3.7: Cơ cấu khai thác năng lượng thương mại trong nước

Xuất khẩu năng lượng được thực hiện với mục tiêu tạo nguồn thu ngoại tệ cho ngân sách nhà nước. Trong khi đó nhập khẩu năng lượng là để đáp ứng thiếu hụt nguồn cung do sự thiếu hụt các nguồn sản xuất hoặc chuyển đổi năng lượng trong nước. Hình dưới đây thể hiện tương quan giữa xuất và nhập khẩu năng lượng trong giai đoạn 2010 – 2019:



Hình 3.8: Diễn biến xuất nhập khẩu năng lượng giai đoạn 2010-2019 (KTOE)

Dễ dàng nhận thấy xu hướng giảm dần của xuất khẩu năng lượng trong những năm vừa qua, trong khi nhập khẩu năng lượng tăng dần. Sản lượng xuất khẩu của năm 2019 chỉ còn 7.224 KTOE, tức là chỉ bằng 1/3 so với năm 2010. Trong khi đó lượng năng lượng nhập khẩu, sau một vài năm giảm sút do nhu cầu trong nước giảm, đã tăng mạnh trở lại kể từ năm 2015. Và đây cũng là năm đầu tiên Việt Nam chính thức trở thành một quốc gia nhập khẩu tịnh năng lượng. Xét về lượng, năm 2019, năng lượng nhập khẩu là 40.734 KTOE, tăng 27,3% so với năm 2018. Tính trong cả giai đoạn 2011-2019, tăng trưởng năng lượng nhập khẩu ở mức 14,4%/năm. Đáng chú ý kể từ năm 2018, Việt Nam bắt đầu nhập một lượng dầu thô đáng kể nhằm cấp nguyên liệu cho nhà máy lọc dầu Nghi Sơn.

Bảng 3.15: Chênh lệch xuất nhập khẩu theo từng loại năng lượng (KTOE) & đóng góp vào NLSC

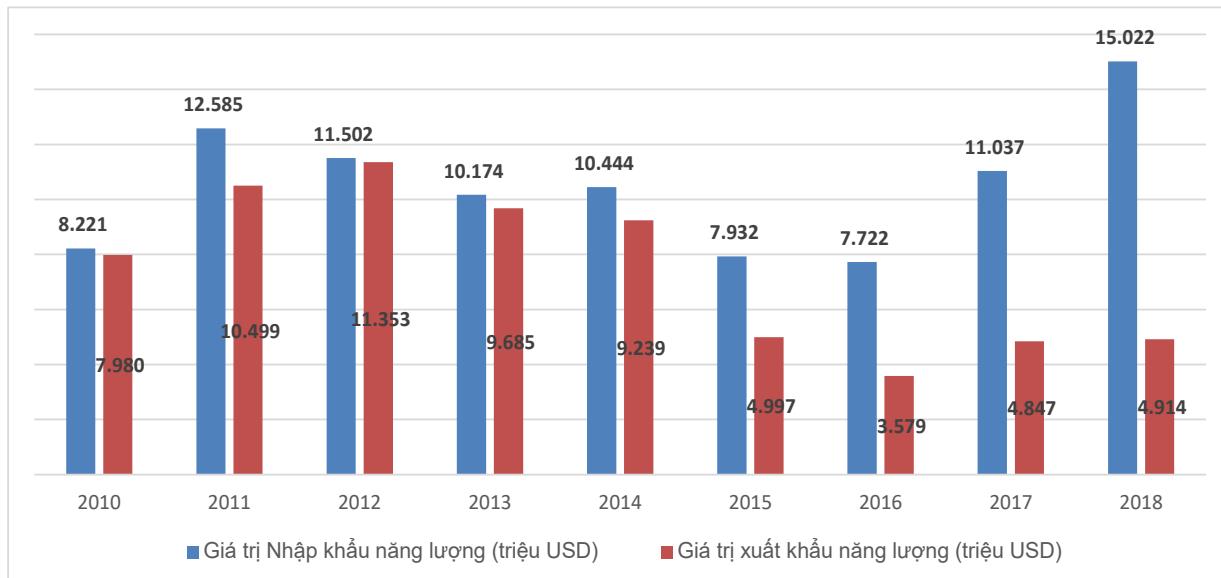
Hạng mục	2010	2011	2015	2016	2017	2018	2019
Than	-10.448	-8.845	2.901	6.695	6.971	11.403	20.674
Dầu thô	-8.137	-8.405	-9.365	-6.541	-5.738	1.579	3.426
Các sản phẩm dầu	9.099	10.082	10.409	12.361	13.586	11.210	9.302
Điện	386	308	84	114	61	139	107
Tổng	-9.099	-6.860	4.029	12.629	14.881	24.331	33.509
Đóng góp vào NLSC	-17,3%	-12,9%	6,0%	18,3%	20,9%	29,7%	36,3%

Nguồn: Viện Năng lượng, Dự thảo Thống kê Năng lượng Việt Nam 2019, tháng 8/2020

Biểu số liệu ở trên cho thấy sự thay đổi về chênh lệch xuất nhập khẩu từng loại năng lượng trong giai đoạn 2011-2019. Sự chuyển biến mạnh mẽ đến từ than và dầu thô, vốn trước đây được coi là thế mạnh xuất khẩu của Việt Nam. Mặc dù vậy có sự

khác biệt giữa hai loại năng lượng này. Tịnh nhập khẩu than đạt âm trước 2015, nhưng sau đó đạt giá trị dương và luôn tăng mạnh về mặt giá trị cho thấy sự phụ thuộc ngày càng cao vào than nhập khẩu. Trong khi đó, tịnh nhập khẩu dầu thô tuy đạt giá trị dương từ 2018 nhưng cũng từ năm này tịnh nhập khẩu các sản phẩm dầu lại giảm cho thấy sự tráo đổi khi Việt Nam có thêm nhà máy lọc dầu Nghi Sơn.

Về tổng thể, tịnh nhập khẩu năng lượng chiếm tỷ trọng ngày càng cao trong Tổng cung năng lượng sơ cấp, từ 6,0% năm 2015 tăng lên 36,3% năm 2019.

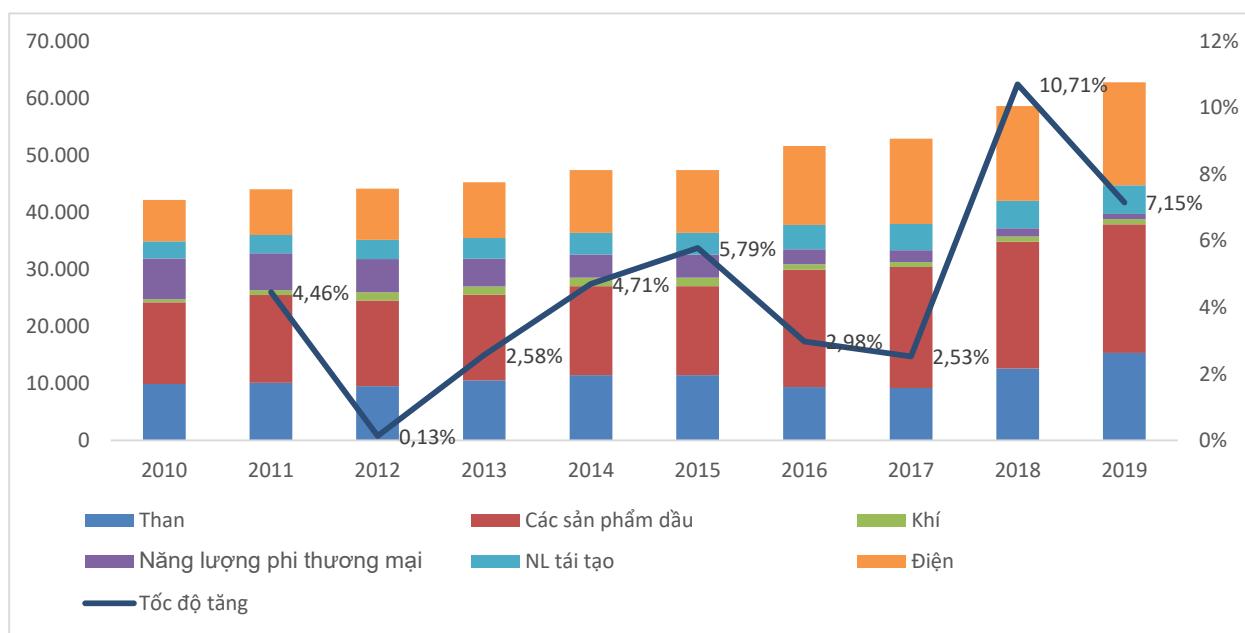


Hình 3.9: Tổng Giá trị xuất và nhập khẩu năng lượng trong giai đoạn 2010-2018 (triệu USD)

Nguồn: số liệu truy xuất trực tuyến các sản phẩm năng lượng (mã HS chương 27) từ website của Tổng Cục Thống kê <http://gso.gov.vn/xnkh/>

Số liệu thống kê Hải quan cho thấy, về mặt giá trị có thể thấy đóng góp của xuất khẩu năng lượng đang có xu hướng giảm. Đóng góp cao nhất là 11,3 tỷ USD năm 2012, nhưng đến 2018 chỉ còn hơn 4,9 tỷ USD. Trong khi đó giá trị nhập khẩu đang có xu hướng tăng cao. Giá trị nhập khẩu năm 2018 ở mức hơn 15 tỷ USD, trong đó hơn 2,5 tỷ cho nhập than và hơn 10 tỷ cho các sản phẩm dầu.

Về tiêu thụ năng lượng, trong giai đoạn 2010-2019, tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng trưởng 4,52%/năm đạt mức 62.833 KTOE vào năm 2019. Mặc dù vậy trong hai năm liên tiếp 2018 và 2019 tốc độ tăng trưởng so với năm trước đó lại khá cao, 10,7% ở năm 2018 và 7,15% ở năm 2019. Điều này khiến cho chỉ số tiêu thụ năng lượng trên GDP tăng cao trở lại, bắt đầu là 364 kgOE/1000 USD vào năm 2010, giảm dần xuống 302,2 kgOE/1000 USD vào năm 2017 nhưng sau đó lại tăng lên 312,4 kgOE/1000 USD và 314,8 kgOE/1000 USD tương ứng ở 2018 và 2019. Đồ thị sau thể hiện diễn biến tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo dạng nhiên liệu giai đoạn 2010-2019:



Hình 3.10: Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo dạng nhiên liệu giai đoạn 2010-2019

Bảng 3.16: Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo nhiên liệu giai đoạn 2010-2019 (KTOE)

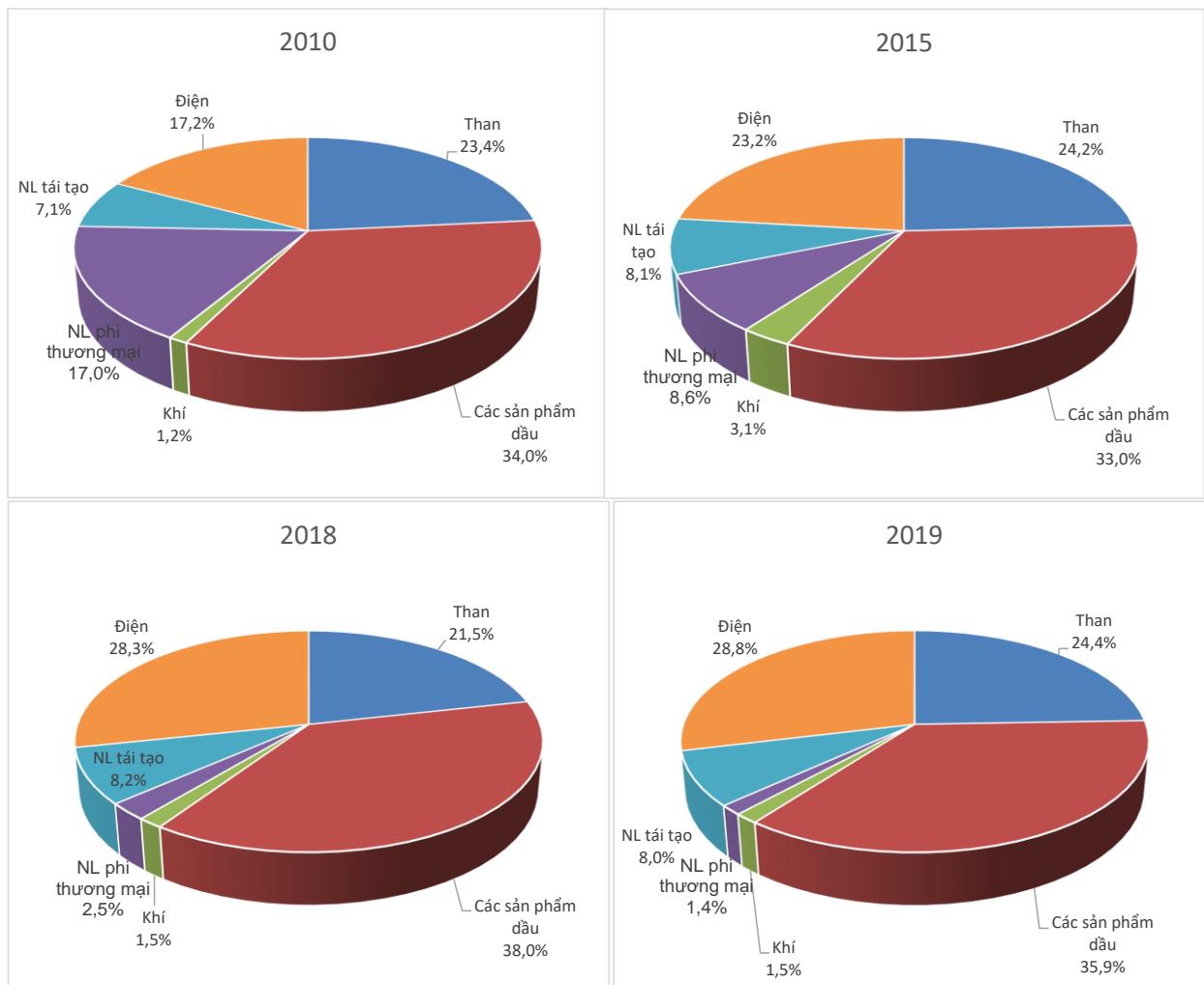
Hạng mục	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2011-2019
Than	9.893	11.457	9.393	9.207	12.612	15.362	5,0%
Các sản phẩm dầu	14.361	15.636	20.576	21.210	22.264	22.554	5,1%
Khí	493	1.458	955	890	901	919	7,2%
NL phi thương mại	7.196	4.064	2.601	2.081	1.457	891	-20,7%
NL tái tạo	2.990	3.823	4.304	4.572	4.787	5.013	5,9%
Điện	7.278	10.986	13.832	15.007	16.619	18.095	10,6%
Tổng	42.211	50.169	51.661	52.967	58.639	62.833	4,52%

Nguồn: Viện Năng lượng, Dự thảo Thống kê Năng lượng Việt Nam 2019, tháng 8/2020

Về cơ cấu, rõ nét nhất là tỷ lệ tiêu thụ điện trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (NLCC) tăng liên tục thể hiện sự chuyển đổi từ các dạng nhiên liệu khác sang điện. Năm 2010, tỷ lệ này đạt 17,2% thì tới năm 2015 tăng lên 23,2%, và 28,8% vào năm 2019. Mặc dù than có tốc độ nguồn cung sơ cấp cao, nhưng tốc độ tăng trưởng trong tiêu thụ NLCC chỉ đạt 5%/năm. Cơ cấu của than trong tiêu thụ cuối cùng cũng không có nhiều biến động, xấp xỉ ở mức 23-24%. Năng lượng tái tạo có tốc độ tăng trưởng đáng ghi nhận, 5,9%/năm. Tuy nhiên cơ cấu trong tổng tiêu thụ NLCC có sự giảm nhẹ, từ 8,1% năm 2015 xuống còn 8,0% năm 2019.

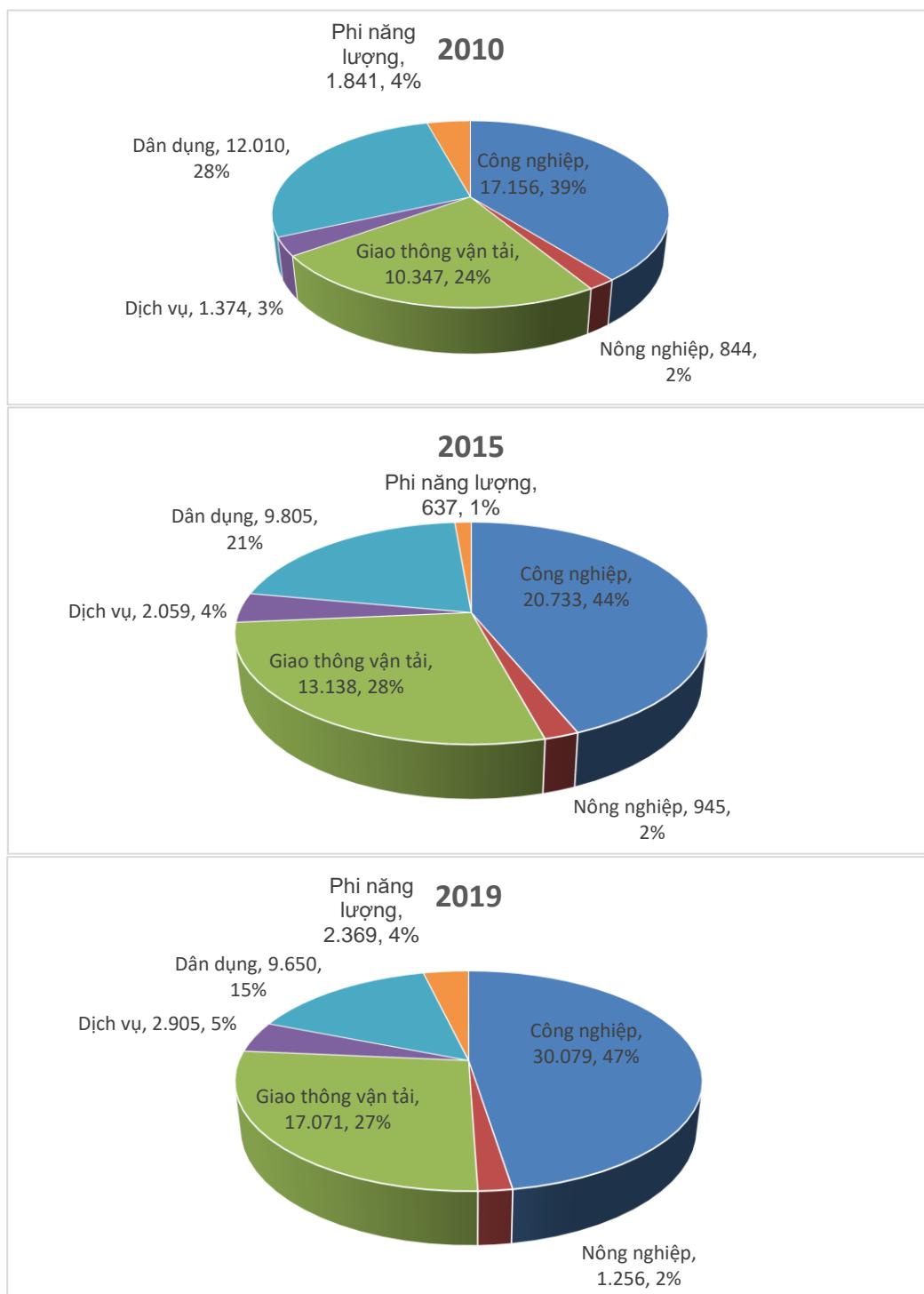
Các sản phẩm dầu chiếm tỷ trọng lớn nhất trong NLCC và cũng không có biến động lớn, ngoại trừ việc tăng lên 38,0% vào năm 2018 nhưng sau đó lại giảm xuống

còn 35,9% vào năm 2019. Sự thay đổi lớn nằm ở năng lượng phi thương mại. Với cách thức thống kê mới thì năng lượng phi thương mại mỗi năm giảm hơn 20%/năm trong giai đoạn 2011-2019. Điều này khiến cho cơ cấu của NL phi thương mại trong NLCC chỉ còn 1,4% vào năm 2019.



Hình 3.11: Cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo dạng nhiên liệu giai đoạn 2010-2019

Về cơ cấu ngành trong tiêu thụ NLCC năm 2015, công nghiệp vẫn là hộ tiêu thụ lớn nhất với 47,0%, tiếp đến GTVT 27% trong khi Dân dụng chỉ còn chiếm 15%. Có một sự thay đổi đáng kể trong cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo ngành giai đoạn 2010-2019: năm 2010, dân dụng chiếm tỷ trọng với 28%, trong khi GTVT chỉ chiếm 24% và công nghiệp 39%. Có thể thấy sự tăng trưởng tiêu thụ có vai trò quyết định khu vực Công nghiệp và GTVT với tỷ lệ là 6,4%/năm và 5,7%/năm.



Hình 3.12: Cơ cấu tiêu thụ NLCC năm 2010, 2015 và 2019 theo ngành kinh tế (KTOE, %)

Bảng dưới đây thể hiện các chỉ số năng lượng cơ bản và một số có gắn với tổng thể kinh tế, dân số và môi trường trong thời kỳ 2010-2019,

Bảng 3.17: Các chỉ tiêu kinh tế năng lượng môi trường giai đoạn 2010-2019 (KTOE)

Hạng mục	Đơn vị	2010	2015	2018	2019
Tổng cung năng lượng sơ cấp	KTOE	52.490	66.964	82.039	92.329

Hạng mục	Đơn vị	2010	2015	2018	2019
Tỷ lệ năng lượng tái tạo trên tổng cung sơ cấp	%	24,7	19,5	18,12	14,82
Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng	KTOE	42.211	50.169	58.639	62.833
Năng lượng cuối cùng/Tổng cung sơ cấp	%	80,42	74,92	71,48	68,05
Tiêu thụ năng lượng cuối cùng đầu người	kgOE/người	484,8	544,0	614,8	651,2
Cung năng lượng sơ cấp/GDP	kgOE/1,000USD	452,8	433,4	437,1	459,7
Tiêu thụ năng lượng cuối cùng/GDP	kgOE/1,000USD	364,1	324,7	312,4	312,8
Tỷ lệ nhập khẩu trên tổng cung	%	23,0	18,0	39,01	44,12
Tỷ lệ tiêu thụ điện/tổng tiêu thụ năng lượng	%	22,7	29,3	28,3	28,8
Tổng Phát thải do hoạt động năng lượng	Mt-CO2	147	169	228	272
Phát thải trên đầu người	kg CO2/người	1.692	1.837	2.391	2.820
Phát thải trên GDP	kg CO2/\$US	1.271	1.096	1.215	1.355

Nguồn: Viện Năng lượng, Dự thảo Thống kê Năng lượng Việt Nam 2019, tháng 8/2020

Để đánh giá an ninh năng lượng lại trong một giai đoạn cần phải xem xét thêm một số chỉ tiêu tổng hợp về an ninh năng lượng, nhất là trong thời gian qua, thế giới luôn biến động với những bất ổn tiềm tàng, mối đe dọa đối với an ninh năng lượng có thể xuất phát từ bất ổn chính trị của một vài quốc gia sản xuất năng lượng, sự thao túng trong cung cấp năng lượng, sự cạnh tranh cung cấp năng lượng, sự tấn công vào các hạ tầng cơ sở năng lượng, cũng như là các tai nạn, các thảm họa tự nhiên, khủng bố và sự lệ thuộc vào nhập khẩu dầu. Ở cấp độ quốc gia, an ninh năng lượng có thể được đánh giá theo một hệ thống các chỉ tiêu như bảng dưới đây, kèm theo các chỉ số tính toán của Việt Nam trong giai đoạn 2010-2015-2019.

Bảng 3.18: Biến động một số chỉ tiêu an ninh năng lượng giai đoạn 2010-2019

Chỉ tiêu	Năm 2010	Năm 2015	Năm 2019	Nhận xét/Chú thích
Tỷ số trữ lượng và sản xuất (R/P) than, dầu và khí tự nhiên	Than: ~70 năm			Khả năng khai thác than: 50 triệu tấn/năm
	Khí TN: ~40 năm			Khả năng khai thác khí: 15 tỷ m3/năm
	Dầu thô: ~ 20 năm			Khả năng khai thác dầu thô: 15 triệu tấn/năm
Sự phụ thuộc vào nhập khẩu than, dầu và khí tự nhiên (nhập khẩu tịnh NL %)	-17,3%	6,0%	36,3%	Xu hướng tăng sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu
Tỷ trọng của chi phí nhập khẩu than/dầu/khí trong tổng chi phí nhập khẩu (%)	9,7%	4,8%	6,3% (năm 2018)	Tỷ trọng hiện nay chưa cao tuy nhiên cần lưu ý diễn biến tăng tỷ lệ phụ thuộc nhiên liệu nhập khẩu trong tương lai
Tỷ trọng chi phí nhập khẩu than/dầu/khí trong doanh thu xuất khẩu (%)	11,4%	4,9%	6,2% (năm 2018)	

Chỉ tiêu	Năm 2010	Năm 2015	Năm 2019	Nhận xét/Chú thích
Tỷ trọng của chi phí nhập khẩu than/dầu/khí trong tổng thu nhập quốc nội (%)	7,1%	4,1%	5,1% (năm 2018)	
Đa dạng hóa nhập khẩu SP dầu (chỉ số HHI)	1.700	1.835	1.213 (năm 2018)	Tương đối đa dạng
Đa dạng hóa cơ cấu nhiên liệu cho phát điện chỉ số HHI)	3107	3209	3579	Sự đa dạng hóa đang giảm dần, có thể thấy ngay nguyên nhân là do điện than.
Cường độ năng lượng	364,1	324,7	312,8	Giảm đáng kể trong cả giai đoạn nhưng lại tăng lên vào năm 2019

Nguồn: Viện Năng lượng, Dự thảo Thông kê Năng lượng Việt Nam 2019, tháng 8/2020

Số liệu thống kê Hải Quan, trang web Tổng Cục Thống kê <http://gso.gov.vn/xnkh/>

Ngoài ra, có thể sử dụng một số chỉ số khác để đánh giá khả năng cung cấp năng lượng ổn định của hệ thống cơ sở hạ tầng hiện trạng. Bảng dưới đây cho thấy sự thay đổi về Chuỗi cung ứng tin cậy có sẵn trong nước, giai đoạn 2010-2019.

Bảng 3.19: Đánh giá chuỗi cung ứng tin cậy có sẵn có trong nước

Chỉ tiêu	Giá trị 2010	Giá trị 2015	Giá trị 2019	Nhận xét/Chú thích
Hệ số dự phòng công suất phát điện	32%	54%	46%	Tỷ lệ dự phòng cao ¹² , nhưng cần cải thiện khi các nguồn điện NLTT đang tăng dần tỷ trọng
Thời gian mất điện trung bình (SAIDI)		2281	648	
Số lần mất điện trung bình (SAIFI)		13,36	5,21	Độ tin cậy cung cấp điện ngày càng cao
Số lần mất điện thoáng qua (MAIFI)		2,03	0,98	
Mức độ sử dụng năng lượng thương mại	83,0%	93,5%	98,6%	Ở mức cao
Dự trữ dầu (số ngày cho phép giảm thiểu sự gián đoạn nguồn cung nhiên liệu hóa thạch)		62,7	91,3	Đạt tiêu chí của IEA về số ngày dự trữ dầu

Nguồn: tổng hợp

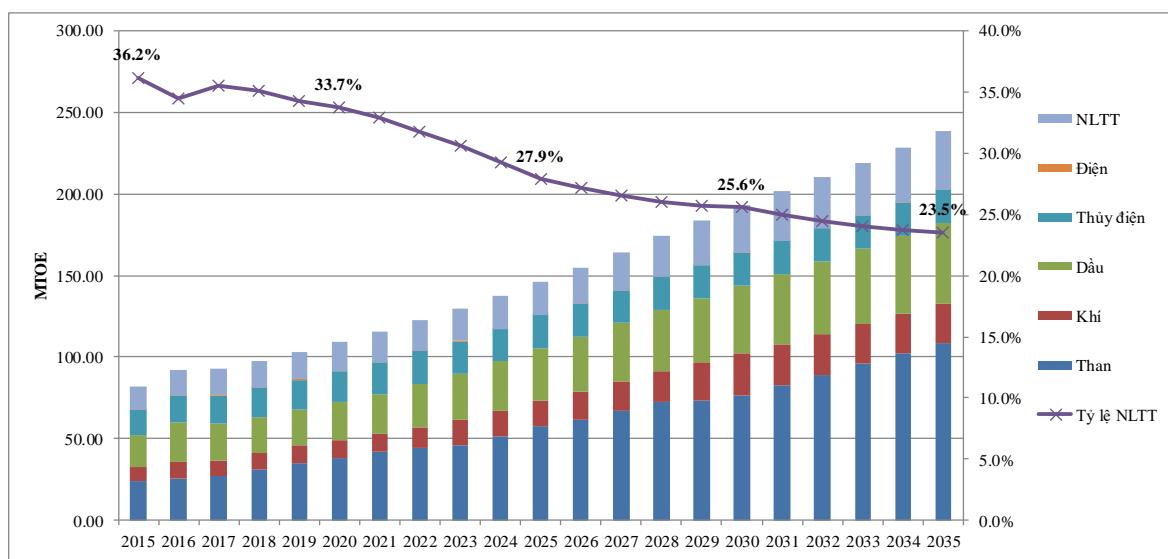
Như vậy, có thể nhận diện một số xu thế trong giai đoạn 2010-2019 như sau

¹²Tuy nhiên, hệ số huy động công suất của nhiệt điện than năm 2019 lên tới 68% (bình quân đạt gần 6000h/năm). Mức huy động bình quân khoảng 6000h/ năm đối với nhiệt điện than được đánh giá là khá cao và mức độ này có xu hướng tăng dần trong các năm kế tiếp. Điều này chứng tỏ hệ thống điện bắt đầu xuất hiện tình trạng thiếu nguồn điện dự phòng.

- Năng lượng sinh khối phi thương mại giảm, trong khi năng lượng tái tạo cho phát điện như điện gió và điện mặt trời lại có xu hướng tăng do có nhiều cơ chế chính sách hỗ trợ.
- Năng lượng xuất khẩu giảm trong bối cảnh sản lượng khai thác than và dầu thô và khí đã qua mức đỉnh. Ở hướng ngược lại, năng lượng nhập khẩu ngày càng tăng, biến Việt Nam thành quốc gia nhập khẩu năng lượng kể từ năm 2015.
- Than chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nhập khẩu và cung NLSC, chủ yếu được sử dụng cho nhà máy điện.
- Cung năng lượng sơ cấp tăng cao trong vài năm trở lại đây khiến cho lượng phát thải gia tăng đáng kể. Có thể thấy nguyên nhân chính là than cho sản xuất điện.
- Tiêu thụ năng lượng cuối cùng trên GDP có xu hướng giảm, , một phần do thay đổi cơ cấu kinh tế, một phần do hiệu quả của các chương trình tiết kiệm năng lượng và chuyển dịch từ năng lượng phi thương mại sang thương mại. Tuy nhiên cung năng lượng trên đầu người vẫn tăng.
- Có sự chuyển dịch mạnh mẽ từ các dạng nhiên liệu khác sang điện, cho thấy tính cạnh tranh và dễ tiếp cận của điện.
- Về phía tiêu thụ năng lượng. Công nghiệp và GTVT là hai ngành chiếm tỷ trọng tiêu thụ hàng đầu. Xu thế này sẽ tiếp diễn trong nhiều năm nữa.

3.4.2. Tổng quan về cung - cầu năng lượng trong giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới 2050

Ở KB cơ sở, tổng cung cấp NLSC sẽ tăng từ mức 80,7 MTOE ở năm 2015 lên đến 146,5MTOE năm 2025 và 238,3 MTOE năm 2035. Tốc độ tăng trưởng NLSC giai đoạn 2016-2025 sẽ là 6%/năm sau đó giảm xuống mức 5,0%/năm ở giai đoạn sau 2026-2035. Tốc độ tăng cả giai đoạn 2016-2025 sẽ là 5,5%/năm. Trong các loại nhiên liệu hóa thạch,than sẽ có mức tăng cao nhất với tốc độ 9,2%/năm trong giai đoạn 2016-2025, sau đó đến khí TN và dầu với tốc độ tăng trưởng 6,0%/năm và 5,1%. Thủy điện có mức tăng trưởng thấp do hầu như đã khai thác hết tiềm năng thủy điện. Trong giai đoạn 2016-2025, NLSC sẽ được huy động 1148 MTOE. Con số này ở giai đoạn 2026-2030 là 1969 MTOE.



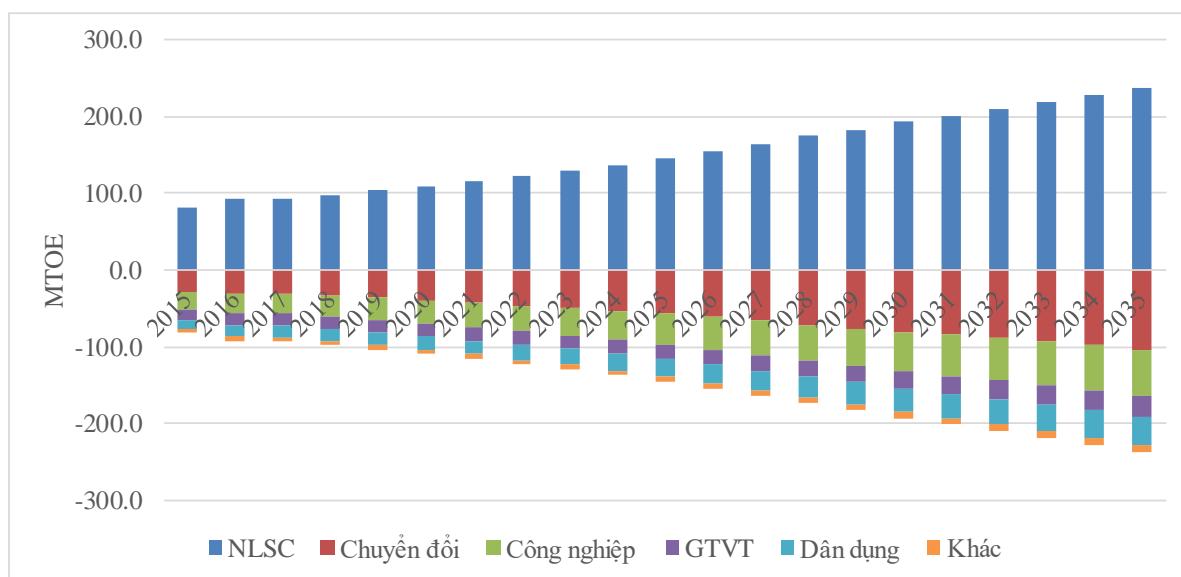
Hình 3.13: Cung cấp NLSC trong KB cơ sở

Về cơ cấu NLSC theo dạng nhiên liệu, than sẽ chiếm tỷ lệ lớn ở những năm sau của giai đoạn quy hoạch với tỷ lệ 35,0% ở năm 2025 và tăng lên 45,5% ở năm 2035. Đây là kết quả của việc mở rộng công suất nhiệt điện than nhằm đáp ứng nhu cầu điện tăng nhanh của nền kinh tế. Tỷ lệ thủy điện có mức giảm đáng kể, trong khi đó các loại xăng dầu chiếm tỷ trọng hơn 20% của tổng NLSC. Với sự phát triển NLTT trong KB cơ sở, **tỷ trọng NLTT mới đạt mức 27,9%, 25,6% và giảm xuống 23,5% của tổng NLSC vào các năm 2025, 2030 và 2035.**

Bảng 3.20: Cung cấp NLSC ở KB cơ sở (MTOE)

	2020	2025	2030	2035	Giai đoạn 2016-2025	Giai đoạn 2026-2035	Giai đoạn 2016-2035
Than	38,26	57,46	76,73	108,50	9,2%	6,6%	7,9%
Khí	10,75	16,14	25,26	24,36	6,0%	4,2%	5,1%
Dầu	23,44	32,02	41,67	49,38	5,1%	4,4%	4,8%
Thủy điện	18,81	19,89	20,23	20,57	2,5%	0,3%	1,4%
Điện	0,03	0,04	0,04	0,06	12,2%	5,0%	8,6%
NLTT	18,10	20,93	29,21	35,48	4,0%	5,4%	4,7%
Tổng	109,39	146,47	193,14	238,34	6,0%	5,0%	5,5%

Nguồn: kết quả tính toán của Đề án



Hình 3.14: Cân bằng cung cầu năng lượng trong KB cơ sở

Trong cân bằng NLSC ở KB cơ sở, tỷ lệ năng lượng sử dụng trong các khâu biến đổi năng lượng sẽ là 35,9% vào năm 2020, 39,2% vào năm 2025 và tăng lên đến 43,6% vào năm 2035. Điều này thể hiện xu hướng tăng khả năng chế biến/chuyển đổi các dạng năng lượng cũng như tăng khả năng sản xuất điện.

3.4.3. Dự báo xu thế nhu cầu điện năng của quy hoạch phát triển điện lực trong các kịch bản có xem xét tới các yếu tố về biến đổi khí hậu và nước biển dâng.

Kịch bản Biến đổi khí hậu (BĐKH) và nước biển dâng cho Việt Nam được xây dựng dựa trên kịch bản phát thải khí nhà kính và kịch bản BĐKH toàn cầu của Ban liên chính phủ về BĐKH, phản ánh sự tiến triển trong tương lai của các mối quan hệ giữa kinh tế - xã hội, GDP, phát thải khí nhà kính, BĐKH và mực nước biển dâng. Phiên bản mới nhất năm 2016 đã được Bộ Tài nguyên và Môi trường công bố¹³.

Biến đổi khí hậu (BĐKH) sẽ dẫn đến những thay đổi nhiệt độ môi trường xung quanh, tốc độ gió, độ ẩm, lượng mưa và mây che phủ. Trong khi đó, nhu cầu điện bị ảnh hưởng chặt chẽ bởi các biến khí hậu, có khả năng tác động đến cơ cấu nhu cầu. Các tác động tiềm tàng của BĐKH trong tương lai đến nhu cầu điện có thể được quan sát được trong một ngày và cả mùa thông qua sự biến động của thời tiết. Mức độ tác động sẽ phụ thuộc vào cơ cấu sử dụng điện cũng như các xu hướng kinh tế-xã hội dài hạn. Những nước đang phát triển khi mức sống được cải thiện, thì việc tăng sử dụng điều hòa không khí và mức tiêu thụ điện sẽ phụ thuộc nhiều vào thời tiết.

¹³ Nguồn: http://chuynetrang.monre.gov.vn/upload/13376/fck/files/KBBDKH_2016.pdf

Các biến khí hậu ảnh hưởng đến các nhu cầu về làm mát không khí và sưởi ấm cũng như làm lạnh và bơm nước. Nhiệt độ tăng lên sẽ có xu hướng giảm nhu cầu sưởi ấm trong khi tăng nhu cầu làm mát. Tác động lên phụ tải đỉnh là đặc biệt quan trọng, vì nó sẽ gây ra những ảnh hưởng lớn đến điều độ hệ thống điện để đáp ứng nhu cầu. Một ví dụ về mùa hè nóng nhất ở Pháp năm 2003 cho thấy, nhiều nơi bị đe dọa mất điện bởi nhiệt độ tăng cao và nhu cầu sử dụng điều hòa rất lớn ở tất cả thời gian trong ngày khi khả năng làm mát cho các thiết bị của các nhà máy điện hạt nhân là có hạn.

Từ trước đến nay, đã có nhiều nghiên cứu trên thế giới phân tích sự thay đổi của nhiệt độ đến nhu cầu điện. Một nghiên cứu ở Hoa Kỳ chỉ ra rằng¹⁴ cho thấy biến đổi khí hậu sẽ làm tăng nhu cầu điện thêm khoảng 14-23% từ giữa năm 2010 - 2055. Một phân tích gần đây cho vùng Maryland, Hoa Kỳ cũng cho thấy nhu cầu điện mùa hè khu dân cư có thể tăng 24% vào năm 2025¹⁵. Một nghiên cứu khác ở Hy Lạp¹⁶ chỉ ra rằng, nhu cầu điện hàng năm sẽ tăng trung bình xung quanh giá trị 3,6-5,5% vào năm 2080 và nhu cầu điện về mùa hè sẽ tăng 13%. Tại Israel, người ta cũng ước tính rằng sự gia tăng nhiệt độ 4°C sẽ dẫn đến một sự gia tăng khoảng 10% nhu cầu điện vào cao điểm mùa hè¹⁷.

BĐKH sẽ tác động đáng kể đối với nhu cầu tiêu thụ điện cho làm mát. Khi nhiệt độ ngoài trời tăng sẽ làm tăng số lượng hộ sử dụng, cũng như tăng số giờ sử dụng điều hoà vì thế làm tăng nhu cầu điện năng. Theo đánh giá của Chương trình Khoa học về BĐKH của Mỹ, trên cơ sở kết quả điều tra, nhu cầu điện cho làm mát điều hoà được dự báo sẽ tăng thêm từ 5% đến 20% khi nhiệt độ tăng thêm 10°C. Nhu cầu làm mát phụ thuộc nhiều vào vị trí từng vùng và loại khách hàng. Nghiên cứu của Rosenthal, đã cho thấy khi nhiệt độ tăng 10°C, nhu cầu làm mát gia dụng tăng 20%, nhưng ở khu vực dịch vụ thương mại, nhu cầu điện chỉ tăng thêm 15%.

Theo nghiên cứu đánh giá tác động của BĐKH của Trường Đại học Bách khoa Hồng Kông, nhiệt độ tăng sẽ tác động đáng kể đến nhu cầu sử dụng điện cho khu vực gia dụng, thương mại và công nghiệp. Kết quả nghiên cứu cho thấy, khi nhiệt độ tăng 10°C, 20°C, và 30°C, nhu cầu điện cho gia dụng tăng tương ứng là 9,02%, 16,15%, và

¹⁴ K. P. Linder, “National impacts of climate change on electric utilities”, in: *The Potential Effects of Global Warming on the United States*, J. B. Smith and D. A. Tirpak, Eds., Washington, D.C. Environmental Protection Agency, 1990.

¹⁵ M. Ruth and A.-C. Lin, “Regional energy demand and adaptations to climate change: Methodology and application to the state of Maryland, USA”, *Energy Policy*, vol. 34, pp. 2820–2833, 2006.

¹⁶ S. Mirasgedis, Y. Sarafidis, E. Georgopoulou, V. Kotroni, K. Lagouvardos and D.P. Lala, “Modeling framework for estimating impacts of climate change on electricity demand at regional level: Case of Greece”, *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 1737–1750, 2007.

¹⁷ M. Segal, H. Shafir, M. Mandel, P. Alpert and Y. Balmor, “Climatic-related evaluations of the summer peak-hours’ electric load in Israel”, *J. Applied Meteorology*, vol. 31, no. 12, pp. 1492–1498, 1992.

30,97%, ở khu vực thương mại nhu cầu điện tăng tương ứng 3,13%, 6,26%, và 9,38%, còn khu vực công nghiệp, nhu cầu điện tăng tương ứng 2,64%, 5,28% và 7,91%. Như vậy BĐKH tác động mạnh nhất đến nhu cầu điện ở khu vực gia dụng, tiếp đến là thương mại và công nghiệp.

Một nghiên cứu ở Thái Lan áp dụng mô hình hồi quy để phản ánh mối quan hệ giữa phụ tải đỉnh mỗi ngày trong từng tháng, trong năm với nhiệt độ. Kết quả chỉ ra rằng, với kịch bản nhiệt độ trung bình hàng năm ở Thái Lan tăng từ 1,74 đến 3,43°C vào năm 2080, khi đó nhu cầu điện cao điểm của Thái Lan sẽ tăng từ 1,5-3,1% trong những năm 2020, 3,7-8,3% trong năm 2050 và 6,6-15,3% trong những năm 2080...

Bảng dưới đây thể hiện một số kết quả nghiên cứu đánh giá ảnh hưởng của nhiệt độ đến nhu cầu tiêu thụ điện và năng lượng ở nhiều quốc gia trên thế giới

Bảng 3.21: Kết quả đánh giá ảnh hưởng của BĐKH đến nhu cầu NL ở các quốc gia

Nguồn: Tác giả và năm công bố	Thay đổi nhiệt độ (°C) theo năm	Mức thay đổi nhu cầu NL
Ở Mỹ		
Scott và các cộng sự, 2005	Khi nhiệt độ mùa hè tăng từ 0.4°C đến 3.2°C	Kết quả là tăng tiêu thụ NL cho làm mát từ 8% tới 39%, hoặc khoảng tăng 12% tới 20% khi nhiệt độ tăng thêm 1°C.
Huang's, 2006	Nếu vào năm 2020 nhiệt độ tăng 1.7°C	Khi đó nhu cầu NL cho làm mát tăng 38%.
Loveland và Brown, 1990	Khi nhiệt độ tăng 3.7°C tới 4.7°C	Nhu cầu NL cho làm mát tăng từ 55.7% tới 146%. Điều này có phản ánh rằng tiêu thụ NL cho làm mát tăng từ 17% tới 31% khi nhiệt độ tăng thêm 1°C.
Ở châu Âu		
Cartalis và Synodinou (2001)	Khi nhiệt độ tăng 1°C	Nhu cầu NL cho sưởi ấm giảm 10% nhưng nhu cầu NL cho làm mát tăng trên 28%.
Segal các cộng sự, (1992)	Khi nhiệt độ tăng 0.75°C tới 4°C	Sẽ tác động đến nhu cầu điện phụ tải đỉnh trung bình mùa hè tăng từ 2.7% tới 10.9%
Ở châu Á		
Fung, 2005	Khi nhiệt độ tăng 1°C	Tiêu thụ điện sẽ tăng 9.2%, 3.0%, và 2.4% tương ứng trong lĩnh vực dân dụng, thương mại, và các hoạt động công nghiệp.

Nguồn: Tác giả và năm công bố	Thay đổi nhiệt độ (°C) theo năm	Mức thay đổi nhu cầu NL
Parkpoom và các công sự., 2007	Nếu vào năm 2080, nhiệt độ ở Thái Lan tăng 1.7-3.4°C	Khi đó nhu cầu điện phủ tài định sẽ tăng 1.5-3.1% vào năm 2020, 3.7-8.3% vào năm 2050 và 6.6-15.3% vào năm 2080 (hoặc 3.9-4.5% trên 1°C).
Kiattiporn và các công sự., 2008	Khi nhiệt độ tăng 1°C	Tiêu thụ điện khu vực dân cư tăng 6.79%.

Nhằm nghiên cứu ảnh hưởng của nhiệt độ tăng đến nhu cầu điện, trước đây Viện Năng lượng đã thực hiện một nghiên cứu có tên ”Đánh giá tác động của Biến đổi khí hậu, để xuất các giải pháp đảm bảo an ninh năng lượng trong bối cảnh biến đổi khí hậu. Tháng 10/2013”, trong đó có thực hiện thu thập số liệu về nhiệt độ và tiêu thụ điện bình quân tại Hà Nội và Thành phố HCM và phạm vi toàn quốc.

Ở phạm vi toàn quốc, để đánh giá ảnh hưởng của thay đổi nhiệt độ đến nhu cầu sử dụng điện, cần dựa vào số liệu thống kê một số năm về nhiệt độ trung bình ngày và bình quân tiêu thụ điện. Dựa trên số liệu đo đạc của 119 trạm khí tượng thuỷ văn ở các tỉnh thuộc các vùng miền khác nhau, có thể thống kê nhiệt độ trung bình tháng theo các vùng như nêu ở bảng dưới đây

Bảng 3.22: Tương quan thay đổi nhiệt độ và nhu cầu tiêu thụ điện

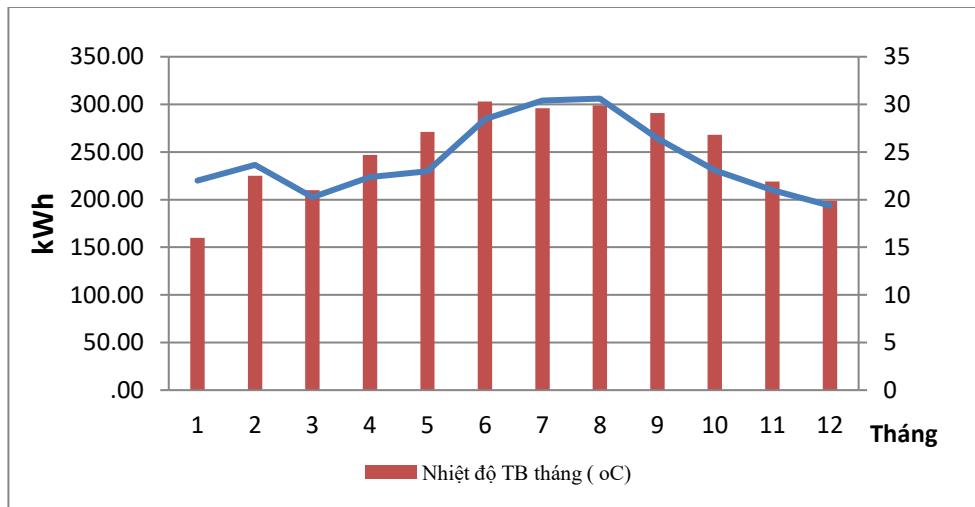
Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nhiệt độ °C	20,2	23,0	24,1	25,4	26,7	28,2	27,7	27,5	26,3	25,0	22,0	22,3
Nhu cầu điện MWh	170403	156193	180232	188218	190889	201682	201446	197987	192978	192650	189299	195797
Thay đổi nhiệt độ*	-4,6	-1,9	-0,7	0,5	1,8	3,4	2,8	2,6	1,4	0,2	-2,8	-2,6
Thay đổi nhu cầu điện*	-9,4%	-17,0%	-4,2%	0,04%	1,5%	7,2%	7,1%	5,2%	2,6%	2,4%	0,6%	4,1%
Thay đổi NCD/1°C	2,0%	9,0%	5,6%	0,1%	0,8%	2,1%	2,5%	2,0%	1,8%	15,8%	-0,2%	-1,6%

Nguồn: Viện Năng lượng. Đánh giá tác động của Biến đổi khí hậu, để xuất các giải pháp đảm bảo an ninh năng lượng trong bối cảnh biến đổi khí hậu. Tháng 10/2013

* Ghi chú: Thay đổi so với số liệu trung bình năm.

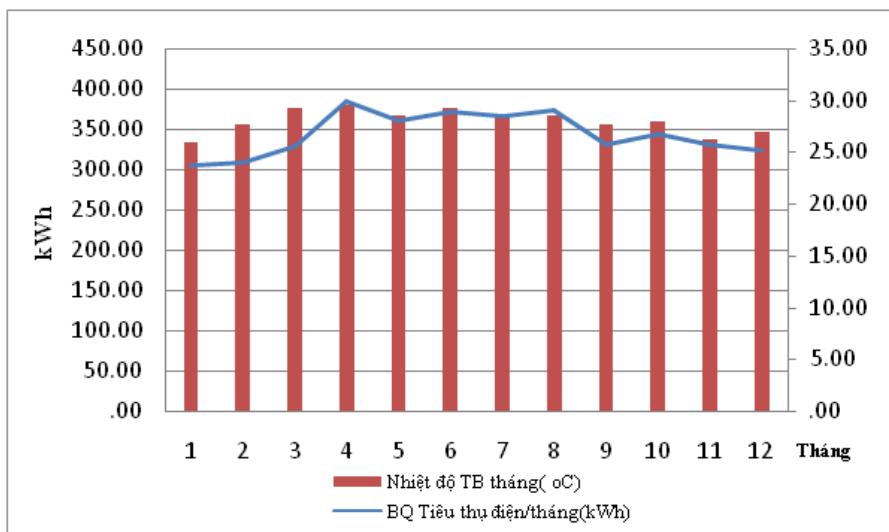
Dữ liệu tính toán ở bảng trên cho thấy rằng, nhiệt độ các tháng 5, 6, 7, 8 và 9 cao hơn so với nhiệt độ trung bình năm là 1,8°C, 3,4°C, 2,8°C, 2,6°C, và 1,4°C, tương ứng với tỉ lệ tăng của nhu cầu điện so với trung bình năm ở mỗi °C là: 0,8%, 2,1%, 2,5%, 2,0% và 1,8%. Như vậy, nhu cầu điện tăng cao nhất vào tháng 7, tiếp sau là tháng 6 và tháng 8. Tuy nhiên, do là số liệu trung bình ngày của tổng nhu cầu điện, bao gồm cả nhu cầu cho sản xuất công nghiệp, nông nghiệp và dịch vụ thương mại, trong đó nhu cầu điện cho sinh hoạt, tiêu dùng dân cư chỉ chiếm khoảng 40%. Điều này chứng tỏ, khi nhiệt độ tăng sẽ tác động mạnh hơn đến nhu cầu điện cho sinh hoạt, với tỉ lệ tăng gấp trên hai lần tỉ lệ nêu trên.

Hướng tiếp cận khác của nghiên cứu là đánh giá tác động của nhiệt độ ngoài trời đến tiêu thụ điện hộ gia đình. Kết quả tính toán lý thuyết và đo đạc thực nghiệm đối với các máy điều hòa cho thấy khi nhiệt độ tăng đã tác động đáng kể (với 2% tăng thêm) đến nhu cầu điện. Tuy nhiên, mức độ tiêu thụ điện tăng thêm khi sử dụng thực tế ở các hộ gia đình so với đo đạc thí nghiệm có thể sẽ khác do ngoài nhiệt độ, còn có tác động của các yếu tố khác. Để có thêm cơ sở cho đánh giá tác động của nhiệt độ đến sử dụng điện cho làm mát, điều hòa tại các hộ gia đình, Nghiên cứu trên đã tiến hành thu thập số liệu tiêu thụ điện của các hơn 200 hộ gia đình ở Hà Nội và 160 hộ gia đình ở TP HCM được lựa chọn một cách ngẫu nhiên.



Hình 3.15: Quan hệ giữa tiêu thụ điện TP.Hà Nội và nhiệt độ ngoài trời

Biểu đồ trên cho thấy mối tương quan giữa tiêu thụ điện và nhiệt độ ngoài trời ở Hà Nội. Ở hầu hết các tháng, nhu cầu điện thay đổi tỉ lệ thuận với thay đổi của nhiệt độ. Đặc biệt, vào mùa hè, từ tháng 6 đến tháng 9, nhiệt độ cao hơn so với trung bình năm và tiêu thụ điện cũng cao hơn (tương ứng với thay đổi nhiệt độ) chủ yếu do nhu cầu sử dụng điện cho điều hòa nhiệt độ. Để so sánh thay đổi tiêu thụ điện đối với mỗi độ °C nhiệt độ thay đổi, chúng tôi đã tính toán mức thay đổi tiêu thụ điện (%) so với bình quân tiêu thụ điện trung bình 12 tháng trong năm. Tương tự như vậy, mức chênh lệch nhiệt độ bình quân tháng cũng được so sánh với trung bình 12 tháng của năm. Từ kết quả tính toán ở bảng trên cho thấy ngoại trừ tháng 4 có tỉ lệ thay đổi điện năng trên mỗi °C nhiệt độ là khá lớn so với trung bình năm (do nhiệt độ thay đổi không đáng kể, với giá trị rất nhỏ 0,2°C), còn các tháng khác tỉ lệ thay đổi giao động trong khoảng từ 1,0% đến 5,4%, trung bình thay đổi cả năm là 5,3%.



Hình 3.16: Quan hệ giữa tiêu thụ điện TP.HCM và nhiệt độ ngoài trời

Biểu đồ trên là thể hiện mối tương quan giữa tiêu thụ điện và nhiệt độ ngoài trời ở TP HCM. Ngoại trừ tháng 2 có tỉ lệ thay đổi điện năng trên mỗi °C nhiệt độ là khá lớn so với trung bình năm (do nhiệt độ thay đổi không đáng kể, với giá trị rất nhỏ 0,3°C), còn các tháng khác tỉ lệ thay đổi giao động trong khoảng từ 2,3% đến 14,6%. Trung bình thay đổi cả năm là 8,7%.

Như vậy, thay đổi nhu cầu điện so với thay đổi nhiệt độ từ tháng 4 đến tháng 8 (là các tháng nóng nhất tại TP.HCM) là khá hợp lý, mỗi thay đổi của nhiệt độ tác động khá rõ đến nhu cầu điện gia dụng là do nhu cầu sử dụng điều hòa tăng thêm. Tỉ lệ thay đổi trung bình tiêu thụ điện trên mỗi °C nhiệt độ trong 5 tháng từ tháng 4 đến tháng 8 là 10,5%.

Các kết quả tính toán lý thuyết, đo đạc thực nghiệm cho thấy, khi nhiệt độ tăng, hiệu suất sử dụng của thiết bị điều hòa sẽ giảm, từ đó dẫn đến tăng tiêu thụ điện năng với tỉ lệ tăng thêm 2% khi nhiệt độ ngoài trời tăng 1°C.

Tuy nhiên, tác động của tăng nhiệt độ đến tiêu thụ điện thực tế của các hộ gia đình hai thành phố HCM và Hà Nội có chênh lệch lớn là do có khác biệt về thời tiết và mức sống.

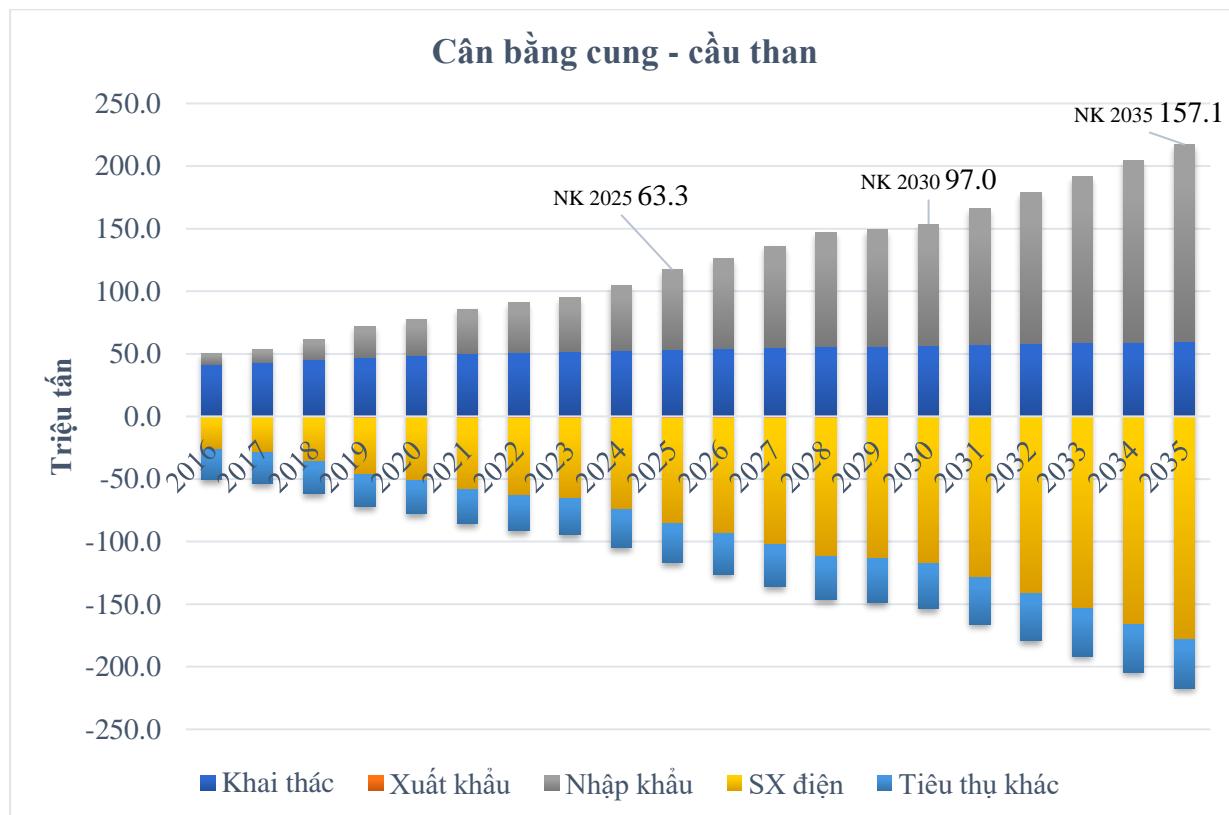
Như vậy, ngoài khía cạnh hiệu suất năng lượng của điều hoà, mức độ tiêu thụ điện tăng thêm còn phụ thuộc vào vị trí địa lý (có điều kiện khí hậu, thời tiết khác nhau), tỉ lệ sử dụng điều hoà và thu nhập của các hộ gia đình. Ở các hộ gia đình có thu nhập cao, khi nhiệt độ tăng, số giờ sử dụng điều hoà cũng như số điều hoà đưa vào vận hành (tăng thêm) sẽ cao hơn các hộ có thu nhập thấp. Do vậy, ngoài yếu tố kỹ thuật (với tỉ lệ tăng thêm 2%), tỉ lệ tăng thêm về nhu cầu sử dụng điện ở TP. HCM do thu nhập là 6,7%, và Hà Nội là 3,3%. Như vậy có tương quan giữa thu nhập và mức tăng về tiêu thụ điện. Khi thu nhập tăng 1,6 lần, nhu cầu điện tăng gấp xấp xỉ 2,0.

Tính toán trở lại đối với nhu cầu tiêu thụ điện của từng phân ngành, kết quả nghiên cứu chỉ ra rằng, khi nhiệt độ tăng $0,3^{\circ}\text{C}$, nhu cầu điện cho gia dụng tăng tương ứng là 3%, ở khu vực thương mại nhu cầu điện tăng tương ứng 0,9%, còn khu vực công nghiệp, nhu cầu điện tăng tương ứng 0,6%.

3.4.4. Cân bằng năng lượng giai đoạn 2021 – 2030 và định hướng phát triển năng lượng, nhiên liệu cho giai đoạn hai mươi năm tiếp theo:

Cung cấp than:

Với kế hoạch khai thác trong nước đã được phê duyệt trong ĐC QHT và lượng than xuất khẩu khoảng 2 triệu tấn/năm. Nhu cầu than nhập sẽ tăng cao trong những năm tới.



Hình 3.17: Cân bằng cung cầu than trong KB Cơ sở

Tổng sản lượng than khai thác trong giai đoạn 2016-2025 sẽ là 485,9 triệu tấn. Tổng lượng than nhập khẩu là 344 triệu tấn. Tổng sản lượng than khai thác và nhập khẩu trong giai đoạn 2016-2035 là 1056,4 và 1421,5 triệu tấn.

Kết quả tính toán tối ưu cho thấy, sản lượng khai thác than trong nước được huy động hết theo như ĐC QHT với mức khai thác đạt 53,8 triệu tấn vào năm 2025 và tăng lên 60 triệu tấn vào năm 2035. Sản lượng than nhập khẩu sẽ tăng lên 69,2 triệu tấn năm 2025 và 157,1 triệu tấn năm 2035.

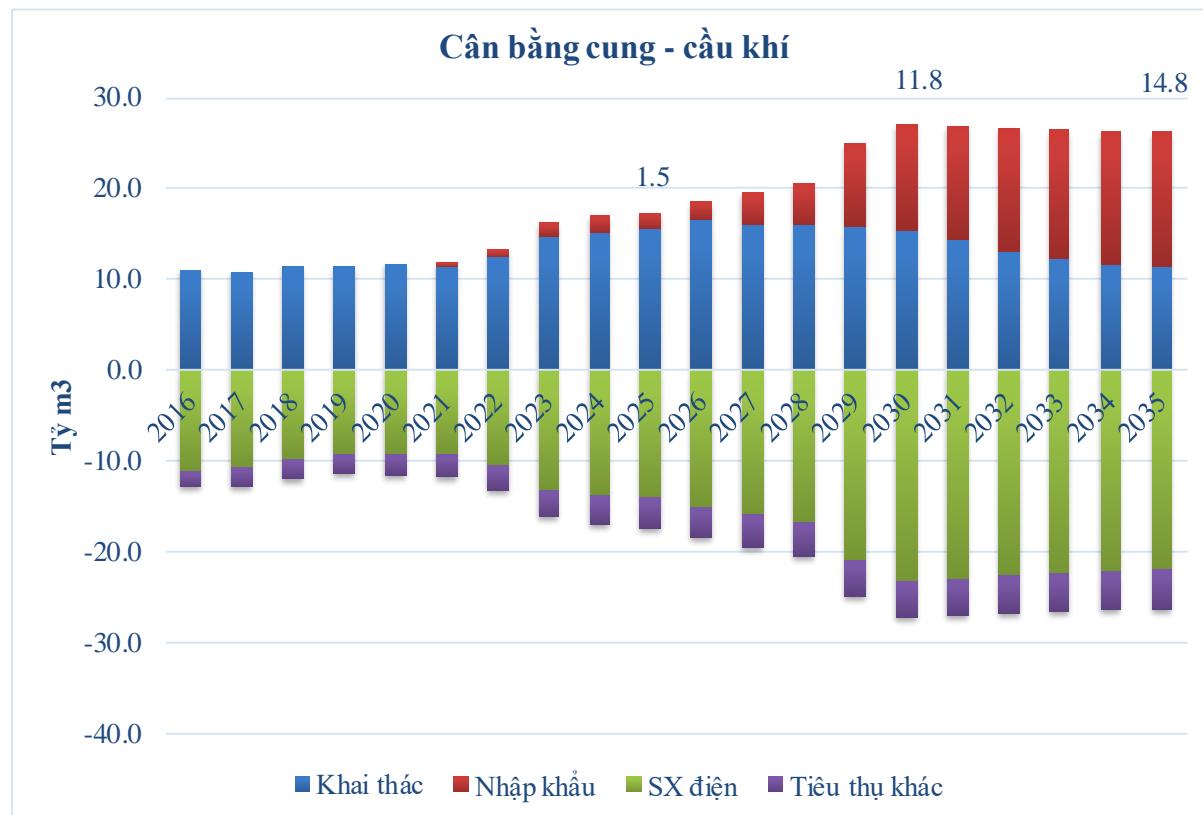
Giai đoạn đến 2025, sản xuất điện vẫn là HTT than chính với tổng tiêu thụ 523 triệu tấn giai đoạn 2016-2025 và tăng lên mức 1299,2 triệu tấn trong giai đoạn từ 2026 đến 2035.

Bảng 3.23: Cân bằng cung-cầu than (triệu tấn)

	2016-2025	2026-2035	2016-2035
Khai thác	485,9	570,5	1,056,4
Xuất khẩu	13,5	8,2	21,6
Nhập khẩu	323,0	1,098,5	1,421,5
SX điện	523,0	1,299,2	1,822,2
HTT khác	272,4	361,6	634,1

Cung cấp khí

Với phương án cơ sở khai thác khí tự nhiên trong nước và lượng thiếu hụt sẽ được bù đắp bởi LNG nhập khẩu, sản lượng LNG nhập khẩu sẽ tăng nhanh trong giai đoạn sau năm 2025. Sản lượng LNG nhập khẩu tăng lên mức 1,1 triệu tấn với sự xuất hiện của cảng LNG Thị Vải vào năm 2025 và tăng lên 11,7 triệu tấn vào năm 2035. Cân bằng cung-cầu khí TN được thể hiện trong hình sau:



Hình 3.18: Cân bằng cung-cầu khí giai đoạn 2016-2035

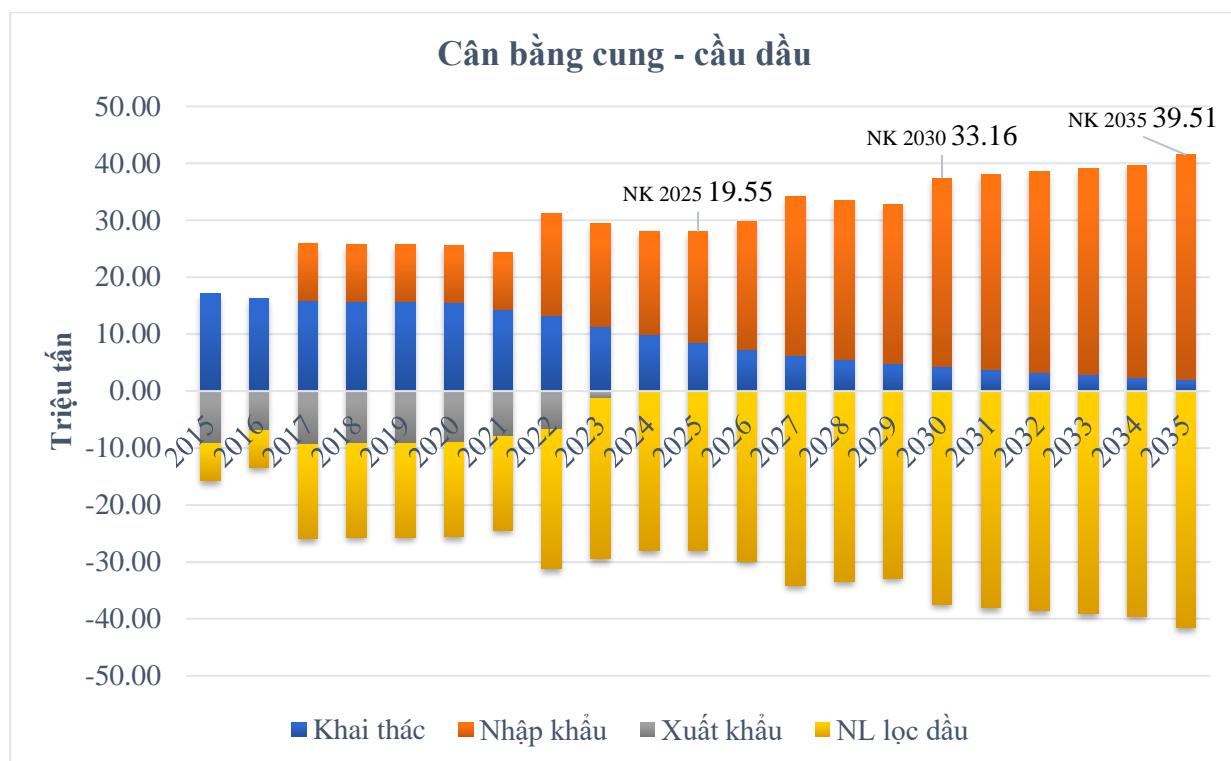
Bảng 3.24: Cân bằng cung-cầu khí các giai đoạn (tỷ m³)

	2016-2025	2026-2035	2016-2035
Khai thác	125,2	142,7	267,9
Nhập khẩu	6,2	100,0	106,2
SX điện	111,3	204,2	315,5
HTT khác	24,7	39,5	64,2

Tổng sản lượng khí trong nước khai thác trong giai đoạn 2016-2025 đạt mức 125,2 tỷ m³ giai đoạn 2016-2025. Trong cả giai đoạn 2016-2035, sản lượng khí khai thác là 268 tỷ m³ (đạt mức 91% lượng khí TN huy động theo PA cung cấp khí cơ sở, khoảng 295 tỷ m³). Sản lượng khí cung cấp 111,3 tỷ m³ cho sản xuất điện và 24,7 tỷ m³ cho các HTT khác trong giai đoạn 2016-2025. Sản lượng này tăng lên mức 204,2 tỷ m³ cho sản xuất điện vào năm 2035.

Cung cấp dầu thô

Theo kết quả tính toán, dầu thô khai thác được huy động hết theo PA khai thác dầu thô trong và ngoài nước đã được trình bày. Sản lượng dầu thô nhập khẩu tùy thuộc vào tiến độ xây dựng và vận hành của các nhà máy lọc dầu trong giai đoạn quy hoạch. Theo kết quả tính toán tối ưu hệ thống năng lượng, nhu cầu dầu thô của các nhà máy lọc dầu như sau: với 2 NMLD Dung Quất (kể cả dự án mở rộng) và NMLD Nghi Sơn, nhu cầu dầu thô cho lọc dầu vào khoảng 18,2 triệu tấn/năm. Nhu cầu dầu thô tăng lên mức 28,0 triệu tấn với sự xuất hiện của NMLD Vũng Rô giai đoạn đến 2025. Nhu cầu dầu thô cho lọc dầu sẽ tăng lên mức 41,5 triệu tấn/năm khi NMLD Nam Vân Phong vào vận hành giai đoạn đến 2030. Với các giả thiết về giá năng lượng và chi phí đầu tư hiện nay, 2 NMLD Nghi Sơn mở rộng và Long Sơn chưa xuất hiện trong giai đoạn đến 2035. Cân bằng cung cầu dầu thô được thể hiện dưới đây:



Hình 3.19: Cân bằng cung cầu dầu thô KB cơ sở

Bảng 3.25: Cân bằng cung cầu dầu thô KB cơ sở (triệu tấn)

	2016-2025	2026-2035	2016-2035
Khai thác	136.5	42.6	179.1
Nhập khẩu	123.6	322.0	445.5
Xuất khẩu	59.6	-	59.6
NMLD	197.5	364.6	562.1

Tổng sản lượng dầu thô nước khai thác trong giai đoạn 2016-2025 đạt mức 136,5 triệu tấn giai đoạn 2016-2025. Trong cả giai đoạn 2016-2035, sản lượng dầu thô khai thác là 179,1 triệu tấn m³ (đạt mức 100% lượng dầu thô huy động theo PA cung cấp dầu thô). Sản lượng dầu thô cung cấp 197,5 triệu tấn cho các NMLD.

Xuất khẩu dầu thô sẽ giảm dần đến năm 2024 để giành nhiên liệu cho các cơ sở lọc dầu trong nước. Giai đoạn đến 2025 sản lượng dầu thô xuất khẩu là 59,6 triệu tấn để tạo nguồn thu ngoại tệ trong bối cảnh nhu cầu dầu thô các NMLD chưa cao. Với sự xuất hiện của NMLD Nghi Sơn sử dụng dầu thô nhập khẩu, dòng nhập khẩu dầu thô sẽ tăng lên 19,5 triệu tấn vào năm 2025 và 39,5 triệu tấn vào năm 2035. Đề án sử dụng PA khai thác dầu thô trong nước và ngoài nước như trong QH dầu khí, do đó, nếu không đạt được mức sản lượng dầu thô khai thác này, nhu cầu nhập khẩu dầu thô, cho các NMLD sẽ cao hơn.

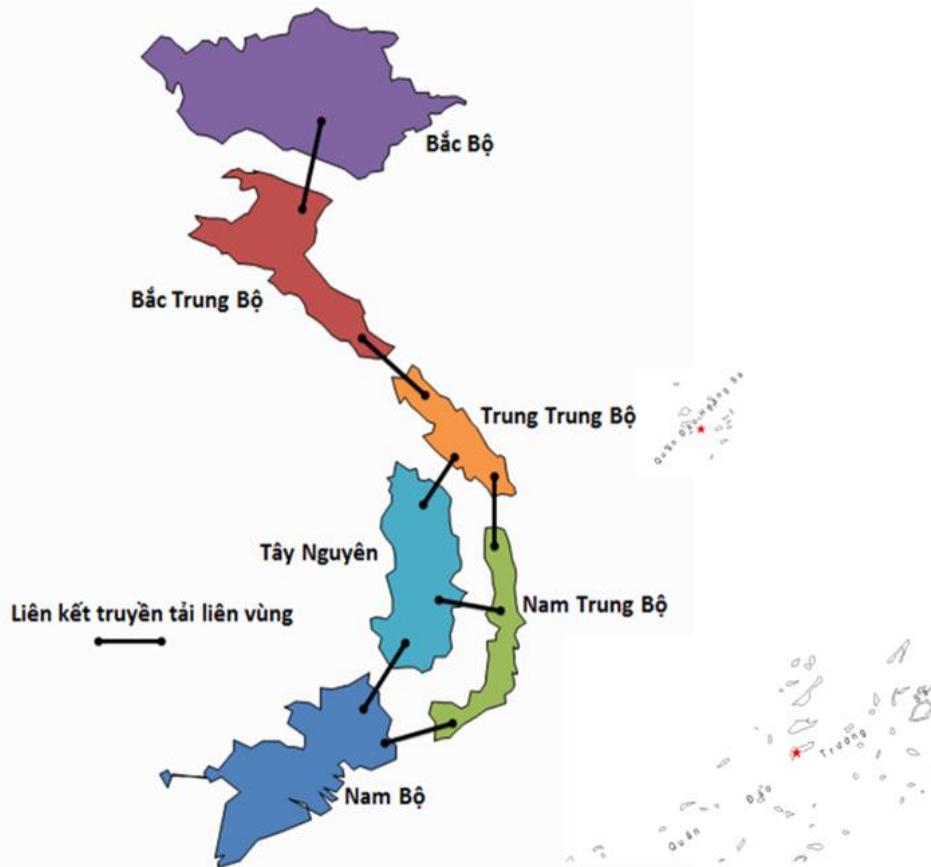
CHƯƠNG 4. TIÊU CHÍ VÀ THÔNG SỐ ĐẦU VÀO CHO LẬP QUY HOẠCH

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Chương này trình bày các tiêu chí và thông số đầu vào chính cho việc lập quy hoạch gồm: phân vùng phụ tải hệ thống điện, dự báo nhu cầu phụ tải điện, tính toán chương trình phát triển nguồn điện, chương trình phát triển lưới điện, tính toán phân tích kinh tế tài chính

1. Phân vùng hệ thống điện:

Hệ thống điện được chia thành 6 vùng bao gồm: Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ, Nam Bộ.



2. Thông số, chỉ tiêu chương trình phát triển nguồn điện:

Về độ tin cậy của chương trình phát triển nguồn điện, để phù hợp tiến trình phát triển kinh tế xã hội, đề án đề xuất sử dụng tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện (LOLE) thấp hơn 12 giờ/năm đối với mỗi hệ thống điện vùng, tương đương với độ tin cậy cung cấp điện là 99,86%.

Các thông số kinh tế kỹ thuật của các loại hình công nghệ được sử dụng theo Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ lập năm 2019. Đối với nhiệt điện than sử dụng than nhập khẩu, trong giai đoạn 2021-2025 chỉ xây dựng công nghệ NĐ than siêu tới hạn trở lên, giai đoạn từ 2025-2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn (USC) trở lên, và sau năm 2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến (AUSC).

Ngoài ra, còn có thông số đầu vào khác như: dự báo giá nhiên liệu sơ cấp, chi phí đất đai, chi phí xây dựng và tổn thất của lưới điện liên vùng, đặc biệt chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải của nguồn điện cũng được phân tích lựa chọn để tính toán cho chương trình phát triển nguồn điện. Chi phí ngoại sinh là chi phí thiệt hại đến môi trường và sức khỏe con người của các loại hình phát thải như CO₂, SO_x, NO_x, bụi, chi phí xử lý cuối đời dự án của tấm pin năng lượng mặt trời, pin tích năng.... Mức phát thải được xác định theo từng loại công nghệ sản xuất điện.

3. Thông số, chỉ tiêu chương trình phát triển lưới điện:

Đáp ứng tiêu chí N-1 đối với lưới điện truyền tải cấp điện phụ tải: 90% vào năm 2025 và 100% từ năm 2030. Riêng lưới điện truyền tải TP. Hà Nội và HCM đạt tiêu chí N-1 100% từ năm 2025.

Đáp ứng tiêu chí N-1-1 đối với lưới điện truyền tải tại hai trung tâm phụ tải lớn là khu vực Hà Nội và TP. Hồ Chí Minh: 80% vào năm 2025; 100% từ năm 2030.

Đáp ứng tiêu chí N-1 đối với lưới điện giải tỏa nguồn nhiệt điện (như nhiệt điện đốt than, Tua bin khí): 100% từ năm 2025.

Đáp ứng tiêu chí N-0 đối với lưới truyền tải giải tỏa nguồn NLTT (điện gió, điện mặt trời) và có vị trí không thuộc lưới điện xương sống trọng yếu quốc gia trong giai đoạn quy hoạch: đạt 100% từ năm 2025.

4.1. PHÂN VÙNG HỆ THỐNG ĐIỆN TOÀN QUỐC

4.1.1. Phân vùng hệ thống điện toàn quốc trong QHĐ7 và QHĐ7ĐC

Hệ thống điện của Việt Nam bao trùm cả nước với chiều dài từ Bắc tới Nam là hơn 1500 km. Nhu cầu phụ tải trong hệ thống điện Việt Nam tập trung ở 2 đầu phía Bắc và phía Nam. Nhu cầu miền Bắc chiếm khoảng 40% tổng nhu cầu phụ tải; miền Nam chiếm gần 50% và miền Trung chiếm hơn 10% tổng nhu cầu phụ tải.

QHĐ7 và QHĐ7 ĐC đã chia hệ thống điện của Việt Nam thành ba khu vực: Bắc, Trung và Nam, liên kết ba khu vực bằng hệ thống truyền tải 500kV. Phân vùng này xác định khả năng tự cân bằng giữa cung cầu điện ở từng khu vực và xác định nhu cầu truyền tải công suất của các đường dây truyền tải kết nối. Từ góc độ mô hình hóa, các vùng được thiết kế để đảm bảo có thể phân tích được sự tắc nghẽn hiện tại và tương lai trong hệ thống truyền tải liên vùng. Do đó, nếu không có tắc nghẽn truyền tải điện giữa hai khu vực, về cơ bản không cần phải phân tách các khu vực nhỏ hơn trong mỗi vùng đã phân chia.

Việc phân chia các vùng cung cấp điện được thực hiện theo các nguyên tắc sau:

- Vùng cung cấp điện phải đủ rộng, là nơi tập trung nhiều nguồn điện, là nơi có khoảng cách truyền tải xa.
- Vùng cung cấp điện là nơi đường dây liên kết với các khu vực khác có vai trò quan trọng trong cân đối giữa cung và cầu; là nơi đường dây liên kết đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của vùng đó và của các vùng lân cận; là nơi đường dây liên kết đảm bảo vận hành tối ưu hệ thống điện của khu vực và vận hành tối ưu của toàn bộ hệ thống điện;
- Là nơi có nhu cầu truyền tải đi nơi khác lớn hơn nhiều so với dung lượng của các đường dây liên kết. Việc sẽ xuất hiện các tắc nghẽn của các đường dây liên kết là yếu tố quan trọng để phân chia vùng cung cấp điện.
- Là nơi vị trí địa lý nằm ở vị trí trung chuyển, cần xác định hướng truyền tải công suất và dung lượng công suất truyền tải.
- Việc phân chia vùng cung cấp điện cũng cần xét tới sự sai khác về biểu đồ phụ tải, về biểu đồ phát điện của các nhà máy điện. Các đặc điểm này dẫn tới nhu cầu truyền tải công suất trên các đường dây liên kết giữa các vùng
- Sự phân bố các vùng chủ yếu nhằm xác định công suất tối ưu của các đường liên kết. Trong tính toán dài hạn, cần hạn chế số lượng vùng hợp lý, vì nếu hệ thống điện được chia thành quá nhiều vùng, thời gian chạy sẽ dài hơn và thiếu dữ liệu đầu vào chi tiết có thể dẫn đến kết quả sai lệch.

Đối với QHĐ7 và QHĐ7 ĐC, việc phân chia hệ thống điện thành ba vùng: Bắc, Trung và Nam, là hợp lý vì miền Bắc và miền Nam có mật độ phát điện cao và cũng là

trung tâm phụ tải. Khoảng cách truyền tải Bắc-Nam là hơn 1500km. Khu vực miền Trung là nơi tập trung đáng kể các nhà máy điện, cần được xác định hướng truyền tải và công suất của đường liên kết.

4.1.2. Các vấn đề sẽ xuất hiện trong tương lai:

Việt Nam có tiềm năng lớn về năng lượng tái tạo, đặc biệt là năng lượng gió và năng lượng mặt trời. Phân bố tiềm năng năng lượng tái tạo không đồng đều, tập trung ở khu vực phía Nam, chủ yếu ở Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam Bộ, nơi khoảng cách truyền đến trung tâm phụ tải khá dài (trên 200km).

Than trong nước ở Việt Nam sẽ không đủ cho các nhà máy điện xây dựng trong tương lai, các nhà máy nhiệt điện than mới sẽ phải sử dụng than nhập khẩu. Khu vực miền Trung rất thuận tiện cho việc xây dựng các cảng than và xây dựng các nhà máy nhiệt điện than. Khu vực này có tải thấp, truyền đường dài và cần xác định hướng truyền tải điện và công suất của đường liên kết.

Các mỏ khí lớn của Việt Nam sẽ được khai thác: Cá Voi Xanh, Lô B cũng nằm cách xa trung tâm phụ tải. Ngoài ra, các vị trí thuận lợi để xây dựng kho cảng LNG để phát điện lại cách xa trung tâm phụ tải, và phải xác định hướng và công suất của đường truyền.

Các vấn đề được đề cập ở trên dẫn đến sự cần thiết phải phân tách thành nhiều vùng hơn trong nghiên cứu QHĐ8 để đảm bảo phân tích tác động truyền tải điện đầy đủ và toàn diện hơn.

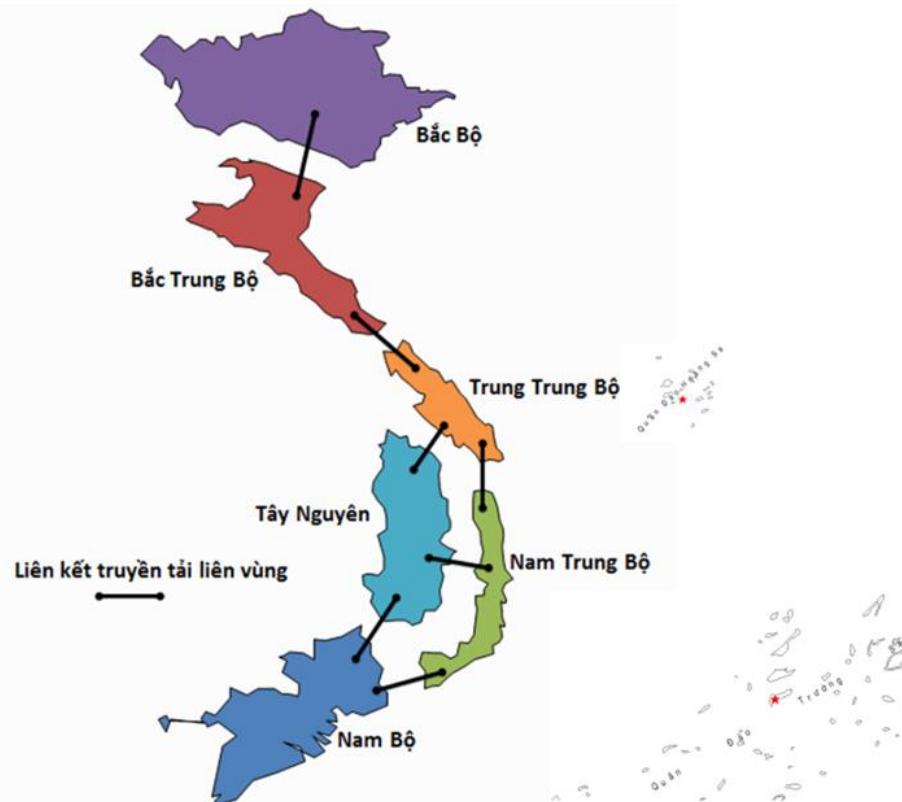
4.1.3. Dự kiến phân vùng hệ thống điện trong QHĐ8:

Hệ thống điện được chia thành 6 vùng như sau:

- Miền Bắc được chia thành hai vùng: Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ
 - + Khu vực Bắc Bộ bao gồm các tỉnh Đông Bắc, Tây Bắc và các tỉnh đồng bằng sông Hồng. Đây là khu vực trung tâm phụ tải của miền Bắc.
 - + Khu vực Bắc Trung Bộ bao gồm các tỉnh Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh và Quảng Bình. Ở các tỉnh này có nhiều nguồn phát điện tập trung và được truyền tải cấp điện cho các khu vực khác.
- Miền Trung và miền Nam được phân thành bốn vùng: Trung Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Nam Bộ
 - + Khu vực Trung Trung Bộ bao gồm các tỉnh: Quảng Trị, Thừa Thiên Huế, Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi. Tại đây có các nguồn thủy điện (tập trung nhiều tại tỉnh Quảng Nam), nhà máy nhiệt điện than Quảng Trị và các nhà máy TBKHH lớn sử dụng khí mỏ Cá Voi Xanh ở Quảng Nam, Quảng Ngãi. Khu vực này cũng là vị trí chuyển giao của nguồn điện.

- + Khu vực Tây Nguyên bao gồm các tỉnh Kon Tum, Gia Lai, Đăk Lăk, Đăk Nông. Đây là những tỉnh có nguồn thủy điện tập trung và dự kiến sẽ phát triển mạnh mẽ năng lượng gió, mặt trời. Đối với khu vực này, hướng truyền tải điện và công suất của lưới truyền tải cần được xác định.
- + Khu vực Nam Trung Bộ gồm các tỉnh Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Lâm Đồng, Ninh Thuận và Bình Thuận. Đây là khu vực dự kiến sẽ phát triển mạnh mẽ năng lượng mặt trời và năng lượng gió. Khu vực này cần xác định hướng truyền tải điện và công suất của lưới truyền tải.
- + Khu vực Nam Bộ bao gồm các tỉnh còn lại ở Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ. Đây là khu vực trung tâm phụ tải của miền Nam. Đối với khu vực Tây Nam Bộ, đến năm 2020 có liên kết khá mạnh với khu vực TP Hồ Chí Minh bằng 4 đường dây truyền tải 500kV và các đường liên kết 220kV, với chiều dài trên lát cắt truyền tải ngắn (<150km). Khu vực Tây Nam Bộ có nhu cầu phụ tải nhỏ nhưng trong giai đoạn tới sẽ phát triển quy mô nguồn điện gió lớn, nguồn điện dư thừa sẽ được truyền tải về cấp điện cho trung tâm phụ tải khu vực TP Hồ Chí Minh. Do Tây Nam Bộ không phải là khu vực nằm giữa 2 vùng phụ tải lớn và cần phải xác định hướng truyền tải về phía nào (như các khu vực miền Trung), nên chưa cần thiết chia nhỏ thêm khu vực Tây Nam Bộ trong khu vực Nam Bộ.

Dự kiến phân vùng hệ thống điện toàn quốc xem trong hình sau:



Hình 4.1: Phân vùng hệ thống điện Việt Nam trong QHD8

4.1.4. Công suất truyền tải cực đại trên các liên kết liên vùng:

Công suất truyền tải tối đa trên các lát cắt truyền tải liên vùng được tính theo công suất truyền tải tối đa trên lát cắt sao cho đảm bảo không bị quá tải đường dây truyền tải nào trong khu vực trong trường hợp sự cố N-1 trên lát cắt. Kết quả tính toán từ mô hình PSSE cho lưới điện truyền tải liên vùng như sau:

Bảng 4.1: Công suất truyền tải tối đa trên các lát cắt truyền tải liên vùng hiện có
và dự kiến đến 2025

Chiều truyền tải	Pmax năm 2020 (MW)	Pmax năm 2025 (MW)
Bắc Bộ ⇒ Bắc Trung Bộ	2200	2200
Bắc Trung Bộ ⇒ Bắc Bộ	2200	2200
Bắc Trung Bộ ⇒ Trung Trung Bộ	3500	3500
Trung Trung Bộ ⇒ Bắc Trung Bộ	1400	1400
Trung Trung Bộ ⇒ Tây Nguyên ¹	2000	6000
Tây Nguyên ⇒ Trung Trung Bộ	2000	6000
Trung Trung Bộ ⇒ Nam Trung Bộ	400	400
Nam Trung Bộ ⇒ Trung Trung Bộ	400	400
Tây Nguyên ⇒ Nam Bộ ²	4000	5500
Nam Bộ ⇒ Tây Nguyên	4000	5500
Nam Trung Bộ ⇒ Nam Bộ ³	8000	10000
Nam Bộ ⇒ Nam Trung Bộ	3500	4500
Tây Nguyên ⇒ Nam Trung Bộ	800	800
Nam Trung Bộ ⇒ Tây Nguyên	800	800

4.2. TIÊU CHÍ CHO LẬP QUY HOẠCH

4.2.1. Các tiêu chí dự báo phụ tải

- Dự báo sản lượng, công suất và biểu đồ sử dụng điện theo các miền, vùng và các tỉnh thành phố nhằm cung cấp điện đầy đủ, tin cậy cho phát triển kinh tế xã hội của các địa phương và toàn quốc;
- Đánh giá đầy đủ tác động của các yếu tố sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả, các công nghệ sản xuất điện phân tán, các công nghệ sử dụng điện mới;

¹ Thêm 1 mạch kép 500kV Dốc Sỏi – Pleiku 2 vào năm 2021, 1 mạch kép 500kV TBK Miền Trung – KrongBuk vào 2025

² Thêm 1 mạch kép 500kV KrongBuk – Tây Ninh vào 2025

³ Thêm 1 mạch kép 500kV Thuận Nam – Chơn Thành vào năm 2025

- Áp dụng các phương pháp dự báo khác nhau để thực hiện kiểm chứng kết quả dự báo.

Trên cơ sở đó, dự báo phụ tải điện bao gồm các chỉ tiêu sau:

- Sản lượng điện thương phẩm hàng năm giai đoạn 2021-2045: toàn quốc, 3 miền (Bắc, Trung, Nam), 6 vùng (Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Bộ), các tỉnh thành phố trực thuộc trung ương;
- Pmax hàng năm trong giai đoạn 2021-2045: toàn quốc, 3 miền (Bắc, Trung, Nam), 6 vùng (Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Bộ);
- Tỷ lệ tổn thất và tự dùng: toàn quốc, 3 miền (Bắc, Trung, Nam), 6 vùng (Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Bộ);
- Biểu đồ phụ tải giai đoạn 2021-2045: toàn quốc, 3 miền (Bắc, Trung, Nam), 6 vùng (Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Bộ);

4.2.2. Các tiêu chí xây dựng chương trình phát triển nguồn điện.

Tiêu chí chung: Bảo đảm cung cấp điện an toàn, tin cậy trên mỗi miền và toàn quốc với chất lượng ngày càng cao, giá điện hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước; sử dụng đa dạng, hiệu quả các nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện; đẩy mạnh phát triển và sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo cho sản xuất điện, từng bước nâng cao tỷ trọng nguồn điện sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm nhẹ sự phụ thuộc vào nguồn điện sản xuất từ than nhập khẩu, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, giảm nhẹ biến đổi khí hậu, bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế - xã hội bền vững.

Các tiêu chí cụ thể:

1. Phát triển cân đối công suất nguồn trên từng vùng, miền, đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện trên từng hệ thống điện miền liên kết với nhau sao cho giảm tổn thất truyền tải, chia sẻ công suất nguồn dự trữ và tận dụng nguồn nước, nguồn tài nguyên năng, gió để khai thác hợp lý kinh tế các NM thuỷ điện, điện gió và điện mặt trời. Cần tránh xu hướng cho phép đầu tư dồn dập ở một miền, khi có nhiều thuận lợi hơn (như nguồn nhiên liệu, vị trí thuận lợi về xây dựng công trình,...) trong khi lại chậm chạp ở miền khác, sẽ dẫn đến lười truyền tải vận hành nặng nề, giảm độ an toàn tin cậy cung cấp điện.
2. Cực tiêu hóa chi phí toàn hệ thống bao gồm đầy đủ chi phí sản xuất điện, truyền tải điện và các chi phí ngoại sinh ảnh hưởng đến môi trường và sức khỏe con người. Để đảm bảo khai thác hiệu quả tối đa các loại hình nguồn

điện, tích hợp điện gió và mặt trời cũng như tránh nghẽn mạch trong quá trình vận hành thị trường điện, hệ thống truyền tải liên miền cũng sẽ được tăng cường. Việc tăng cường hệ thống truyền tải và phân bố cân đối các nguồn điện trong các vùng miền sẽ được tính toán tối ưu theo mô hình cực tiêu hóa chi phí toàn hệ thống.

3. Đánh giá kỹ khả năng nhập khẩu điện và liên kết lưới điện với các nước trong khu vực: việc nhập khẩu điện bị ảnh hưởng rất lớn bởi chính sách của các nước xuất khẩu. Cần ưu tiên phát triển các dự án thuỷ điện có vị trí địa lý gần Việt Nam và thuộc các nước có chính sách nhất quán, ít thay đổi.
4. Đảm bảo an ninh năng lượng, đặc biệt là các nguồn nhiên liệu nhập khẩu. Khai thác hợp lý than trong nước cho nhiệt điện dùng than, ưu tiên than nội địa cho các NMND hiện có tại miền Bắc và Bắc Trung Bộ. Giảm bớt tỷ lệ nguồn nhiệt điện than so với QHĐ7 ĐC để tăng cường an ninh, tránh phụ thuộc quá lớn vào than nhập, tăng tính khả thi về nhập khẩu than. Xem xét kỹ khả năng phát triển các nguồn điện sử dụng LNG và nguồn điện hạt nhân trong tương lai.
5. Đánh giá kỹ về tiềm năng phát triển các loại hình nguồn điện năng lượng tái tạo và năng lượng mới (mặt trời áp mái, mặt trời quy mô lớn, điện gió onshore, điện gió offshore, các nguồn điện sinh khối, rác thải, địa nhiệt...), là cơ sở quan trọng để tính toán cơ cấu phát triển nguồn điện và tính toán lưới điện truyền tải theo từng vùng, miền.
6. Xem xét kỹ khả năng phát triển các nguồn điện linh hoạt để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo (gió, mặt trời) vào hệ thống: hiện nay phần lớn tiềm năng thủy điện đã được khai thác hết. Trong tương lai, thủy điện chỉ được tiếp tục phát triển với quy mô nhỏ. Với khả năng tích điện khi nguồn NLTT phát cao và phát điện vào nhưng giờ phụ tải cao điểm và công suất nguồn NLTT giảm thấp, cần xem xét phát triển các nguồn tích năng (thủy điện tích năng và pin tích năng). Ngoài ra, các nguồn điện có thông số huy động tổ máy có độ linh hoạt cao như động cơ đốt trong (ICE) và tua bin khí chu trình đơn (SCGT) sử dụng LNG cũng được xem xét phát triển với tỉ trọng phù hợp theo yêu cầu vận hành linh hoạt của hệ thống điện.
7. Phát triển bền vững, thân thiện với môi trường: các công trình thuỷ điện nhỏ có hiệu quả kinh tế và ít tác động xấu đến môi trường, nguồn điện từ NLTT được tiếp tục khuyến khích phát triển với số lượng lớn. Nguồn điện từ năng lượng tái tạo như điện gió, thủy điện nhỏ, điện mặt trời, điện sinh khối... được khuyến khích phát triển tại các vùng có tiềm năng, thuận tiện nối lưới. Các nguồn năng lượng mới cần được tiếp tục nghiên cứu phát triển trong dài hạn.

4.2.3. Các tiêu chí xây dựng chương trình phát triển lưới điện (lưới điện truyền tải, phân phối)

Về tổng thể, các tiêu chí sử dụng để quy hoạch, thiết kế chương trình phát triển lưới điện của QHĐ VIII cần đảm bảo cho sự an toàn của cộng đồng, nhân viên vận hành và thiết bị trong quá trình hoạt động, sửa chữa, bảo dưỡng lưới điện, có xét đến sự kế thừa và sự phát triển mở rộng hệ thống điện trong dài hạn với mức chi phí chấp nhận được.

Tiêu chí thiết kế quy hoạch lưới điện được áp dụng đối với các điều kiện vận hành thông thường của Hệ thống điện (như sự cố 1 phần tử, sự cố 2 phần tử tại một số khu vực, nguồn khu vực phát MAX, ...), không áp dụng cho các điều kiện vận hành bất thường (như điều kiện thời tiết cực đoan, động đất, cháy rừng, sóng thần, ... gây mất nhiều phần tử lưới điện).

Các tiêu chí thiết kế quy hoạch cũng cần dựa trên các tiêu chuẩn ngành điện hiện nay như trình bày tại chương 10, mục 10.1 như: Thông tư quy định HTĐ Truyền tải, HTĐ phân phối; Quy phạm trang bị điện, Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia các công trình hạ tầng kỹ thuật đô thị, Quy định Kỹ thuật điện nông thôn, các quy định về quy trình vận hành, thao tác, xử lý sự cố trong HTĐ Quốc gia và Thị trường điện Việt Nam. Một số tiêu chí thiết kế quy hoạch lưới điện chưa có quy định (chưa thể hiện tại các văn bản thông tư, nghị định, quy phạm) sẽ được đề xuất dựa trên kinh nghiệm thực tiễn tại Việt Nam và các tiêu chí, tiêu chuẩn quốc tế.

Sau khi rà soát hệ thống các quy chuẩn, quy phạm, thông tư, nghị định, các kinh nghiệm trong nước và quốc tế, đề xuất tiêu chí thiết kế lưới điện truyền tải cho QHĐ VIII như sau.

Tiêu chí chung:

- i. Hạ tầng Điện lực, trong đó có lưới điện truyền tải phải phát triển trước một bước để đảm bảo cung ứng điện phục vụ cho phát triển kinh tế - xã hội, an ninh quốc phòng đất nước.
- ii. Chương trình mở rộng phát triển lưới truyền tải phải có tầm nhìn dài hạn đảm bảo sự vận hành an toàn, ổn định, bền vững nhưng phải có tính kế thừa, nhất quán, khả thi.
- iii. Đáp ứng được yêu cầu cung cấp điện với chất lượng ngày càng cao như: độ tin cậy cung cấp điện, chất lượng điện áp, tần số, tính ổn định và cân bằng hệ thống, dòng điện ngắn mạch; có khả năng vận hành linh hoạt, giảm thiểu và cách ly sự cố, tránh sự cố lan truyền.
- iv. Ứng dụng triệt để các thành tựu khoa học công nghệ (KHCN) trong đầu tư phát triển lưới điện, sử dụng tối thiểu tài nguyên quốc gia như: giảm thiểu diện tích chiếm đất cho hành lang tuyến đường dây và diện tích đất cho các

trạm biến áp (nhất là tại các đô thị); sử dụng công nghệ mới, ứng dụng KHCN để nâng cao khả năng truyền tải của lưới điện; từng bước hình thành lưới điện truyền tải thông minh (Smart Transmission Grid).

- v. Xây dựng hệ thống truyền tải điện thân thiện môi trường, giảm thiểu tác động đến sức khỏe cộng đồng và đời sống xã hội.

Các chỉ tiêu ứng với các tiêu chí thiết kế lưới điện QHĐ VIII được thể hiện chi tiết tại mục 4.3.3.

Một số tiêu chí cụ thể trong thiết kế quy hoạch lưới điện truyền tải của QHĐ VIII:

- Lưới điện truyền tải chính (Main Grid) đáp ứng tiêu chí N-1.
- Lưới truyền tải tại một số thành phố lớn, mật độ phụ tải cao (như Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh) đáp ứng tiêu chí N-2.
- Lưới điện truyền tải giải tỏa công suất nguồn điện truyền thống (NĐ Than, NĐ Tua bin khí, thủy điện lớn) đáp ứng tiêu chí N-1.
- Lưới truyền tải giải tỏa cụm nguồn NLTT (điện gió, điện mặt trời): đáp ứng tiêu chí N-0.

Phần sau đây sẽ phân tích, làm rõ các tiêu chí trên.

(*) Tiêu chí N-1:

Trong các luận điểm trên, tiêu chí N-1 (sự cố 01 phần tử) đối với lưới điện truyền tải nói chung đã được quy định tại Thông tư số 25/2016/TT-BCT [1] và Thông tư số 30/2019/TT-BCT [2]. Tiêu chí N-1 được định nghĩa tại Điều 3, Khoản 51 [1]: “Tiêu chí N-1 là một tiêu chí phục vụ quy hoạch, thiết kế, đầu tư xây dựng và vận hành hệ thống điện đảm bảo khi có sự cố một phần tử xảy ra trong hệ thống điện hoặc khi một phần tử tách khỏi vận hành để bảo dưỡng, sửa chữa thì hệ thống điện vẫn vận hành ổn định, đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành, giới hạn vận hành cho phép và cung cấp điện an toàn, liên tục”. Tiêu chí N-1 đối với lưới truyền tải nói chung (main grid) được áp dụng với hầu hết các nước lớn trên thế giới như Đức, Hà Lan, Mỹ, Nhật, Malaysia, Nam Phi, Brasil [17].

Tiêu chí N-1 được xác định là tiêu chí cơ bản trong thiết kế lưới điện truyền tải của QHĐ VIII, phù hợp với thông lệ quốc tế và các quy định hiện hành tại Việt Nam.

(*) Tiêu chí N-2:

Tiêu chí N-2 cho lưới truyền tải thường được áp dụng đối với các thành phố lớn có mật độ phụ tải cao như Paris, Tokyo và các thành phố chính (Major City) tại Hà Lan, Mỹ, Scotland, Israel [17]. Cá biệt, có một số nước áp dụng tiêu chí N-2 cho toàn lưới truyền tải xương sống như Canada, Anh. Tiêu chí N-2 trong thiết kế quy hoạch

điện tại Việt Nam mặc dù chưa có quy định trong các tiêu chuẩn thiết kế hoặc các văn bản quy phạm ngành, tuy nhiên cũng đã được đặt ra tại một số văn bản định hướng của các cơ quan cao nhất như tại Nghị quyết số 55-NQ/TW, theo đó vùng phụ tải quan trọng cần được cung cấp điện an toàn theo tiêu chí N-2 [18]. Trong Chiến lược phát triển dài hạn của Tổng Công ty Truyền tải quốc gia tầm nhìn đến năm 2040 [19] cũng xác định đáp ứng tiêu chí N-2 tại các khu vực quan trọng là một trong những mục tiêu để nâng cao chất lượng và độ tin cậy cung cấp điện, nâng dịch vụ truyền tải điện của Việt Nam đạt trình độ tiên tiến trên thế giới.

Do đó, QHĐ VIII đề xuất xây dựng lưới truyền tải từng bước đáp ứng tiêu chí N-2 tại các thành phố lớn, mật độ phụ tải cao như Hà Nội và TP. Hồ Chí Minh.

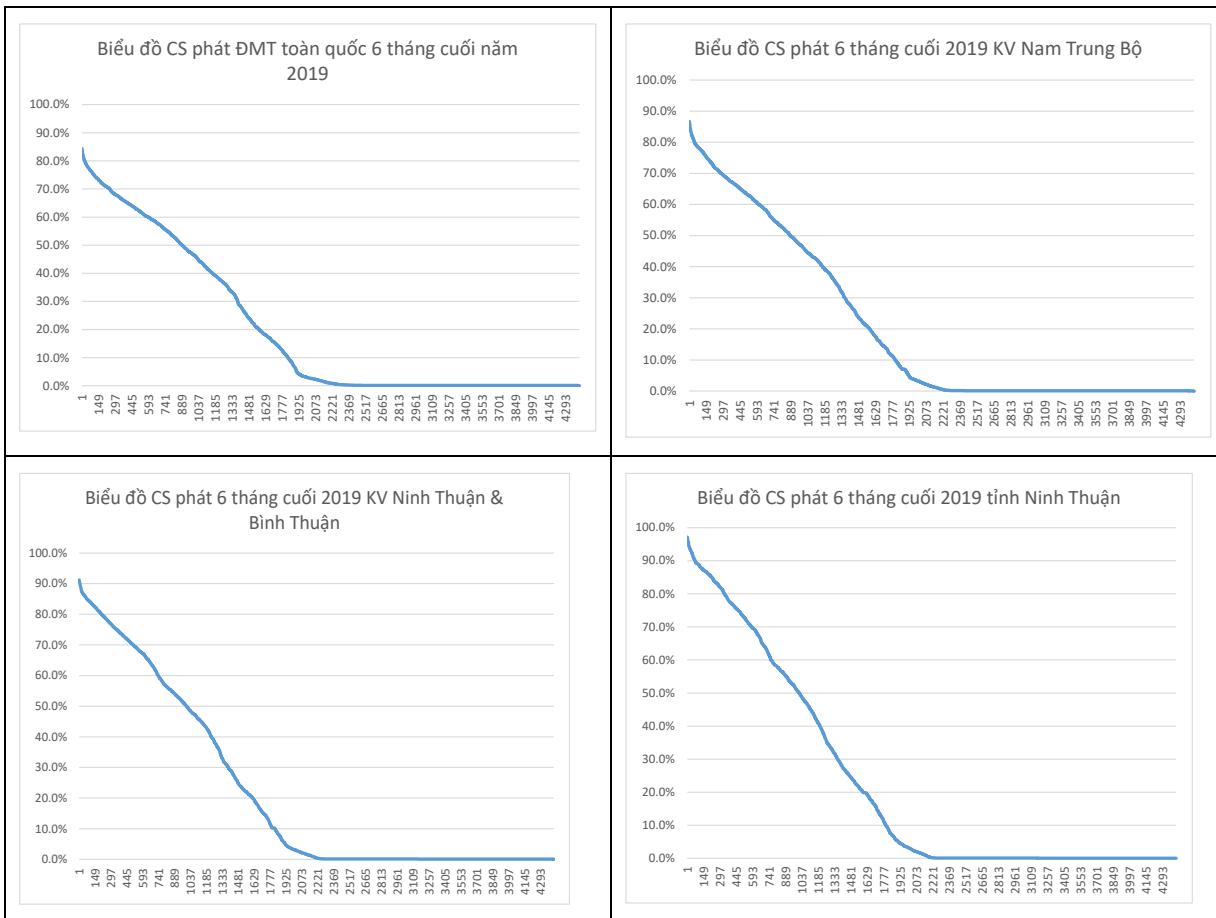
(*) Tiêu chí cho lưới truyền tải giải tỏa nguồn NLTT:

Đối với lưới truyền tải giải tỏa nguồn NLTT như điện gió, điện mặt trời, ngoài tiêu chí N-1 là tiêu chí chung cho lưới truyền tải chính (Main Grid), có thể xem xét nhin nhận tiêu chí N-1 dưới góc độ hệ thống (Gọi là tiêu chí N-1 hệ thống) tại một số khu vực nguồn điện mặt trời – điện gió có hệ số sử dụng lưới điện thấp, kết nối dạng hình tia vào hệ thống điện truyền tải chính. Chi tiết cho luận điểm này được phân tích dưới đây.

Có thể lấy ví dụ về Tiêu chí N-1 dưới góc độ hệ thống đầu nối nguồn điện NLTT: đối với các đường dây truyền tải cụm nguồn NLTT, khi sự cố 1 mạch ĐZ, các ĐZ còn lại sẽ vận hành 100% tải, lượng CS NLTT vượt quá sẽ bị cắt giảm. Nếu lượng công suất NLTT phải cắt giảm (để tránh quá tải các mạch còn lại) thấp hơn lượng công suất dự phòng quay hệ thống thì hệ thống được coi là đáp ứng được tiêu chí N-1. Khi nhin nhận dưới góc độ giải tỏa công suất phát cụm nhà máy NLTT thì lưới điện này chỉ có thể đáp ứng tiêu chí N-0 (tức là khi không có sự cố 1 phần tử nào, lưới điện đảm bảo truyền tải hết công suất nguồn NLTT).

Về hệ số sử dụng lưới điện của các nguồn NLTT, có thể tính toán thông qua việc quan sát biểu đồ phát của các nhà máy điện gió, điện mặt trời.

Phân tích công suất phát tích lũy của các nhà máy ĐMT xét theo quy mô toàn quốc, khu vực và tỉnh từ 01/7/2019 đến 31/12/2019 (không xét các NM ĐMT bị cắt giảm công suất do quá tải ĐZ), được đồ thị sau:



Hình 4.2: Biểu đồ công suất phát tích lũy ở hệ đơn vị tương đối của nguồn điện mặt trời theo các phạm vi địa lý khác nhau

Nhận xét:

Nếu xét trên phạm vi toàn Miền Nam và Miền Trung thì công suất phát cao nhất của ĐMT đạt 84,3% so với tổng CS khả dụng. Khoảng thời gian CS ĐMT phát trên 80% công suất khả dụng chỉ chiếm 0,5%.

Nếu xét trên phạm vi vùng (ví dụ vùng Nam Trung bộ), CS phát ĐMT đạt cao nhất là 86,7%. Khoảng thời gian CS phát trên 80% CS khả dụng chiếm 1,04%.

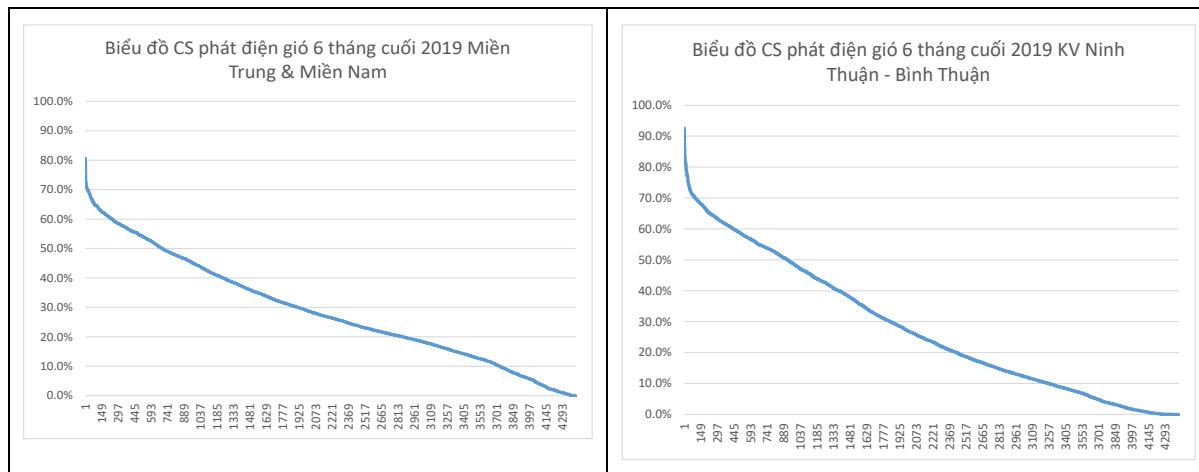
Nếu xét ở phạm vi nhỏ hơn (ví dụ 2 tỉnh Ninh Thuận – Bình Thuận), CS ĐMT phát cao nhất đạt 91,2%. Khoảng thời gian CS phát trên 80% chiếm 4,7%.

Nếu xét trong phạm vi 1 tỉnh (ví dụ tỉnh Ninh Thuận), CS phát của ĐMT cao nhất có thể đạt 97,2%. Khoảng thời gian CS phát trên 80% chiếm 7,7%.

Có thể nhận thấy, nếu thiết kế lưới điện truyền tải đáp ứng 100% công suất khả dụng (Pkd) của ĐMT thì công suất đầu ra của ĐMT trên phạm vi 1 tỉnh trở lên hầu như không đạt được CS thiết kế của đường dây. Ngoài ra, nếu thiết kế theo tiêu chí N-1 cho lưới truyền tải Vùng thì hệ số sử dụng ĐZ ở mức tải 40% trở lên chỉ đạt khoảng 1%.

Đối với các nhà máy điện gió, hiện nay, số dự án điện gió tại Việt Nam chưa nhiều (8 dự án – 366 MW), nhiều nhà máy vận hành từ nửa cuối năm 2019 nên chưa có đủ chuỗi thời gian cần thiết để đánh giá các số liệu phát triển hình. Tuy nhiên, những số liệu thực tế trong nửa cuối năm 2019 cũng có thể đưa ra một số góc nhìn về hệ số sử dụng lưới điện của NMĐ gió.

Phân tích CS tích lũy từ 01/07 đến 31/12 năm 2019 của một số nhà máy, kết quả được thể hiện như các biểu đồ sau:



Hình 4.3: Biểu đồ công suất phát tích lũy ở hệ đơn vị tương đối của nguồn điện gió trên các phạm vi địa lý khác nhau

Nhận xét:

Nếu xét trên phạm vi rộng (Miền Trung, Miền Nam) công suất phát MAX của điện gió đạt 80,6%. Thời gian có công suất phát đạt 80% CS khả dụng trở lên chỉ chiếm 0,02%. Mức này thấp hơn rất nhiều so với các nhà máy ND Than (61%) và TBK (23%).

Xét trên phạm vi hẹp (2 tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận), công suất đầu ra MAX của điện gió đạt 92,6%. Thời gian có công suất phát đạt từ 80% trở lên chiếm 0,36%.

Từ các phân tích ở trên, nhận thấy hệ số sử dụng lưới điện của các nhà máy điện gió, điện mặt trời thấp. Do đó, khi tính toán thiết kế cho lưới điện truyền tải điện gió, điện mặt trời cho một vùng hoặc một khu vực rộng, có thể xem xét thiết kế theo tiêu chí N-0 cho chế độ vận hành bình thường và xem xét sử dụng tiêu chí N-1 linh hoạt (nhìn nhận dưới góc độ hệ thống như trình bày ở trên) tương ứng với lượng cắt giảm sản lượng thấp hơn dự phòng quay hệ thống. Các tiêu chí này sẽ giúp giảm được khối lượng đầu tư lưới điện mà ít ảnh hưởng đến an ninh cung cấp điện.

Trong tính toán cân bằng công suất nguồn – tải để đánh giá sơ bộ khả năng đáp ứng của các nguồn trạm biến áp 500/220 kV và 220/110kV dưới góc độ cung cấp điện phụ tải tại các tỉnh có nhiều điện gió, cần quan tâm đến chế độ điện gió phát thấp, khi đó phụ tải tĩnh phải nhận từ lưới điện quốc gia. Thiết kế lưới điện truyền tải cấp điện

cho các tỉnh – thành phố của QHĐ VIII cần đáp ứng yêu cầu này (xem thêm Chương X). Từ đồ thị hình 4.3 có thể nhận thấy mức công suất điện gió phát “thấp” trên phạm vi 2 tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận nửa cuối năm 2019 là: mức 0% trong khoảng thời gian 140 giờ (chiếm 3,2%), ở mức công suất 0-5% là 727 giờ (chiếm 16,5%), mức công suất 0-10% là 1159 giờ (chiếm 26%), mức 0-15% là 1620 giờ (chiếm 37%) và mức 0-50% là 3492 giờ (chiếm 79%). Do đó, trong các tính toán sơ bộ cung – cầu điện để xác định nhu cầu các TBA 500/220 kV, 220/110 kV cấp điện cho các tỉnh, có thể xem xét mức công suất phát tối thiểu khoảng 10% công suất khả dụng điện gió toàn tỉnh, như một xuất phát điểm đầu tiên để thiết kế lưới điện truyền tải. Quy mô công suất trạm và các đường dây tải điện cấp điện cho tỉnh sẽ cần được khẳng định thông qua mô phỏng trào lưu công suất hệ thống khu vực, có xét đến các điều kiện vận hành cực đoan nhất.

4.2.4. Các tiêu chí kinh tế - tài chính

a) Chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế phương án tổng thể phát triển Điện lực quốc gia giai đoạn quy hoạch

Các chỉ tiêu để đánh giá hiệu quả kinh tế được xác định trên cơ sở các dòng lợi ích, chi phí của dự án:

- Giá trị hiện tại hoá của lợi nhuận kinh tế dự án (NPV - Net Present Value). Dự án có thể chấp nhận được nếu $NPV > 0$.
- Hệ số nội hoàn về kinh tế (IRR- Internal rate of Return). Dự án chấp nhận được nếu $IRR > i_{kt}$ (hệ số chiết khấu kinh tế $i_{kt} = 10\%$).
- Tỷ số B/C (Benefit/Cost Ratio). Dự án chấp nhận được nếu tỷ số $B/C > 1$.

Cách xác định các chỉ tiêu trên như sau:

Giá trị hiện tại hoá của lợi nhuận kinh tế bằng tổng lãi ròng hàng năm trong suốt thời gian thực hiện dự án được quy đổi thành giá trị tương đương ở thời điểm hiện tại qua hệ số chiết khấu kinh tế. Công thức tính giá trị hiện tại ròng như sau:

$$NPV = \sum_{t=0}^n (B_t - C_t)(1 + i_{kt})^{-t}$$

Trong đó:

NPV: Giá trị hiện tại hoá của lợi nhuận kinh tế.

B_t : Các khoản thu năm t của dự án.

C_t : Các khoản chi phí năm t của dự án.

i_{kt} : Hệ số chiết khấu kinh tế.

t: Năm vận hành thứ t của dự án.

Hệ số nội hoàn về kinh tế là hệ số chiết khấu khi giá trị hiện hoá của lợi nhuận kinh tế NPV = 0, còn được gọi là hệ số hoàn vốn nội tại là mức lãi suất của một dự án ứng với điểm hoà vốn.

Công thức tính hệ số nội hoàn về kinh tế như sau:

$$NPV = \sum_{t=0}^n (B_t - C_t)(1 + IRR)^{-t} = 0$$

Trong đó:

NPV: Giá trị hiện tại hoá của lợi nhuận kinh tế.

IRR: Hệ số nội hoàn về kinh tế.

B_t: Các khoản thu năm t của dự án.

C_t: Các khoản chi phí năm t của dự án.

t: năm vận hành thứ t của dự án.

Tỷ số lợi ích/ chi phí là tỷ số giữa tổng giá trị hiện tại của lợi ích (thu) / tổng giá trị hiện tại của chi phí trong suốt thời gian thực hiện dự án.Công thức tính tỷ số lợi ích/chi phí như sau:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=0}^n B_t (1 + i_{kt})^{-t}}{\sum_{t=0}^n C_t (1 + i_{kt})^{-t}}$$

Trong đó:

B/C : Tỷ số lợi ích/chi phí.

B_t: Các khoản thu năm t của dự án.

C_t: Các khoản chi phí năm t của dự án.

I_{kt}: Hệ số chiết khấu kinh tế.

t: năm vận hành thứ t của dự án.

b) Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả tài chính truyền tải điện trong giai đoạn quy hoạch

Trong giai đoạn quy hoạch lưới điện truyền tải, các chỉ tiêu tài chính sau sẽ được xem xét tính toán để xác định giá truyền tải hợp lý nhằm: (1) đảm bảo thu hồi đủ các chi phí hoạt động sản xuất kinh doanh truyền tải điện và NPT có lợi nhuận hợp lý; (2) đạt yêu cầu của các tổ chức cho vay vốn.

Tỷ lệ tự cấp vốn đầu tư (Self-Financing Ratio) tối thiểu 25%:

Tỷ lệ tự cấp vốn đầu tư = (LNST+ KHCB - Trả gốc và lãi vay)/ đầu tư thuần

Tỷ lệ thanh toán nợ (Debt Service Coverage Ratio) tối thiểu 1,5 lần:

Tỷ lệ thanh toán nợ = Doanh thu thuần/Trả gốc và Lãi vay

Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu (Debt to Equity Ratio) tối đa 2,33 lần:

Hệ số nợ/ vốn chủ = (Nợ ngắn hạn+ Nợ dài hạn)/Vốn CSH

Lợi nhuận định mức/vốn chủ sở hữu hợp lý (Return On Equity):

Tỷ suất sinh lời vốn CSH = Lợi nhuận sau thuế/vốn CSH

4.3. THÔNG SỐ, CHỈ TIÊU ĐẦU VÀO CHO TÍNH TOÁN

4.3.1. Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán dự báo phụ tải

Nhu cầu điện năng cho mỗi ngành, mỗi giai đoạn sẽ được tính toán dựa trên kết quả hàm hồi quy thu được và điều chỉnh các yếu tố chính nêu trên.

Điện thương phẩm sẽ bằng tổng điện tiêu thụ của các ngành

Điện sản xuất = Điện thương phẩm/(1-(tỉ lệ điện dùng cho TT & PP+tự dùng)/100)

Tỉ lệ điện dùng cho truyền tải và phân phối được xác định cho mỗi giai đoạn như sau:

- Năm 2020: lấy bằng 6,5%
- Năm 2030: 6,0%

Tỉ lệ điện tự dùng được tính toán trên cơ sở cơ cấu nguồn sản xuất điện cho các năm mốc tính toán trong chương phát triển nguồn điện.

Hệ số phụ tải được xác định theo sự thay đổi tỉ trọng tiêu thụ điện của các ngành tiêu thụ điện lớn (tiêu thụ điện cho công nghiệp, dân dụng) và theo sự thay đổi của hình dáng biểu đồ phụ tải điện.

Công suất cực đại (Pmax): $P_{max} = (\text{Điện sản xuất}/8.76)/(\text{Hệ số phụ tải}/100)$

Giá điện trung bình tăng 5% trong giai đoạn 2021-2050

Tỷ lệ tiết kiệm điện đạt mức 1,5% giai đoạn 2021-2030; tăng lên đến 4,5% trong giai đoạn 2031-2050

Phân tích các kịch bản dự báo nhu cầu điện cho giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới 2050

Đề xuất các kịch bản dự báo nhu cầu điện:

+ Kịch bản tăng trưởng thấp

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 6,16%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025; đạt bình quân 5,80%/năm trong giai đoạn 2026 – 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 5,98%/năm. Giai đoạn đến năm 2050, tốc độ tăng trưởng giảm sâu chỉ đạt 5,03%/năm giai đoạn 2031 – 2040 và 3,92%/năm giai đoạn 2041 – 2050.

Về chất lượng tăng trưởng: Tăng trưởng TFP (Total Factor Productivity) không quá thấp trong giai đoạn 2021 – 2030, đạt bình quân khoảng 3,0%/năm. Nhưng các giai đoạn tiếp theo, đóng góp của TFP vào tăng trưởng chung giảm dần do không duy trì được tăng trưởng TFP. Đồng thời, hiệu quả sử dụng vốn không được cải thiện nhiều, hệ số ICOR (Incremental Capital Output Ratio) vẫn còn cao.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5-3,0%. Tỉ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỉ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

+ Kịch bản tăng trưởng trung bình (kịch bản cơ sở)

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 6,5%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025; đạt bình quân 6,2%/năm trong giai đoạn 2026 – 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,34%/năm. Giai đoạn đến năm 2050; tốc độ tăng trưởng 5,45%/năm giai đoạn 2031 – 2040 và 4,98%/năm giai đoạn 2041 – 2050.

Về chất lượng tăng trưởng: Tăng trưởng TFP giai đoạn 2021 – 2030 cao hơn bình quân giai đoạn 2011 – 2020 (2,9%/năm), đạt bình quân khoảng 3,2%/năm; đóng góp của TFP vào tăng trưởng đạt gần 50%. Các giai đoạn tiếp theo, động lực tăng trưởng chủ yếu dựa trên năng suất, hiệu quả, đóng góp của tăng trưởng TFP đạt gần 55,0%.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5-3,0%. Tỉ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỉ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

Về thu nhập bình quân đầu người: Dự báo đến năm 2030 đạt 7.985 USD/người, đến năm 2040 đạt 15.683 USD/người và năm 2050 đạt 29.581 USD/người. Như vậy, với kịch bản này, Việt Nam sẽ trở thành nước thu nhập cao vào khoảng năm 2045.

+ Kịch bản tăng trưởng cao:

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 7,2%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025; đạt bình quân 7,0%/năm trong giai đoạn 2026 – 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 7,06%/năm. Giai đoạn

đến năm 2050, tốc độ tăng trưởng giảm xuống 6,05%/năm giai đoạn 2031 – 2040 và 5,55%/năm giai đoạn 2041 – 2050.

Về chất lượng tăng trưởng: Tương tự như kịch bản trung bình, đóng góp của tăng trưởng TFP vào tăng trưởng của nền kinh tế đạt gần 50%. Các giai đoạn tiếp theo, động lực tăng trưởng chủ yếu dựa trên năng suất, hiệu quả, đóng góp của tăng trưởng TFP đạt gần 55,0%. Đóng góp của tăng trưởng TFP vào tăng trưởng của nền kinh tế của kịch bản này không cao hơn kịch bản trung bình là do đóng góp của vốn tăng lên so với kịch bản trung bình.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5-3,0%. Tỉ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỉ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

Như vậy kết hợp với các kết quả dự báo tăng trưởng kinh tế ở Kịch bản cơ sở, Kịch bản dự báo nhu cầu điện ở kịch bản xem xét có các động lực chính như sau:

- GDP: khoảng 6,4%/năm giai đoạn 2021-2030
- Tỷ trọng trong GDP: CN chế biến khoảng 30%; Kinh tế số 30%
- Tỷ lệ đô thị hóa: 50%
- Giảm tiêu hao năng lượng trên GDP 1-1,5% / năm
- Giảm ít nhất 8% lượng phát thải khí nhà kính (so với KB phát triển thông thường)

4.3.2. Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán chương trình phát triển nguồn điện.

a) Các loại hình chi phí trong bài toán quy hoạch nguồn điện QHĐ VIII

Để tính toán chương trình phát triển nguồn điện dài hạn, QHĐVIII sẽ sử dụng mô hình tính toán tối ưu hóa chi phí cực tiểu. Các chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống điện theo các kịch bản quy hoạch nguồn được tính toán gồm có:

+ **Chi phí đầu tư:** bao gồm chi phí vốn đầu tư đã có lãi xây dựng của tất cả các nhà máy và đường dây truyền tải liên vùng. Chi phí đầu tư của các nhà máy điện hiện hữu được tính theo số liệu thực tế. Đối với các nhà máy điện trong tương lai sẽ được tính toán theo suất đầu tư theo từng loại hình công nghệ và được tham khảo từ “Cẩm nang công nghệ sản xuất điện của Việt Nam” do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ xây dựng năm 2019. Chi phí đầu tư trong tương lai có tính đến sự phát triển của công nghệ để có hiệu quả cao hơn và chi phí đầu tư thấp hơn. Dự báo chi phí đầu tư tương lai của các loại hình công nghệ được thực hiện dựa trên nghiên cứu đường cong lĩnh hội kinh nghiệm (learning curve).

+ **Chi phí O&M:** Gồm chi phí vận hành bảo dưỡng cố định (chi phí nhân công, chi phí sửa chữa lớn, chi phí vật liệu phụ, chi phí dịch vụ mua ngoài...) và chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi (các chi phí nhiên liệu phụ, vật liệu phụ, chi phí xử lý nước thải, chất thải và các chi phí biến đổi theo điện năng sản xuất điện khác). Chi phí O&M được lấy theo “Cẩm nang công nghệ sản xuất điện của Việt Nam”.

+ **Chi phí nhiên liệu:** Tổng chi phí nhiên liệu chính của tất cả các loại hình công nghệ trong hệ thống.

+ **Chi phí huy động tổ máy:** Gồm chi phí khởi động, chi phí ngắt tổ máy. Chi phí này được lấy theo “Cẩm nang công nghệ sản xuất điện của Việt Nam”.

+ **Chi phí ngoại sinh:** Là chi phí thiệt hại đến môi trường và sức khỏe con người của các loại hình phát thải như CO₂, SO_x, NO_x, bụi. Mức phát thải được xác định theo từng loại công nghệ sản xuất điện.

+ **Chi phí trao đổi điện năng qua liên kết truyền tải:** gồm chi phí đầu tư và vận hành bảo dưỡng lưới điện truyền tải, chi phí tổn thất truyền tải và phí truyền tải trên các đường dây liên kết vùng (7 liên kết vùng) và được tính toán theo huy động kinh tế của toàn hệ thống điện.

+ **Chi phí thiếu hụt điện năng:** là chi phí tính toán khi xảy ra thiếu điện, tham khảo nghiên cứu tính toán chi phí thiếu hụt điện năng của Việt Nam do TT Điều Độ Quốc Gia thực hiện năm 2019, chi phí thiếu hụt điện năng được tính toán như sau: Chi phí thiếu hụt điện năng tại HTĐ miền Nam và HTĐ miền Bắc là 120 cent/kWh, các vùng khác là 100 cent/kWh.

+ **Các thông số kinh tế khác:**

- Đơn vị tiền tệ là Đô la Mỹ, quy về giá USD năm 2016.
- Tỷ lệ chiết khấu là 10% theo quy định tính toán kinh tế dự án hiện nay của Việt Nam.
- Tỷ giá quy đổi: Theo tỷ giá năm 2020 là 1 USD = 23.270 VNĐ.

b) Các chỉ tiêu tính toán quy hoạch nguồn điện trong QHĐ VIII

- **Tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống:** Trong các kỳ QHĐ7 và QHĐ7DC, độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống được đánh giá qua giá trị LOLE (số giờ kỳ vọng xảy ra thiếu hụt công suất nguồn cấp cho phụ tải đỉnh), giá trị LOLE được lựa chọn trong quy hoạch phát triển nguồn điện là thấp hơn 24 giờ/năm đối với mỗi hệ thống điện miền, tương đương với độ tin cậy là 99,73%. Hiện nay, các nước phát triển như Nhật Bản, Mỹ, Châu Âu chọn chỉ tiêu LOLE là 2,4 giờ/năm, tuy nhiên

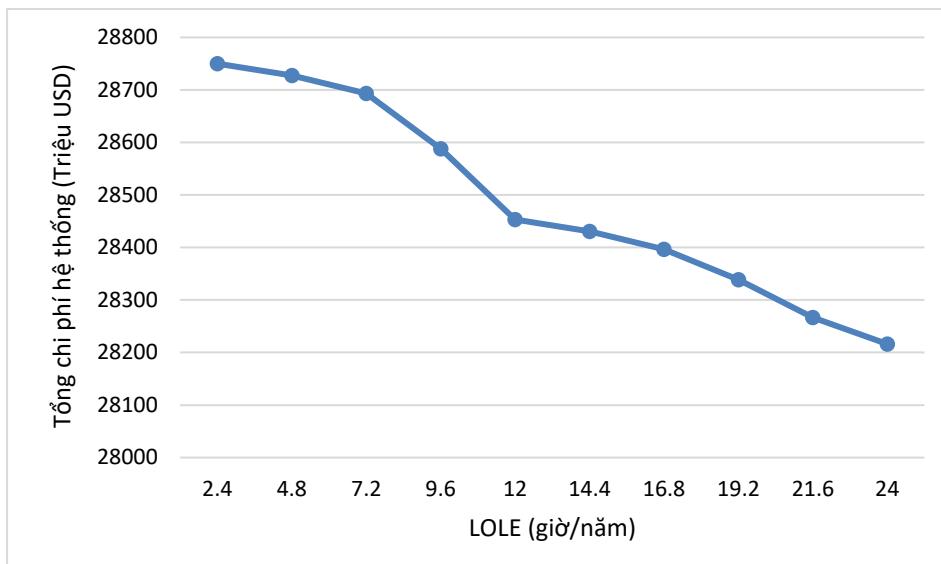
các nước đang phát triển như Thái Lan, Malaysia vẫn chọn chỉ tiêu độ tin cậy LOLE là 24 giờ/năm.

Bảng 4.2: Cơ cấu nguồn và tiêu chí LOLE tại một số nước trên thế giới

Tên HTĐ	Công suất cực đại 2019	Tổng công suất nguồn điện năm 2019	Cơ cấu công suất nguồn 2019	Tiêu chí LOLE
PJM- Mỹ	165GW	198,4GW	30% Than, 26% Khí TN, 18% ĐHN, 15% Khí khác, 5% thủy điện, 4% dầu, 2% NLTT	2,4 giờ/năm
Pháp	85GW	129,3GW	47.5% ĐHN, 38.5% NLTT (19% thủy điện, 11.5% gió, 6.5% mặt trời, 1.5% sinh khối), 9.2% Khí, 2.6% Dầu, 2.3% Than	3 giờ/năm
Anh	75GW	106GW	42% NLTT, 30% Khí CCGT, 18% Than, 10% ĐHN	3 giờ/năm
Bồ Đào Nha	8,5GW	19,6GW	52% NLTT, 27% khí, 21% than	8 giờ/năm
Hàn Quốc	91GW	126GW	39% Than, 23% ĐHN, 31% Khí CCGT, 6% NLTT, 1% Dầu	2,4 giờ/năm
Australia	38,3GW	67GW	44% Than, 19% Khí, 16% Thủy điện, 12% Gió, 6% Mặt trời, 3% dầu	Unserved Energy thấp hơn 0.002% tổng nhu cầu (tương ứng LOLE thấp hơn 0,2 giờ/năm)
Thái Lan	30GW	41GW	56% Khí TN, 23% NLTT, 18% Than, 3% Dầu	24 giờ/năm
Philippines	15GW	24GW	38% Than, 18% Dầu, 16% Thủy điện, 14% Khí, 8% Địa nhiệt, 4% ĐMT, 2% Gió	1,2 ngày/năm

Nguồn: Tổng hợp từ các website hệ thống điện các nước

Việc lựa chọn giá trị LOLE phù hợp phụ thuộc vào chi phí tổn hao khi không đáp ứng đủ điện cho nền kinh tế và các chỉ tiêu phát triển kinh tế vĩ mô. Đề án thực hiện tính toán chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống (không bao gồm các chi phí ngoại sinh) ứng với các giá trị độ tin cậy khác nhau của năm 2025, kết quả xem trong hình dưới đây:



Hình 4.4: Chi phí sản xuất điện toàn hệ thống năm 2025 theo các giá trị LOLE

Từ kết quả cho thấy: khi càng giảm giá trị LOLE (tức là tăng độ tin cậy của hệ thống) chi phí toàn hệ thống điện sẽ tăng dần, mức độ tăng chi phí hệ thống khi giảm LOLE từ 24 giờ/năm xuống 12 giờ/năm sẽ thấp hơn khi giảm LOLE từ 12 giờ/năm xuống 2,4 giờ/năm. Việc quyết định lựa chọn giá trị LOLE có thể coi như là một chính sách phù hợp với sự phát triển của nền kinh tế. Hiện tại Việt Nam đang là nước có thu nhập trung bình thấp, theo quy hoạch tăng trưởng kinh tế xã hội, Việt Nam sẽ phấn đấu trở thành nước có thu nhập trung bình cao vào năm 2025 và thu nhập cao theo tiêu chuẩn của ngân hàng thế giới vào năm 2035. Vì vậy trong QHĐVIII, để phù hợp tiến trình phát triển kinh tế xã hội, đề án đề xuất sử dụng tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện là LOLE thấp hơn 12 giờ/năm đối với mỗi hệ thống điện vùng, tương đương với độ tin cậy 99,86%. Tiêu chí tin cậy áp dụng cho QHĐVIII đến năm 2045 sẽ giảm một nửa số giờ kỳ vọng xảy ra thiếu hụt công suất vào giờ đỉnh so với các kỳ quy hoạch trước và dần tiếp cận đến chỉ tiêu tin cậy của các nước phát triển.

+ Một số yêu cầu công nghệ đối với nhà máy điện:

- Đối với các nhà máy nhiệt điện xây dựng mới cần có chỉ tiêu phát thải các chất như SOx, NOx và bụi được hạn chế tới mức độ cho phép. Đối với những nhà máy nhiệt điện cũ, cần lắp đặt các thiết bị chống ô nhiễm môi trường bổ sung.

- Các máy phát điện phải được trang bị hệ thống tự động (điều khiển, kích từ, điều tốc...) ở mức độ cao cho phép tăng độ ổn định của hệ thống lên mức tốt hơn.

- Công nghệ nhiệt điện than cận tới hạn chỉ được xem xét tiếp tục đầu tư cho các nhà máy sử dụng than nội nếu chất lượng than không thể đốt trong các lò cai tiến hơn (việc này nhằm hỗ trợ phát triển ngành than trong nước). Phù hợp với xu thế của thế giới và đáp ứng tiêu chí của các tổ chức cho vay vốn, các nhà máy nhiệt điện than xây dựng mới sẽ phải sử dụng công nghệ mới, có hiệu suất cao. Do đó QHĐ8 đề xuất: Đối

với nhiệt điện than sử dụng than nhập khẩu, trong giai đoạn 2021-2025 chỉ xây dựng công nghệ NĐ than siêu tới hạn trở lên, giai đoạn từ 2025-2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn (USC) trở lên, và sau năm 2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến (AUSC).

- Các nhà máy điện sau khi hết đời sống dự án, cần được thay thế mới nhà máy bằng các công nghệ tiên tiến, hiệu suất cao hơn, giảm phát thải đến môi trường, có thông số huy động tổ máy linh hoạt hơn.

- Để tích hợp tốt các nguồn năng lượng tái tạo, trong giai đoạn tới các nhà máy nhiệt điện (nhiệt điện than, TBKHH) được xây dựng mới và cải tạo đều phải được lựa chọn các thiết bị công nghệ mới tăng tính linh hoạt (có các thông số huy động tổ máy linh hoạt hơn như: công suất phát cực tiểu có thể đạt thấp, tốc độ tăng giảm tải cao hơn...). Đối với hệ thống phát triển nhiều năng lượng tái tạo, việc chú trọng vào tăng tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện sẽ có hiệu quả kinh tế toàn hệ thống cao hơn việc chú trọng vào lựa chọn hiệu suất cao cho các nhà máy nhiệt điện.

c) Các thông số kinh tế -kỹ thuật của các loại hình công nghệ sản xuất điện được sử dụng trong bài toán quy hoạch nguồn điện.

Các thông số kinh tế kỹ thuật của các loại hình công nghệ được trình bày dưới đây sử dụng theo các Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ Việt Nam lập năm 2019, 2020. Các thông số đưa vào mô hình tính toán quy hoạch của QHĐ8 đã được nhóm đề án lựa chọn và đánh giá có khả năng xảy ra cao trong tương lai. Các chi phí đều được quy về USD năm 2016, không tính trượt giá hàng năm.

Bảng 4.3: Các thông số kinh tế -kỹ thuật của các loại hình công nghệ sản xuất điện dự kiến trong giai đoạn quy hoạch

Loại công nghệ	Năm bắt đầu vận hành	Chi phí xây dựng (bao gồm IDC)	Chi phí O&M cố định	Chi phí O&M biến đổi	Hiệu suất	Đời sống kỹ thuật
		(kUSD/MW)	(kUSD/MW)	(USD/MWh)	(%)	(Năm)
Điện hạt nhân	2030 - 2045	5950	69.33	2.62	33%	50
NĐ than cận tới hạn	2020 - 2029	1515	30.5	2.3	36%	30
	2030 - 2045	1503	29.5	2.1	36%	30
NĐ than siêu tới hạn	2020 - 2029	1814	32.2	2.28	38%	30
	2030 - 2045	1776	31.5	2.2	39%	30
NĐ than trên siêu tới hạn	2030 - 2045	1998	42.9	2.0	43%	30
NĐ than trên siêu tới hạn cải tiến	2035 - 2045	2500	50.9	2.0	50%	30
NĐ than cận tới hạn bắt CO2	2030 - 2045	5340	109.6	2.28	36%	30
Tua bin khí hỗn hợp	2020 - 2029	930	29.35	2.19	58%	25
	2030 - 2045	870	28.50	2.0	60%	25
Thủy điện nhỏ	2020 - 2045	1762	38.00	0.46	FLhs	50

Loại công nghệ	Năm bắt đầu vận hành	Chi phí xây dựng (bao gồm IDC)	Chi phí O&M cố định	Chi phí O&M biến đổi	Hiệu suất	Đời sống kỹ thuật
		(kUSD/MW)	(kUSD/MW)	(USD/MWh)	(%)	(Năm)
TB gió onshore cao (High SP)	2020 - 2024	1650	40.86	4.24	<i>FLHs</i>	27
	2025 - 2029	1474	38.54	3.99	<i>FLHs</i>	29
	2030 - 2039	1348	36.18	3.73	<i>FLHs</i>	30
	2040 - 2045	1245	33.99	3.46	<i>FLHs</i>	30
TB gió onshore trung bình (Medium SP)	2020 - 2024	1947	47.88	4.96	<i>FLHs</i>	27
	2025 - 2029	1738	45.44	4.70	<i>FLHs</i>	29
	2030 - 2039	1531	42.91	4.43	<i>FLHs</i>	30
	2040 - 2045	1378	40.77	4.15	<i>FLHs</i>	30
TB gió onshore thấp (Low SP)	2020 - 2024	2038	50.11	5.2	<i>FLHs</i>	27
	2025 - 2029	1820	47.56	4.92	<i>FLHs</i>	29
	2030 - 2039	1602	44.92	4.63	<i>FLHs</i>	30
	2040 - 2045	1493	42.67	4.34	<i>FLHs</i>	30
TB gió offshore (móng cố định)	2020 - 2024	3110	81.0	3.70	<i>FLHs</i>	27
	2025 - 2029	2940	75.3	3.40	<i>FLHs</i>	27
	2030 - 2039	2503	43.0	3.10	<i>FLHs</i>	30
	2040 - 2045	2150	39.5	2.80	<i>FLHs</i>	30
TB gió offshore (móng nổi)	2020 - 2024	4310	138.9	3.70	<i>FLHs</i>	27
	2025 - 2029	3910	129.2	3.40	<i>FLHs</i>	27
	2030 - 2039	3114	60.4	3.10	<i>FLHs</i>	30
	2040 - 2045	2577	44.2	2.80	<i>FLHs</i>	30
Điện mặt trời quy mô lớn	2020 - 2024	1009	9.20	-	<i>FLHs</i>	25
	2025 - 2029	911	8.25	-	<i>FLHs</i>	25
	2030 - 2039	806	7.30	-	<i>FLHs</i>	25
	2040 - 2045	696	6.75	-	<i>FLHs</i>	25
NM điện địa nhiệt	2020 - 2029	2983	20.00	0.37	10%	30
	2030 - 2045	2671	18.50	0.34	11%	30
Điện sinh khối	2020 - 2029	2010	47.60	3.00	31%	25
	2030 - 2045	1892	43.80	2.80	31%	25
Điện rác thải (đốt rác trực tiếp)	2020 - 2029	4986	234.70	24.10	28%	25
	2030 - 2045	4563	224.80	23.40	29%	25
Điện thủy triều	2020 - 2045	2961	21.75	4.00	<i>FLHs</i>	30
Điện mặt trời áp mái	2020 - 2024	1009	18.56		<i>FLH</i>	20
	2025 - 2029	911	16.53		<i>FLH</i>	20
	2030 - 2039	806	14.51		<i>FLH</i>	20
	2040 - 2045	696	12.91		<i>FLH</i>	20
Động cơ đốt trong dùng LNG (ICE)	2021-2029	740	15	5,0	47,5%	25

Loại công nghệ	Năm bắt đầu vận hành	Chi phí xây dựng (bao gồm IDC)	Chi phí O&M cố định	Chi phí O&M biến đổi	Hiệu suất	Đời sống kỹ thuật
		(kUSD/MW)	(kUSD/MW)	(USD/MWh)	(%)	(Năm)
	2030-2039	690	13,6	4,5	48%	25
	2040-2045	650	13,5	4,4	48,5%	25
Tua bin khí chu trình đơn	2021-2029	620	23,2		33%	25
	2030-2039	580	22,5		36%	25
	2040-2045	540	21,8		39%	25

Nguồn: Báo cáo dữ liệu mô hình Balmorel và Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam, 2019, 2020. Cục Điện lực và NLTT. Các chi phí đều quy về USD năm 2016, không tính trượt giá hàng năm.

Bảng 4.4: Thông số kinh tế kỹ thuật của pin tích năng (loại pin Li-ion)

	Năm bắt đầu vận hành	Chi phí đầu tư phần pin (bao gồm IDC) (kUSD/MWh)	Chi phí đầu tư phần inverter (bao gồm IDC) (kUSD/MW)	Chi phí O&M cố định (kUSD/MW)	Chi phí O&M biến đổi (USD/MWh)	Hiệu suất(%)	Đời sống kỹ thuật (năm)
Pin tích năng	2020 - 2029	280	310	0.62	2.28	91%	20
	2030 - 2039	210	200	0.62	2.06	92%	25
	2040 - 2045	150	150	0.62	1.83	92%	30

Nguồn: Báo cáo dữ liệu mô hình Balmorel và Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam, 2019, Cục Điện lực và NLTT.

Bảng 4.5: Các thông số kinh tế - kỹ thuật của các dự án thủy điện tích năng

Dự án (vùng)	Vốn đầu tư xây dựng (triệu USD)	Suất vốn đầu tư (kUSD/MWh)	Công suất đặt (MW)	Công suất tích trữ (MWh)	MWh/ MW
TĐTN Mộc Châu (Bắc Bộ)	653	106	900	6178	6.9
TĐTN Đông Phú Yên (Bắc Bộ)	1064	118	1200	8984	7.5
TĐTN Tây Phù Yên (Bắc Bộ)	1070	143	1000	7500	7.5
TĐTN Châu Thôn (Bắc Trung Bộ)	1116	149	1000	7500	7.5
TDDTN Đơn Dương (Nam Trung Bộ)	1120	125	1200	8956	7.5
TĐTN Ninh Sơn (Nam Trung Bộ)	1023	114	1200	8948	7.5
TĐTN Hàm Thuận Bắc (Nam Trung Bộ)	1011	113	1200	8948	7.5
TĐTN Bác Ái (Nam Trung Bộ)	1008	109	1200	9247	7.7

Nguồn: Vietnam Pumped Storage Power Development Strategy, Lahmeyer International - WB, chi phí quy về mặt bằng giá năm 2016

Bảng 4.6: Thông số huy động tổ máy của các nhà máy nhiệt điện hiện trạng và dự kiến trong giai đoạn quy hoạch

Loại công nghệ	Công suất tổ máy (MW)	Chi phí khởi động (USD/MW)	Công suất phát cực tiêu (% of MW)	Tốc độ tăng giảm tải (% công suất tổ máy/phút)	Thời gian vận hành tối thiểu (giờ)	Thời gian ngừng máy tối thiểu (giờ)
Điện hạt nhân	1000	260	50%	1.2	6	6
NĐ cận tối hạn	600	180	60%-30%	0.6-2.4	4	2
NĐ siêu tối hạn	600	180	60%-30%	0.6-2.4	4	2
NĐ trên siêu tối hạn	600	180	40%-30%	3.0	4	2
TBKHH	250	131	45%-20%	4.2 -12	4	2
Động cơ ICE	20	0	10%	100	0.08	0.08
TBK đơn	50	24	20%-15%	20	0.5	0.5
Điện sinh khối	25	180	40%-30%	6.0	4	2

Nguồn: Báo cáo dữ liệu mô hình Balmorel và Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam, 2019, Cục Điện lực và NLTT. Số sau là thông số dự báo cho năm 2045.

Bảng 4.7: Hệ số phát thải khí ô nhiễm của các loại hình nguồn điện

Nhiên liệu	CO ₂	SO ₂	NO ₂	Bụi (tổng)
	kg/GJ nhiên liệu	kg/GJ nhiên liệu	g/GJ nhiên liệu	g/GJ nhiên liệu
Than Antraxit- lò CFB	88.89	0.04	30.8	8.22
Than Antraxit- lò PC	96.10	0.06	168	8.89
Than Bitum – lò PC	96.10	0.07	130	5.56
Khí tự nhiên - CCGT	55.82	0.00	68	0.00
Khí tự nhiên - ICE	55.82	0.006	150	0.00
Khí tự nhiên - SCGT	55.82	0.00	80	0.00
Dầu FO	76.88	0.41	108.4	3.56
Dầu DO	76.88	0.21	108.4	3.56

Nguồn: AP 42 US EPA, Văn bản số 330/BĐKH-GNPT ngày 29/3/2019 của Bộ TNMT và hệ số phát thải lưới điện Việt Nam năm 2017, Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam 2019. Hệ số phát thải áp dụng cho các nhà máy đã có sử dụng thiết bị xử lý khói thải.

Bảng 4.8: Thời gian ngừng máy có kế hoạch và sự cố của các loại công nghệ

Loại công nghệ	Thời gian ngừng máy kế hoạch (tuần/năm)	Tỷ lệ ngừng máy do sự cố (%)
Điện hạt nhân	8	5
NĐ cận tối hạn	6	7
NĐ siêu tối hạn	7	7
NĐ trên siêu tối hạn	7	7
TBKHH	5	5
Điện sinh khối	6	7
Thủy điện	6	4
Đốt rác	2.9	1
Điện mặt trời	-	-
Điện gió onshore	0.16	2.5
Điện gió offshore	0.3	4

Nguồn: Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam, 2019, Cục Điện lực và NLTT.

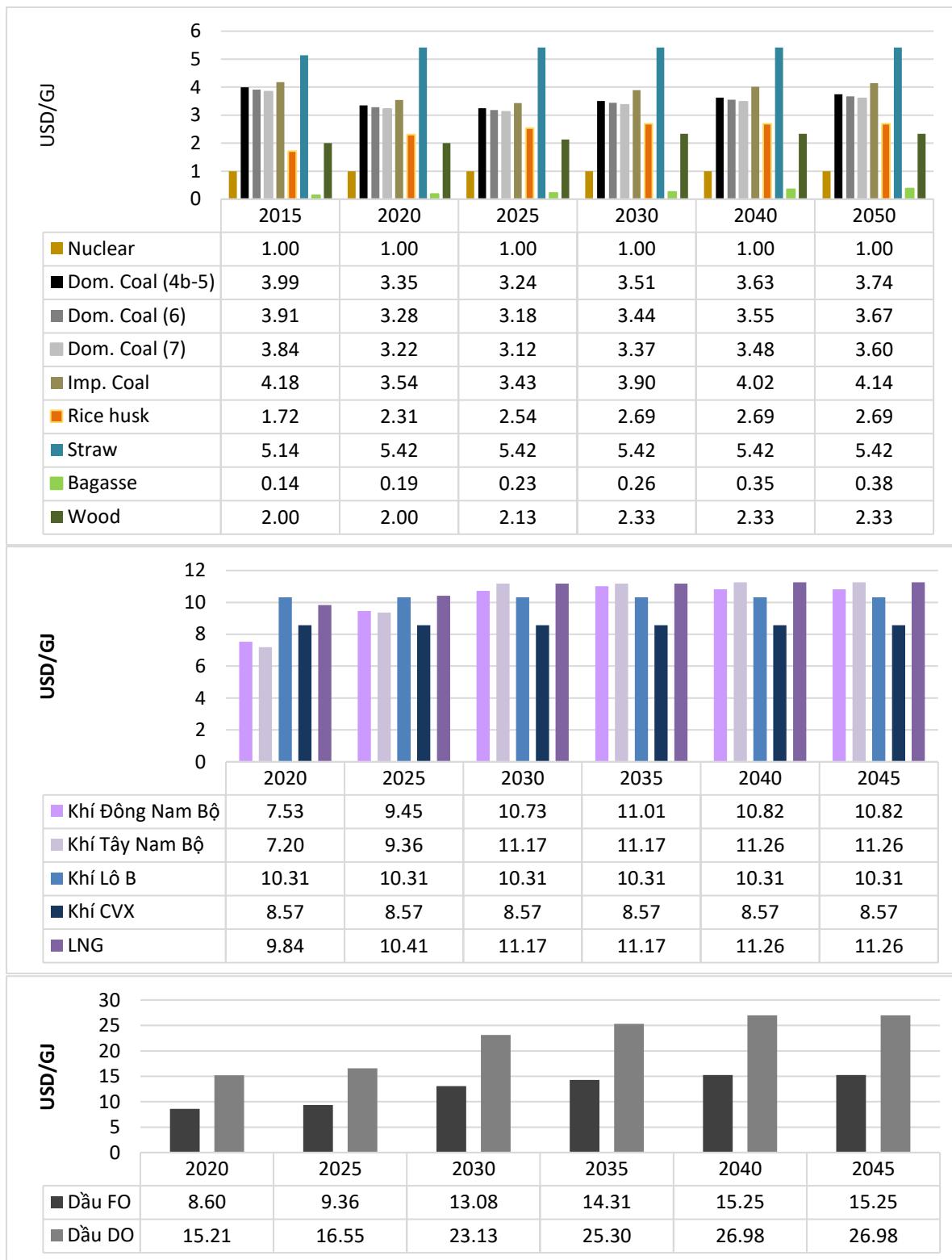
d) Dự báo giá nhiên liệu cho sản xuất điện

Dự báo giá nhiên liệu cho sản xuất điện được tham khảo theo tài liệu dự báo giá nhiên liệu của “Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam năm 2019” do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, đồng thời có cập nhật giá nhiên liệu nhập khẩu theo các dự báo ngắn hạn của WB, IMF, cập nhật các dự báo giá nhiên liệu trong nước.

Giá than, LNG và giá dầu thô thế giới của phương án cơ sở được dự báo theo kịch bản chính sách mới trong báo cáo triển vọng năng lượng thế giới năm 2018 của cơ quan năng lượng thế giới (IEA). Đây được gọi là kịch bản dự báo giá nhiên liệu cơ sở của đề án.

Giá nhiên liệu sơ cấp cho sản xuất điện được tính toán đến nhà máy điện và được quy về giá trị tiền USD năm 2016 (không tính trượt giá hàng năm).

Kết quả dự báo xem trong hình sau:



Nguồn: Fossil fuel price projection – Vietnam EOR2019

Hình 4.5: Dự báo giá nhiên liệu sơ cấp đến nhà máy điện giai đoạn đến 2045

d) Dự báo chi phí sử dụng đất

Chi phí sử dụng đất sẽ được tính toán thêm vào chi phí của các loại hình năng lượng tái tạo có quy mô chiếm đất lớn như điện mặt trời trên mặt đất. Chi phí sử dụng

đất được cập nhật từ các quyết định của UBND các tỉnh về bảng giá đất hiện tại và dự kiến, giá đất cho các công trình năng lượng tái tạo được giả thiết lấy theo giá đất nông nghiệp (trồng cây hàng năm và lâu năm), cụ thể theo các vùng như sau:

Bảng 4.9: Chi phí sử dụng đất cho các công trình điện mặt trời quy mô lớn

TT	Vùng	Dải chi phí sử dụng đất (USD/m ²)	Chi phí sử dụng đất trung bình (USD/m ²)
1	Bắc Bộ	1,65 - 4,78	2,75
2	Bắc Trung Bộ	1,52 - 4,35	2,88
3	Trung Trung Bộ	1,3 - 4,35	2,57
4	Tây Nguyên	3,26 - 5,87	4,57
5	Nam Trung Bộ	3,35 - 18,5	6 - 8,5
6	Nam Bộ	3,13 - 19,57	6 - 10,3

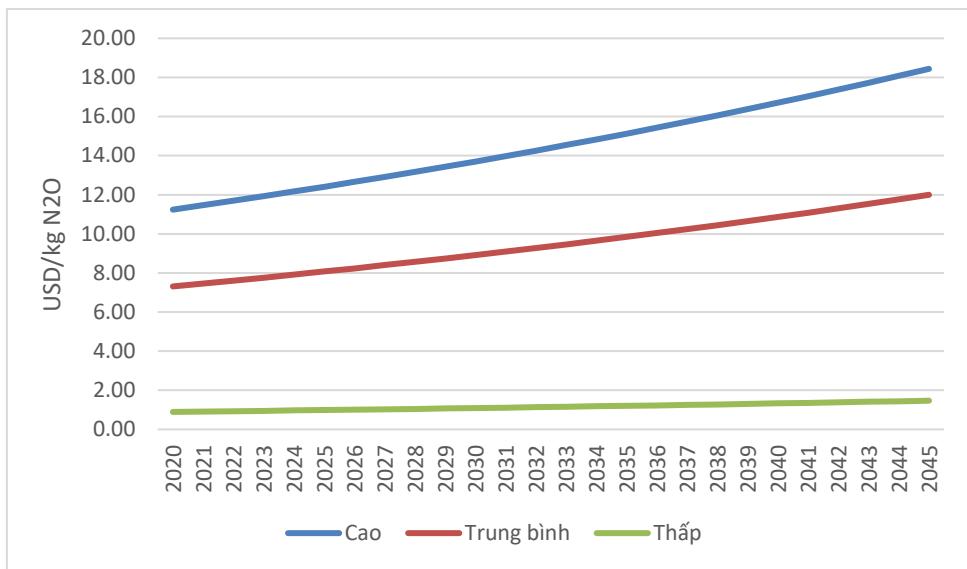
Nguồn: các quyết định của UBND các tỉnh về bảng giá đất cập nhật đến tháng 1/2020

f) Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải

Các chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải gây ô nhiễm môi trường và ảnh hưởng đến sức khỏe con người như CO₂, SOx, NOx, bụi PM2.5 sẽ được đưa vào hàm mục tiêu để tính tối thiểu hóa chi phí của toàn hệ thống.

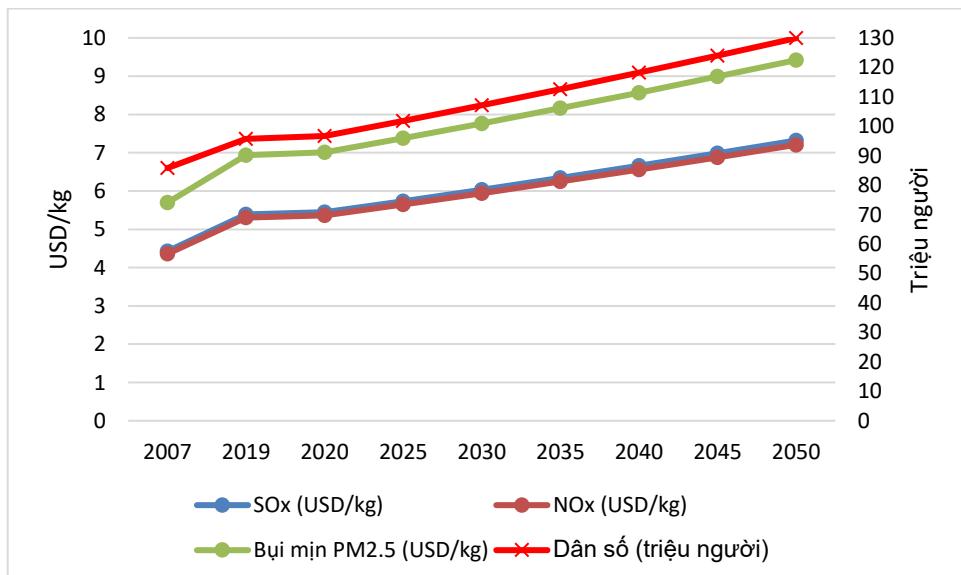
Hiện tại Việt Nam có các nguồn tham khảo về chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải như sau:

- Tài liệu : Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy” - Måns Nilsson, Report to the Asian Development Bank; January 25, 2007 MS: đề xuất giá SO₂ là 4,43 USD/kg, giá NOx là 4,36 USD/kg, giá bụi PM10 là 31 USD/kg (giá tương ứng với quy mô dân số năm 2007). Nếu quy về năm 2019 theo tỷ lệ tăng dân số, giá của các loại phát thải tương ứng là 5,4USD/kg cho SO₂, 5,3 USD/kg cho NOx, 38 USD/kg cho bụi PM10.
- Tài liệu “Getting Energy Prices Right – from principle to practice” do Quỹ tiền tệ thế giới xuất bản năm 2014: đề xuất giá SO₂ cho than là 5,8USD/kg, khí là 3,3 USD/kg; giá NOx của than là 4,06 USD/kg, của khí là 2,03 USD/kg; giá bụi PM2.5 là 7,2 USD/kg cho than và 4USD/kg cho khí (giá USD năm 2010).
- Chương trình hỗ trợ kỹ thuật của EU cho năng lượng bền vững hỗ trợ Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo thực hiện đánh giá môi trường chiến lược (dự thảo tháng 6/2020): Chương trình này không thực hiện đề xuất giá SO₂, NOx và PM2,5, chỉ đề xuất giá CO₂ và N₂O theo 3 kịch bản cao, cơ sở, thấp, do đó



Hình 4.6: Đề xuất giá N2O cho QHD8 của EU trong chương trình hỗ trợ kỹ thuật cho Cục điện lực và NLTT – giá USD năm 2020

Chi phí đề xuất trong các tài liệu trên có khác nhau do thời điểm đề xuất, tuy nhiên khi quy về thời điểm hiện tại sẽ có giá trị gần tương đương nhau. Căn cứ theo các tài liệu trên, đề án dự kiến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải SOx, NOx và PM2.5 như sau (giá dự báo trong tương lai sẽ tăng theo tỷ lệ tăng dân số của Việt Nam):



Nguồn: Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy – ADB, 2007, và Getting Energy Prices Right – from principle to practice – IMF, 2014

Hình 4.7: Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải tại Việt Nam

Đối với chi phí ngoại sinh từ phát thải CO₂: căn cứ theo website thị trường giao dịch CO₂ thế giới <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures>, giá CO₂ trên thị

trường năm 2019 trung bình là 0,3-0,5 USD/tấn, mức giá này tương đối thấp do hiện nay thị trường CO₂ đã gần như bão hòa và ít giao dịch. Hiện nay tại Việt Nam, việc đầu tư các loại hình nguồn điện vẫn được quy hoạch tập trung, do đó chi phí ngoại sinh của khí thải CO₂ sẽ được lấy theo giá CO₂ trên thị trường chung. Do hành vi sử dụng năng lượng tại các nước trên thế giới đều đã thay đổi (chuyển từ than sang khí và năng lượng tái tạo), nên giá CO₂ thị trường dự kiến sẽ không tăng cao như các giai đoạn trước. Vì vậy, đề án dự kiến lấy chi phí ngoại sinh của CO₂ là 0,4 USD/tấn (bằng giá trung bình thị trường năm 2019), giá CO₂ các năm tiếp theo trong giai đoạn quy hoạch sẽ được giả thiết duy trì ở mức 0,4 USD/tấn.

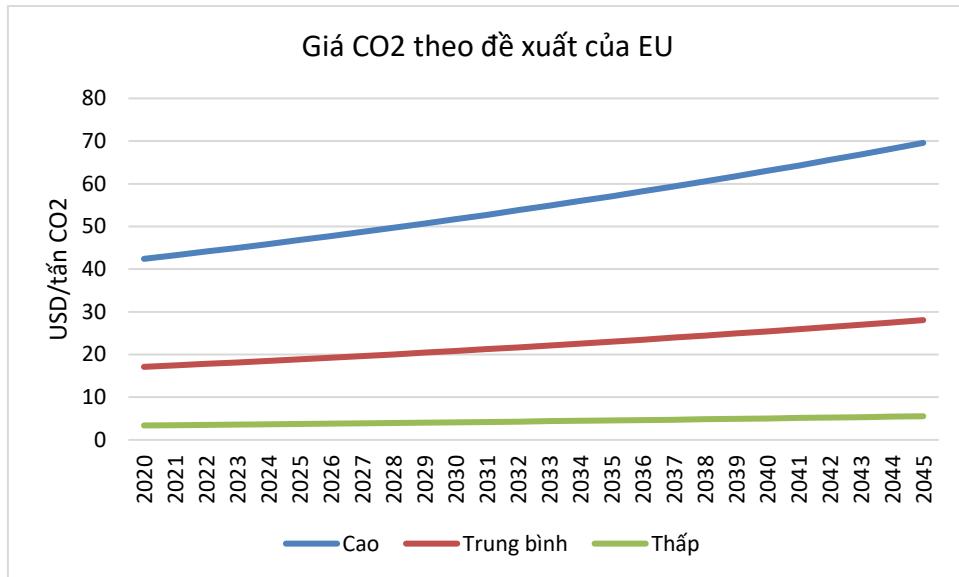
Trong trường hợp Chính phủ dùng biện pháp đánh thuế CO₂ để thị trường tự điều chỉnh các hành vi tiêu dùng năng lượng hóa thạch và cắt giảm phát thải khí nhà kính, mức thuế CO₂ có thể rất cao, mức thuế này sẽ là giả thiết đầu vào trong các kịch bản xem xét khả năng xuất hiện điện hạt nhân trong tương lai. Mức thuế CO₂ hiện đang được áp dụng tại một số nước như sau:

Bảng 4.10: Mức thuế CO₂ áp dụng tại một số nước trên thế giới

TT	Tên nước	Mức thuế CO ₂ (USD/tấn)	Năm bắt đầu áp dụng
1	Thụy Sỹ	86	2008
2	Phần Lan	60-65	1990
3	NaUy	52	1991
4	Đan Mạch	26	1992
5	Pháp	25	2014
6	Anh	24	2013
7	Ireland	22	2010
8	Slovenia	19	1996
9	Hàn Quốc	15	2015
10	Nhật Bản	15	2012

Nguồn: https://www.carbontax.org/donate/where_carbon_is_taxed. Mức giá USD quy về năm 2016

Căn cứ theo hỗ trợ kỹ thuật của EU cho QHĐ8, có 3 kịch bản giá CO₂ được đề xuất như sau:



Hình 4.8: Giá CO2 theo đề xuất của EU trong chương trình hỗ trợ QHD8 (tháng 6/2020)

Kịch bản thấp sẽ có giá từ 3-5 USD/tấn, kịch bản cơ sở có giá từ 17-28 USD/tấn trong giai đoạn 2020-2045. Đây là giá CO2 theo sáng kiến đề xuất cho Chính phủ sử dụng thuế CO2 để điều khiển thị trường năng lượng, do đó đề án chỉ sử dụng để phân tích độ nhạy trong trường hợp mức thuế này được Chính phủ áp dụng.

Đối với chi phí xử lý tấm pin năng lượng mặt trời khi kết thúc dự án được tham khảo trong tài liệu End_of_life management for Solar PV panels – IRENA, 6/2016. Theo đó dự kiến chi phí xử lý tấm pin mặt trời khi kết thúc dự án là 200 Euro/tấn (tương đương 0,0206 MUSD/MW). Chi phí này sẽ được đưa vào chi phí đầu tư của điện mặt trời.

Chi phí xử lý hóa chất sử dụng trong pin tích năng Li-Ion khi kết thúc đời sống dự án cũng được đưa vào chi phí đầu tư của pin tích năng như sau:

- Chi phí thải bỏ chất Lithium – ion trong pin tích năng: 5000 USD/tấn (theo thông tin do Phòng thí nghiệm quốc gia Argonne Lab (Mỹ))
- Định mức chất thải của pin Li-ion: 0.112 kWh/kg (theo website: https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_1006_cost_of_mobile_power)
- Chi phí thải bỏ của pin tích năng Li-ion khi kết thúc đời sống dự án: 0,044MUSD/MWh

g) Dự báo chi phí xây dựng và tổn thất lưới điện truyền tải liên vùng

Chi phí đầu tư lưới điện truyền tải liên vùng được tính toán trên cơ sở suất vốn đầu tư của các đường dây 500kV như sau⁴:

⁴ Nguồn: Đơn giá đầu tư của Sumitomo và ABB, kết hợp đơn giá đầu tư các dự án tại Việt Nam

- Đường dây 500kV: 600USD/MW/km
- Trạm biến áp 500kV (xoay chiều): 20000 USD/MW
- Trạm converter/inverter 500kV: 90000USD/MW
- Đường dây 1 chiều +/-525kV: 360 USD/MW/km

(Đường dây 1 chiều +/-525kV, 1200km, công suất truyền tải 5000MW gồm: đường dây: 2160 triệu USD, trạm inverter 2 đầu: 900 triệu USD)

Dựa trên khoảng cách truyền tải giữa các vùng, chi phí đầu tư mới lưới điện truyền tải liên vùng xem trong bảng sau:

Bảng 4.11: Chi phí đầu tư mới lưới điện và tổn thất truyền tải điện liên vùng

Liên kết liên vùng	Điện áp liên kết (kV)	Chiều dài (km)	Chi phí đầu tư (\$/MW)	Tổn thất truyền tải
Bắc Bộ - Bắc Trung Bộ	500	330	238000	3,2%
Bắc Trung Bộ - Trung Trung Bộ	500	450	310000	3,6%
Trung Trung Bộ - Tây Nguyên	500	200	160000	2,5%
Trung Trung Bộ - Nam Trung Bộ	500	420	292000	3,8%
Tây Nguyên – Nam Bộ	500	300	220000	3,5%
Nam Trung Bộ - Nam Bộ	500	250	190000	3,0%
Tây Nguyên – Nam Trung Bộ	500	300	220000	2,4%
Đường 1 chiều Nam Trung Bộ - Bắc Bộ	+/-500	1200	612000	6%

Nguồn: Tham khảo đơn giá đầu tư của một số nhà cung cấp nước ngoài kết hợp đơn giá đầu tư các dự án tại Việt Nam. Kết quả nghiên cứu tổn thất truyền tải từ mô hình PSS/E

Do nguồn điện NLTT, gió offshore tập trung tại khu vực Nam Trung Bộ khá lớn sẽ được truyền tải cung cấp điện cho khu vực miền Bắc, vì vậy đề án sẽ xem xét thêm khả năng xuất hiện đường dây 1 chiều từ Nam Trung Bộ ra miền Bắc trong quy hoạch này.

Tổn thất truyền tải điện liên vùng được tính toán cho lưới điện năm 2030 từ mô hình PSS/E. Tổn thất giữa 2 vùng được tính theo khoảng cách từ trung tâm của vùng đi đến trung tâm của vùng đến.

4.3.3. Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán chương trình phát triển lưới điện (lưới điện truyền tải, phân phối)

Hạ tầng Điện lực, trong đó có lưới điện truyền tải phải phát triển trước một bước để đảm bảo cung ứng điện phục vụ cho phát triển kinh tế - xã hội, an ninh quốc phòng đất nước:

- Đưa ra được lộ trình xây dựng hệ thống lưới điện truyền tải (đường dây, trạm biến áp) để đảm bảo cung cấp đủ điện cho các tỉnh, thành phố và đảm bảo

giải tỏa công suất các loại nguồn điện, làm cơ sở để sớm thực hiện công tác chuẩn bị đầu tư và triển khai đồng bộ với các quy hoạch tổng thể và các quy hoạch chuyên ngành khác. Lập được danh mục các công trình lưới truyền tải điện quan trọng từ cấp 220 kV trở lên trong giai đoạn 2021-2030; định hướng phát triển lưới điện truyền tải ở cấp điện áp từ 220 kV trở lên trong giai đoạn 2031-2045.

- Xây dựng danh mục các công trình TBA và ĐZ siêu cao áp xương sống toàn quốc, đảm bảo truyền tải điện liên kết thông suốt, an toàn giữa các vùng miền và đấu nối các nguồn điện, đặc biệt là nguồn NLTT.
- Lập danh mục các công trình ĐZ và TBA 220 kV thuộc phạm vi các tỉnh – thành phố để cung cấp đủ điện cho nhu cầu tiêu thụ của địa phương.
- Lập danh mục các hạng mục ĐZ và TBA để đấu nối hoặc gom các nguồn NLTT (như điện gió, điện mặt trời) vào hệ thống truyền tải điện quốc gia.
- Có lộ trình xây dựng lưới điện để truyền tải nguồn điện Gió ngoài khơi – được xác định là nguồn NLTT chiến lược trong dài hạn.
- Đề xuất lưới điện truyền tải cao áp và siêu cao áp liên kết với các nước trong khu vực ASEAN và tiểu vùng sông Mê Kông nhằm tối ưu hóa vận hành các nguồn điện trong khu vực rộng lớn và hỗ trợ lẫn nhau giữa các HTĐ khi cần thiết, góp phần đảm bảo an ninh cung cấp điện.
- Tính toán vốn đầu tư cho các hạng mục công trình lưới truyền tải điện để có kế hoạch huy động các nguồn lực đầu tư phát triển hạ tầng lưới điện.
- Đề xuất xây dựng các cơ chế chính sách để đảm bảo việc phát triển hệ thống lưới truyền tải điện quốc gia đồng bộ, hiện đại, kịp thời, đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật - kinh tế và sự phát triển đồng bộ, bền vững trong dài hạn.

Đáp ứng được yêu cầu cung cấp điện ngày càng tin cậy cho các hộ tiêu thụ:

- Đáp ứng tiêu chí N-1 đối với lưới điện truyền tải cấp điện phụ tải: 90% vào năm 2025 và 100% từ năm 2030. Riêng lưới điện truyền tải TP. Hà Nội và HCM đạt tiêu chí N-1 100% từ năm 2025.
- Đáp ứng tiêu chí N-1-1 đối với lưới điện truyền tải tại hai trung tâm phụ tải lớn là khu vực Hà Nội và TP. Hồ Chí Minh: 80% vào năm 2025; 100% từ năm 2030.
- Đáp ứng tiêu chí N-1 đối với lưới điện giải tỏa nguồn nhiệt điện (như nhiệt điện đốt than, Tua bin khí): 100% từ năm 2025.
- Đáp ứng tiêu chí N-0 đối với lưới truyền tải giải tỏa nguồn NLTT (điện gió, điện mặt trời) và có vị trí không thuộc lưới điện xương sống trọng yếu quốc gia trong giai đoạn quy hoạch: đạt 100% từ năm 2025.

Xây dựng hệ thống truyền tải điện có chất lượng vận hành ngày càng cao, hoạt động ngày càng hiệu quả:

- Điện áp đảm bảo trong ngưỡng cho phép ở chế độ vận hành bình thường và sự cố: 90% số trạm năm 2025; 100% số trạm năm 2030.
- Hệ thống truyền tải có tính linh hoạt cao, có thể vận hành theo nhiều phương thức khác nhau để cách ly sự cố, huy động các loại nguồn điện cũng như giảm thiểu dòng điện ngắn mạch. Tính linh hoạt được thể hiện ở sơ đồ thanh cái TBA có độ linh hoạt cao (nhiều phân đoạn) và các xuất tuyến ĐZ có tiết diện phân pha lớn. Những TBA 500 kV, 220 kV ở quy mô đầy đủ (xét đến trong tương lai dài hạn) có nhiều hơn 4 ngăn lô ĐZ đấu nối ở cấp điện áp nào thì cần được thiết kế với nhiều hơn 2 phân đoạn thanh cái ứng với cấp điện áp đó để có thể đảm bảo tách vận hành trạm thành 2 phần riêng biệt khi cần thiết (để cách lý sự cố lan truyền và để giảm dòng ngắn mạch).
- Ứng dụng công nghệ mới để nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện truyền tải: xem xét sử dụng hệ thống truyền tải điện một chiều HVDC để truyền tải lượng công suất lớn trên khoảng cách xa hoặc các khu vực khó khăn cho hành lang tuyến đối với hệ thống tải điện xoay chiều; Xây dựng các trạm chuyển đổi xoay chiều – một chiều Back-to-Back để liên kết lưới điện với các nước láng giềng; ứng dụng thiết bị FACTS để nâng cao chất lượng điện áp và ổn định HTĐ.
- Từng bước hình thành lưới điện truyền tải thông minh, mức độ tự động hóa cao: Số TBA có khả năng tự động hóa hoàn toàn (có thể thao tác từ xa) đạt 100% từ năm 2025; 100% TBA 220 kV, 500 kV sẽ được chuẩn hóa thành các TBA không người trực từ năm 2030; ứng dụng khoa học công nghệ để giám sát nhiệt động đường dây giúp tối ưu khả năng tải theo nhiệt độ môi trường và vận tốc gió; tự động định vị và cách ly sự cố, tự phục hồi trạng thái vận hành; tự động dự báo trước khả năng sự cố do thời tiết để chuyển trạng thái; nghiên cứu ứng dụng trí tuệ nhân tạo (AI) vào vận hành hệ thống truyền tải điện, Lưới truyền tải có khả năng phối hợp chặt chẽ với hệ thống lưới điện phân phối để thực hiện các chương trình quản lý phụ tải (DSM) nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động của toàn hệ thống.
- Chuẩn hóa các thiết bị chính của hệ thống truyền tải điện: sử dụng gam MBA 220 kV chuẩn hóa cho lưới cấp điện phụ tải: 125 MVA, 250 MVA, 375 MVA, 450 - 500 MVA; gam MBA 500 kV: 450 MVA, 600 MVA, 900 MVA, 1200 - 1500 MVA. Ước tính sơ bộ tỷ lệ mang tải thiết kế quy hoạch cho các trạm biến áp là 75%.

- Đối với khu vực mật độ phụ tải cao tại các thành phố lớn, có thể xem xét sử dụng TBA 220/22 kV, 500/110 kV để cấp điện trực tiếp cho hệ thống phân phối từ lưới điện truyền tải.
- Chuẩn hóa tiết diện các đường dây truyền tải: ĐZ xuất tuyến từ các TBA trung tâm hoặc nhà máy điện lớn cần xem xét sử dụng ĐZ phân pha tiết diện tương đương với các loại dây sau (đơn vị mm²): ĐZ 220 kV: 2x330, 2x400, 2x500, 2x600, 2x800, 2x1500, 4x330, 4x400, 4x500, 4x600, 4x800, 4x1500; ĐZ 500 kV: 4x330, 4x400, 4x500, 4x600, 4x800, 4x1500, 6x400, 6x600, 6x800. Loại dây: các cột cần được thiết kế cho việc sử dụng dây dẫn thông thường ACSR có xét đến việc nâng cấp lên dây chịu nhiệt trong tương lai (TACSR).

Xây dựng hệ thống truyền tải điện thân thiện môi trường, giảm thiểu tác động đến sức khỏe cộng đồng và đời sống xã hội:

- Úng dụng các loại công nghệ mới nâng cao khả năng truyền tải của các tuyến đường dây, giảm hành lang chiếm đất của các ĐZ truyền tải: sử dụng dây dẫn có khả năng tải cao hơn thông thường (dây dẫn chịu nhiệt, dây siêu dẫn, ...); sử dụng các loại cột nhiều mạch đường dây, nhiều cấp điện áp trên một cột; sử dụng công nghệ HVDC; nâng cao điện áp truyền tải khi khoảng cách truyền tải đủ lớn. Nâng cao mật độ công suất và mật độ năng lượng trên mỗi km đường dây truyền tải.
- Điện tử trường của các ĐZ siêu cao áp một chiều UHVDC ít có tác động đến sức khỏe con người (so với ĐZ siêu cao áp xoay chiều cùng cấp điện áp UHVAC) [20]. Do đó cần xem xét khả năng ứng dụng công nghệ UHVDC trong truyền tải điện trên quan điểm giảm thiểu tác động của lĩnh vực truyền tải điện đến sức khỏe cộng đồng và môi trường sinh thái.
- Xây dựng hạ tầng truyền tải ngầm: các TBA truyền tải ngầm, TBA GIS, cáp truyền tải ngầm tại các thành phố lớn có mật độ phụ tải cao để đảm bảo mỹ quan, chiếm ít diện tích đất và thân thiện môi trường.
- Tuyến đường dây truyền tải hạn chế tối thiểu việc đi qua các khu bảo tồn tự nhiên quốc gia, công viên địa chất, rừng quốc gia, di tích lịch sử, diện tích trồng lúa, khu vực an ninh quốc phòng. Các khu vực trên đất liền, giáp biển khó đi tuyến ĐZ trên không có thể xem xét sử dụng cáp ngầm xuyên biển.
- Đối với hệ thống truyền tải ngầm ngoài biển (cấp điện ra các đảo hoặc đầu nối nguồn điện ngoài khơi): cần xem xét giảm thiểu số mạch đường cáp truyền tải dưới biển để tránh tác động đến hệ sinh thái biển, bảo tồn nguồn hải sản, tránh ảnh hưởng tới hoạt động đánh bắt cá xa bờ và gần bờ, hoạt động giao thông vận tải biển.

- Phối hợp đồng bộ với các quy hoạch ngành như: QH Giao thông vận tải, quy hoạch tổng thể không gian đô thị, quy hoạch biển quốc gia, QH Năng lượng quốc gia, ... để tối ưu hóa diện tích đất cho hành lang tuyến đường dây truyền tải, điểm đặt các trạm biến áp cũng như các xuất tuyến đường dây của các trạm.
- Cần quan tâm đến các vấn đề môi trường dài hạn khi thiết kế hệ thống truyền tải: vấn đề nước biển dâng; tác động của điều kiện thời tiết khắc nghiệt như lũ lụt, lở đất, hạn hán, bão, sét, mặn, ô nhiễm bụi mịn, băng giá, cháy rừng,...

4.3.4. Các thông số, chỉ tiêu tính toán phân tích kinh tế - tài chính

a) Các thông số đầu vào đánh giá hiệu quả kinh tế phương án tổng thể phát triển Điện lực quốc gia

Đánh giá hiệu quả kinh tế dựa trên cơ sở xác định dòng lợi ích kinh tế xã hội để án quy hoạch mang lại và dòng chi phí kinh tế phải bỏ ra khi thực hiện đề án quy hoạch này. Từ đó đánh giá hiệu quả kinh tế của đề án quy hoạch bằng các chỉ tiêu kinh tế.

Đối với xác định dòng lợi ích kinh tế, dòng lợi ích kinh tế được xác định từ giá kinh tế và lượng điện năng tăng thêm trong giai đoạn quy hoạch. Giá điện năng kinh tế có thể xác định theo một trong các cách sau:

- Giá kinh tế theo giá biên, tức giá thành dài hạn, là giá đáp ứng được hoàn vốn kinh tế cho phương án đầu tư quy hoạch dài hạn, đồng thời cũng mang lại lợi ích cho xã hội khi cung cấp đủ lượng điện năng theo nhu cầu trong giai đoạn quy hoạch, nếu lượng hoá lợi ích xã hội phải trả giá trị tương đương bằng giá biên dài hạn.
- Giá kinh tế của phương án đầu tư quy hoạch điện lực được tính tương đương như giá trị thiệt hại của nền kinh tế khi không cung cấp theo nhu cầu điện trong giai đoạn xét đầu tư quy hoạch. Tuy nhiên để xác định giá trị này, cần có sự nghiên cứu cụ thể và công phu cho tất cả các ngành kinh tế, các loại hộ tiêu thụ, các mức độ thiệt hại của toàn xã hội, từ đó mới có thể đưa ra con số tổng thể chính xác giá trị bình quân thiệt hại là bao nhiêu. Những con số từ các nghiên cứu trước đây chỉ đưa ra được sự thiệt hại của một số ngành hẹp của nền kinh tế mà chưa có sự tổng quát nào.
- Giá kinh tế có thể xác định qua giá trị đóng góp của sự phát triển điện năng theo đề án quy hoạch này đối với sự tăng trưởng giá trị GDP toàn quốc giai đoạn quy hoạch. Hay có thể nói tỷ trọng đóng góp của ngành điện trong GDP là bao nhiêu? Tức là trong giá trị tổng GDP mỗi năm quy hoạch, sự đóng góp của điện năng cung cấp cho xã hội là bao nhiêu, tính theo giá trị trên đơn vị điện thương phẩm (đ/kWh). Nếu xác định được giá trị này thì giá kinh tế là

khá chính xác, nhưng đây là một giá trị khó xác định và cũng chưa có nghiên cứu nào đưa ra kết quả.

Theo kinh nghiệm của các chuyên gia kinh tế Việt Nam và trên thế giới, cũng như tài liệu hướng dẫn phân tích kinh tế dự án của Ngân hàng thế giới (WB), kết hợp với các quy định về phân tích kinh tế dự án điện Việt Nam, đề xuất cách chọn khả thi và đơn giản nhất là lấy giá kinh tế bằng giá biên dài hạn trong giai đoạn quy hoạch để xác định lợi ích kinh tế của đề án này.

Đối với xác định dòng chi phí kinh tế, các thành phần chi phí gia tăng trong giai đoạn quy hoạch, bao gồm:

- Tổng thu hồi vốn đầu tư kinh tế toàn ngành điện (nguồn, lưới) trong giai đoạn quy hoạch phát triển. Trong đó vốn kinh tế không bao gồm các chi phí tài chính (như lãi trong thời gian xây dựng, thuế, phí các loại...)
- Chi phí vận hành bảo dưỡng nguồn, lưới.
- Chi phí nhiên liệu sản xuất điện
- Chi phí mua điện nhập khẩu và mua điện từ các công trình BOT nước ngoài.
- Chi phí kinh tế khác.

Từ đó xác định hiệu quả kinh tế phương án đầu tư giai đoạn quy hoạch phát triển điện lực.

b) Các thông số đầu vào xác định giá truyền tải điện trong giai đoạn quy hoạch

Để xác định được giá truyền tải cần dự báo dòng tiền, dự báo thu nhập và tính các chỉ tiêu tài chính quan trọng của NPT cho giai đoạn quy hoạch. Từ đó có các khuyến nghị hợp lý để chủ đầu tư có đủ nguồn vốn phát triển lưới truyền tải trong giai đoạn quy hoạch không chỉ đáp ứng và đảm bảo an ninh cung cấp điện phục vụ cho phát triển kinh tế xã hội mà còn đảm bảo được doanh thu, lợi nhuận hợp lý của vốn chủ sở hữu, khả năng trả nợ gốc, lãi và đáp ứng yêu cầu của các ngân hàng cho vay vốn về các chỉ tiêu tài chính quan trọng.

Đối với xác định dòng lợi ích: Dòng lợi ích tài chính được xác định từ giá truyền tải và sản lượng điện truyền tải dự kiến.

Đối với xác định dòng chi: Các thành phần chi phí gia tăng trong giai đoạn quy hoạch, bao gồm:

- Chi phí hoạt động (các chi phí vật liệu, lương, dịch vụ mua ngoài, chi phí bằng tiền khác, sửa chữa lớn)
- Chi phí tài chính.
- Khấu hao.

- Thuế thu nhập doanh nghiệp.
- Tính các chỉ tiêu tài chính quan trọng của NPT như:
- Tỷ lệ tự cấp vốn đầu tư (Self-Financing Ratio).
- Tỷ lệ thanh toán nợ (Debt Service Coverage Ratio).
- Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu (Debt-to-Equity Ratio).
- Lợi nhuận định mức/vốn chủ sở hữu hợp lý (Return On Equity)

Sau đó tính toán giá truyền tải dự kiến (giá truyền tải này sẽ tính dựa trên những tham khảo về qui định giá truyền tải ban hành bởi Bộ Công Thương để đảm bảo thu hồi hàng năm: chi phí hoạt động và vận hành, chi phí khấu hao, chi trả lãi vay dài hạn và lợi nhuận của vốn chủ sở hữu (NPT)). Ngoài ra, giá truyền tải được tính toán để các chỉ tiêu tài chính của NPT đảm bảo yêu cầu của các tổ chức cho vay vốn như tỷ lệ tự đầu tư các đạt tối thiểu 25%, tỷ lệ thanh toán nợ đạt từ 1,5 lần trở lên, tỷ lệ Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu tối đa 2,33 lần.

c) Chi phí biên dài hạn

Chi phí biên dài hạn gồm hai thành phần: chi phí biên công suất và chi phí biên điện năng. Trong đó chi phí biên công suất là chi phí cần thiết cho sản xuất, truyền tải, phân phối để tăng thêm năng lực sản xuất của hệ thống (kW). Còn chi phí biên điện năng là toàn bộ chi phí vận hành và chi phí nhiên liệu liên quan đến việc cung cấp thêm điện năng (kWh).

Để tính toán chi phí biên dài hạn, có thể dùng một trong hai phương pháp. Phương pháp đầu tiên là dựa trên nguồn cụ thể có thể xây dựng trong tương lai gần nhằm đáp ứng nhu cầu phụ tải tăng thêm. Trong trường hợp này chi phí biên dài hạn chính là chi phí sản xuất của nhà máy cụ thể sẽ xây dựng. Phương pháp này phức tạp bởi:

- Việc xác định nhà máy nào phủ bao nhiêu phần trăm của phụ tải đỉnh cần nhiều thời gian và phức tạp.
- Cao điểm của các khách hàng tại các cấp điện áp có thể khác nhau, dẫn đến phải xét hệ số đồng thời trong tính toán chi phí biên.
- Khó phân chia một cách chính xác bao nhiêu phần trăm chi phí OM là thuộc cao điểm, bao nhiêu phần trăm thuộc thấp điểm.

Một cách khác, không chi tiết chính xác bằng, nhưng có ưu điểm là đơn giản và cho kết quả nhanh đó là phương pháp dựa vào chi phí tăng thêm bình quân.

Phương pháp thứ hai là tính chi phí tăng thêm bình quân (AIC). Theo phương pháp này là dựa trên kế hoạch phát triển đã định trước, chi phí biên được xác định trên cơ sở chi phí tăng thêm để đáp ứng nhu cầu phụ tải dự báo tăng lên hàng năm. Phụ tải và chi phí tăng thêm được tính toán bằng chênh lệch so với năm cơ sở.

Chi phí biên thực chất là giá trị gia tăng bình quân trong kỳ kế hoạch T:

$$AIC = \frac{\sum_0^T \Delta C_t (1+i)^{-t}}{\sum_0^T \Delta A_t (1+i)^{-t}}$$

Trong đó:

AIC : Chi phí biên bình quân kỳ kế hoạch

ΔC_t là chi phí phát sinh tăng thêm năm t so với năm cơ sở (năm gốc tính toán)

ΔA_t điện năng phát sinh phát sinh tăng thêm năm t so với năm cơ sở (năm gốc tính toán)

i : hệ số chiết khấu

Để phân bổ chi phí cho các nhóm khách hàng tiêu dùng khác nhau theo mức độ ‘phiền hà’ mà họ gây ra, chi phí biên công suất và chi phí biên điện năng tương ứng với khâu sản xuất và các cấp điện áp được tính riêng.

Chi phí biên dài hạn có thể tính theo chi phí biên công suất và chi phí biên điện năng. Chi phí biên công suất là tổng các chi phí cần thiết cho toàn bộ nguồn điện, truyền tải, phân phối để tăng thêm năng lực về công suất của hệ thống. Chi phí biên điện năng là toàn bộ chi phí trên để đáp ứng cho nhu cầu tăng thêm về điện năng. Như vậy, chi phí biên dài hạn cho phần nguồn điện như sau:

Chi phí biên bình quân nguồn điện theo điện năng sẽ là:

$$LRMC_{A(Gen)} = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^m \Delta(I_{jt} + OM_{jt} + NL_{jt} + C_{jmd})(1+i)^{-t}}{\sum_0^T \Delta A_t (1+i)^{-t}} \text{ (đ/kWh)}$$

Chi phí biên bình quân nguồn điện theo công suất là:

$$LRMC_{A(Gen)} = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^m \Delta(I_{jt} + OM_{jt} + NL_{jt} + C_{jmd})(1+i)^{-t}}{\sum_0^T \Delta P_t (1+i)^{-t}} \text{ (đ/kW)}$$

Trong đó:

I_{jt} và OM_{jt} : Thu hồi chi phí đầu tư và chi phí vận hành bảo dưỡng của nhà máy j năm t tương ứng với phần công suất tăng thêm ΔP_t và điện năng tăng thêm ΔA_t .

NL_j: Chi phí nhiên liệu của nhà máy j năm t tương ứng với phần công suất tăng thêm ΔP_t và phần điện năng tăng thêm ΔA_t.

C_{jmd}: Chi phí nhập khẩu điện nước ngoài và mua điện BOT của nhà máy j tương ứng với phần công suất tăng thêm ΔP_t và phần điện năng tăng thêm ΔA_t

i: Hệ số chiết khấu

P_t, P₀: Công suất yêu cầu năm t và năm cơ sở

A_t, A₀: Điện năng yêu cầu năm t và năm cơ sở

$$\Delta P_t = P_t - P_0$$

$$\Delta A_t = A_t - A_0$$

d) Suất vốn đầu tư các công trình lưới điện

Trên cơ sở cập nhật các số liệu mới nhất từ các dự án lưới điện đã có quyết định phê duyệt hoặc đã được lập ở các giai đoạn đầu tư khác nhau, gồm các thông tin sau: tổng mức đầu tư hoặc tổng dự toán, qui mô thiết kế, tỷ giá hối đoái....

Đối với các dự án đã có quyết định phê duyệt mới nhất (chủ yếu ở giai đoạn dự án đầu tư, thiết kế kỹ thuật tại thời điểm đã xong năm 2019), các số liệu được cập nhật theo tổng dự toán hoặc tổng mức đầu tư được phê duyệt ở thời điểm mới nhất và không quy đổi.

Đối với các dự án đã lập chưa được phê duyệt, thì dựa trên số liệu khái toán dự toán được lập và điều chỉnh. Các dự án mới đưa vào giai đoạn quy hoạch sẽ được tính khái toán theo suất đầu tư theo loại công trình có cấp điện áp, số mạch, loại dây hoặc quy công suất lắp máy biến áp của loại tương ứng, trên cơ sở tham khảo các dự án tương tự đã triển khai trên cùng một địa bàn được qui về mặt bằng giá tại cùng thời điểm (quý 2 năm 2020).

Từ các số liệu thống kê các công trình thu thập được (thời điểm lập chủ yếu từ năm 2015 đến nay), việc phân tích xử lý một số thành phần chi phí đưa về cùng mặt bằng giá quý 2 năm 2020 như điều chỉnh chi phí xây dựng (hiệu chỉnh chi phí nhân công, chi phí máy thi công theo lương cơ sở đầu vào theo vùng mới, điều chỉnh chi phí xây lắp theo chỉ số CPI, điều chỉnh tỷ giá ngoại tệ cho phần thiết bị...) được thực hiện.

Tỷ giá quy đổi theo tỷ giá bình quân liên ngân hàng Nhà nước năm 2020 là: 23.270 VNĐ/USD.

Suất vốn đầu tư xây dựng công trình lưới điện 500kV, 220kV bao gồm chi phí: xây dựng, mua sắm và lắp đặt thiết bị, chi phí dự phòng, thuế và chi phí cho một số

công tác khác như: chi phí quản lý dự án; chi phí tư vấn đầu tư xây dựng công trình; (bao gồm các chi phí: khảo sát, lập dự án đầu tư, thiết kế, thẩm tra thiết kế kỹ thuật, thẩm tra dự toán, lập hồ sơ mời thầu, giám sát xây dựng và lắp đặt biệt bi...); chi phí khác (bao gồm các chi phí: thẩm tra TMĐT, rà phá bom, mìn, vật nổ trên mặt bằng xây dựng, bảo hiểm xây lắp, phí và lệ phí các loại, thuê đất hoặc trả quyền sử dụng đất, lãi vay ngân hàng của chủ đầu tư, nghiệm thu đóng điện bàn giao, chuẩn bị sản xuất, kiểm toán, thẩm tra phê duyệt quyết toán...).

Suất vốn đầu tư xây dựng công trình lưới điện 500kV, 220kV chưa bao gồm: (1) chi phí đèn bù giải phóng mặt bằng. (2) Gia cố đặc biệt về nền móng công trình như sử dụng giải pháp kết cấu móng đặc biệt của công trình trên nền đất yếu, các vùng phải bố trí cột vượt có khoảng vượt lớn (công trình đường dây tải điện), giải pháp chống ăn mòn khi móng công trình được bố trí ở vùng có hiện tượng ăn mòn hóa học...(3) Đăng kiểm chất lượng quốc tế, quan trắc biến dạng công trình (nếu có). (4) Kiểm định và chứng nhận sự phù hợp về chất lượng công trình xây dựng. (5) Chi phí thuê tư vấn nước ngoài....

Kết quả xác định suất vốn đầu tư đường dây tải điện và trạm biến áp 500kV-220kV-110kV như các bảng dưới đây, có bổ sung dự tính về chi phí đèn bù.

Bảng 4.12: Suất vốn đầu tư bình quân xây dựng công trình ĐDK 500kV, dây phân pha 4, loại dây ACSR 330/43

(Đơn vị: Tỷ VNĐ/km)

Khu vực	1 mạch	2 mạch	Đèn bù
Miền Bắc	12,8	17,7	1,9
Miền Trung	10,4	14,4	1,0
Miền Nam	13,4	18,5	1,9

Bảng 4.13: Suất vốn đầu tư bình quân xây dựng công trình ĐDK 220kV, dây phân pha đôi, loại dây ACSR 330/43

(Đơn vị: Tỷ VNĐ/km)

Khu vực	1 mạch	2 mạch	4 mạch	Cáp ngầm	Đèn bù
Miền Bắc	5,4	8,1	12,2	80	0,6
Miền Trung	5,3	8,0	9,2		0,3
Miền Nam	6,0	9,0	13,5	80	0,6

Bảng 4.14: Suất vốn đầu tư bình quân xây dựng công trình ĐDK 110kV, dây AC240

(Đơn vị: Tỷ VNĐ/km)

Khu vực	1 mạch	2 mạch	Cáp ngầm	Đèn bù

Khu vực	1 mạch	2 mạch	Cáp ngầm	Đèn bù
Miền Bắc	2,7	3,8		0,3
Miền Trung	2,5	3,5		0,2
Miền Nam	2,9	4,0	45,1	0,3

Bảng 4.15: Suất vốn đầu tư bình quân xây dựng công trình TBA 500kV

Hạng mục	Đèn bù	Máy 1		Máy 2	
	(Tỷ đồng/trạm)	(Tỷ đồng)	(Tỷ đồng/MVA)	(Tỷ đồng)	(Tỷ đồng/MVA)
450MVA	27	580	1,35	200	0,44
600MVA	39	620	1,10	235	0,39
900MVA	66	705	0,86	300	0,33

Bảng 4.16: Suất vốn đầu tư bình quân xây dựng công trình TBA 220kV

Hạng mục	Đèn bù	Máy 1		Máy 2	
	(Tỷ đồng/trạm)	(Tỷ đồng)	(Tỷ đồng/MVA)	(Tỷ đồng)	(Tỷ đồng/MVA)
125MVA	12	240	2,02	70	0,56
250MVA	15	285	1,20	80	0,32

Bảng 4.17: Suất vốn đầu tư bình quân xây dựng công trình TBA 110kV

Hạng mục	Đèn bù	Máy 1		Máy 2	
	(Tỷ đồng/trạm)	(Tỷ đồng)	(Tỷ đồng/MVA)	(Tỷ đồng)	(Tỷ đồng/MVA)
40MVA	4	72	1,90	33	0,83
63MVA	4	82	1,37	36	0,57

CHƯƠNG 5. SỬ DỤNG TIẾT KIỆM VÀ HIỆU QUẢ ĐIỆN NĂNG

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Các chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (EE) và Quản lý phía nhu cầu (DSM) được thực hiện trong giai đoạn trước đã đạt được một số thành công nhất định.

Theo tổng hợp của MOIT về VNEEP, NL thương mại tiết kiệm cộng dồn trong cả giai đoạn 2006-2010 đạt được 3.733 KTOE, tương đương 3,4%. Trong giai đoạn 2011-2015, lượng năng lượng tiết kiệm cộng dồn là 10.610 KTOE, tương đương với 5,65% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong cả giai đoạn. Bên cạnh đó, VNEEP 2 còn đạt chỉ tiêu giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân một số sản phẩm và thu được một số thành công trong công tác bảo tồn năng lượng ở các phân ngành kinh tế.

Chương trình VNEEP 3 (giai đoạn 2019-2030) là sự kế thừa, đặt mục tiêu tổng thể tiết kiệm 5,0-7,0% tổng tiêu thụ năng lượng 2019-2025; 8,0-10,0% tổng tiêu thụ năng lượng 2025-2030. Ngoài ra VNEEP 3 còn đề ra các mục tiêu về giảm suất tiêu hao năng lượng ở nhiều nhóm sản phẩm công nghiệp.

Các dự án thuộc chương trình Quản lý nhu cầu DSM cũng đạt được một số kết quả đáng ghi nhận. Thành công nhất là chương trình Biểu giá điện công tơ ba giá, Chương trình bình nước nóng năng lượng mặt trời, chương trình thay thế đèn CFL do được thực hiện ở quy mô lớn và hỗ trợ tốt từ ngành điện.

Trong tương lai, chương trình Điều chỉnh phụ tải điện sẽ là một trong những nội dung chính của DSM. Chương trình này đã được thực hiện thí điểm ở TP HCM năm 2015, tuy có kết quả nhưng nếu muốn thực hiện ở quy mô lớn thì cần cơ chế hỗ trợ tốt.

Thủ tướng Chính phủ cũng đã ban hành Quyết định số 279/QĐ-TTg ngày 08/3/2018 phê duyệt Chương trình quốc gia về DSM, trong đó đặt mục tiêu Giảm công suất phụ tải đỉnh của hệ thống điện quốc gia (so với dự báo nhu cầu phụ tải điện trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia) khoảng 300 MW vào năm 2020, 1.000 MW vào năm 2025 và 2.000 MW vào năm 2030.

Hiện tại Chương trình điện mặt trời áp mái đang có những cơ chế ưu đãi tốt của Chính phủ (Quyết định 13/2020/QĐ-TTg: giá bán điện cho EVN là 8,38 UScent/kWh cao nhất trong các loại hình điện mặt trời) và Ngành điện (quy trình thực hiện từ khi khảo sát, thỏa thuận đấu nối đến ký hợp đồng, thanh toán... nhanh gọn rõ ràng) vì vậy đang có những bước phát triển mạnh mẽ về mặt số lượng. Nếu xét góc độ tổng thể quốc gia, Điện mặt trời áp mái thực sự ý nghĩa về việc giảm tổn thất lưới, tăng nguồn cung

cấp điện, và có đóng góp trong việc tiết giảm tiêu thụ điện tại chỗ. Số liệu đo đạc và nghiên cứu tại hộ gia đình tại Hà Nội cho thấy, hơn 75% sản lượng điện áp mái được bán lên lưới, trong khi gia đình này tiết kiệm được 34% điện mua lại từ lưới. Trong QHĐVIII, nguồn điện mặt trời áp mái sẽ được coi là một dạng nguồn phát riêng biệt trong Chương trình phát triển nguồn điện, đồng thời là giải pháp tiết kiệm điện sẽ được tích hợp trong phần dự báo nhu cầu tiêu thụ điện trong tương lai.

5.1. ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH THỰC HIỆN CÁC CHƯƠNG TRÌNH SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG TIẾT KIỆM VÀ HIỆU QUẢ

5.1.1. Chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả

Những năm đầu của thế kỷ 21, Việt Nam đối mặt với nguy cơ thiếu hụt năng lượng do sự tăng cao của giá dầu thế giới, sự giảm sút của các nguồn thuỷ điện do thời tiết bất lợi cũng như sự khai thác và sử dụng thiếu hiệu quả nguồn năng lượng sơ cấp của quốc gia. Trong bối cảnh đó, Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (gọi tắt là VNEEP) giai đoạn 2006-2010 được xây dựng nhằm thúc đẩy sử dụng tiết kiệm và hiệu quả nguồn năng lượng có hạn của quốc gia, trong đó đặt mục tiêu giảm tiêu thụ 3-5% tổng tiêu thụ năng lượng thương mại. Trong quá trình thực hiện, Chương trình này được lồng ghép với các dự án tiết kiệm và bảo tồn năng lượng do các tổ chức quốc tế tài trợ nhằm sử dụng hiệu quả nguồn vốn ODA cũng như kinh nghiệm quốc tế trong việc triển khai các hoạt động tiết kiệm năng lượng thực tế ở Việt Nam. Tới năm 2012, giai đoạn II của VNEEP đã được phê duyệt trong bối cảnh gắn liền với mục tiêu Tăng trưởng Xanh và phát triển bền vững. Giai đoạn II đặt mục tiêu tổng thể là giảm 5-8% tổng tiêu thụ năng lượng thương mại cùng với các mục tiêu về giảm suất tiêu hao năng lượng ở một số sản phẩm công nghiệp.

Về kết quả thực hiện, theo tổng hợp của Bộ Công Thương về VNEEP, năng lượng thương mại tiết kiệm cộng dồn trong cả giai đoạn 2006-2010 được đạt 3.733 KTOE, tương đương 3,4% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng. Trong giai đoạn 2011-2015, lượng năng lượng tiết kiệm cộng dồn là 10.610 KTOE, tương đương với 5,65% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong cả giai đoạn. Bên cạnh đó, VNEEP 2 còn đạt chỉ tiêu giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân một số sản phẩm và thu được một số thành công trong công tác bảo tồn năng lượng ở các phân ngành kinh tế.

5.1.2. Chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM

Các hoạt động Quản lý phía nhu cầu, hay còn gọi là DSM đã được nghiên cứu và thực hiện thí điểm tại Việt Nam từ những năm 2000. Chương trình quốc gia về DSM đã được triển khai thực hiện chính thức trong giai đoạn từ năm 2007-2015 theo nội dung tại Quyết định số 2447/QĐ-BCN ngày 17 tháng 7 năm 2007 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp (nay là Bộ Công Thương). Các chương trình DSM giai đoạn này đã góp phần đảm bảo cân bằng cung cầu, từng bước nâng cao chất lượng cung cấp điện, độ tin cậy cung cấp điện, tăng hiệu quả sử dụng điện của khách hàng và cả hệ thống điện, tác động đến nhận thức của khách hàng sử dụng điện trong việc sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả. Đến nay một số chương trình và dự án DSM vẫn đang được EVN thực hiện hàng năm.

Một số kết quả chính mà Chương trình quốc gia DSM giai đoạn đã đạt được so với những mục tiêu đề ra như sau.

a) Chương trình Công tơ biểu giá điện theo thời gian

Chương trình Công tơ biếu giá điện theo thời gian, hay gọi đơn giản là TOU (Time-Of-Use) được thực hiện từ đầu những năm 2000. Chương trình này được áp dụng nhằm thiết lập mức giá điện theo thời gian sử dụng cho các hộ tiêu thụ, từ đó tác động đến hành vi sử dụng điện của khách hàng. Về mặt hệ thống, TOU là nhân tố chính góp phần giảm chênh lệch phụ tải giữa khung giờ cao điểm vào thấp điểm, từ đó cải thiện biếu đồ phụ tải điện của hệ thống điện.

Trước 2010, đồ thị phụ tải điển hình của hệ thống điện quốc gia chỉ có 2 cao điểm (sáng, chiều), chuyển sang giai đoạn sau 2010, với việc triển khai mạnh mẽ Chương trình TOU, đồ thị phụ tải hệ thống điện đã xuất hiện thêm một cao điểm nữa vào buổi tối mặc dù cơ chế giá TOU chỉ có 2 khung giờ cao điểm sáng và chiều, đây là những phản ứng tích cực của khách hàng đối với biếu giá TOU khi có những thay đổi trong thói quen sản xuất từ cao điểm sang thấp điểm hoặc giờ bình thường để giảm chi phí mua điện. Bảng dưới đây cho thấy số lượng đồng hồ ba giá TOU được EVN thực hiện lắp đặt cho các khách hàng trong khoảng 2009-2019.

Bảng 5.1: Số lượng đồng hồ TOU theo từng năm

Năm	Toàn quốc	EVNHANOI	EVNHCMC	EVNNPC	EVNCPC	EVNSPC
2009	84.815	8.195	34.851	10.000	7.618	24.151
2010	109.333	12.415	39.858	16.203	9.505	31.352
2011	130.014	15.542	42.657	22.499	12.993	36.323
2012	155.345	24.206	43.553	26.087	18.291	43.208
2013	173.016	28.057	45.307	30.916	21.907	46.829
2014	217.787	36.838	53.174	36.790	28.889	62.096
2015	266.719	47.477	56.515	50.410	32.184	80.133
2016	306.805	55.284	66.419	53.781	35.454	95.867
2017	393.871	70.341	83.496	60.648	39.608	139.778
2018	461.739	84.766	101.738	70.862	44.163	160.210
2019	523.222	88.055	109.610	82.230	51.828	191.499

Nguồn: Ban Kinh doanh, EVN (tháng 3/2020)

Với việc số lượng khách hàng TOU ngày càng tăng từ 84.815 khách hàng năm 2009 lên 264.493 khách hàng năm 2015, đến hết năm 2019 là 523.222 (chiếm 22,5% tổng số khách hàng). Nhìn vào các thông số của hệ thống điện cho thấy Chương trình TOU đã có những tác động tích cực khi ngày càng góp phần vào việc san bằng biếu đồ phụ tải điện, theo đó hệ số phụ tải của hệ thống điện quốc gia đã được cải thiện từ mức 0,781 năm 2015 tăng lên gần 0,784 năm 2019, hệ số Pmin/Pmax tăng từ 0,52 năm 2015 lên 0,54 vào năm 2019.

Một nghiên cứu khác¹ của nhóm nghiên cứu về đánh giá ảnh hưởng của chương trình TOU đến phụ tải đỉnh được thực hiện thông qua phân tích hồi quy. Trong đó nhóm nghiên cứu thiết lập một hàm hồi quy dạng tuyến tính với đối số Pmax (MW) được phân tích theo các biến số: điện thương phẩm, giá điện cao điểm, số lượng công tơ TOU (1000 chiếc), số giờ nắng hàng năm, và các biến đại diện của từng công ty điện lực. Hàm này hồi quy được xây dựng dựa trên bộ số liệu trong giai đoạn 2009-2019 như trên. Một trong số các kết quả phân tích hồi quy cho thấy, số lượng công tơ TOU có tác động âm đến Pmax. Điều này thể hiện tác động tích cực của chương trình TOU đến Pmax của hệ thống, tăng số lượng công tơ TOU đã góp phần làm giảm Pmax hệ thống. Hệ số của số lượng công tơ TOU là -1,17979 thể hiện nếu số lượng công tơ TOU tăng thêm 1000 chiếc, hiệu quả cắt công suất đỉnh là 1,179 MW trong giai đoạn 2009-2019.

b) Dự án thí điểm thay thế đèn sợi đốt bằng đèn tiết kiệm điện ở các vườn trồng thanh long

Năm 2014, EVN đã thực hiện dự án thí điểm Thay thế đèn sợi đốt bằng đèn tiết kiệm điện cho các vườn thanh long thuộc các tỉnh Bình Thuận, Long An và Tiền Giang. Trong chương trình này, 2 triệu đèn compact (CFL) có công suất 20W tuổi thọ 6000 giờ đã được sử dụng để thay thế cho các đèn sợi đốt đang được sử dụng tại các vườn ở các địa phương nói trên. Chính sách chung được áp dụng như sau:

- Hộ trồng Thanh Long được mua đèn Compact và đui đèn theo giá mua buôn từ nhà cung cấp, khoảng 32.000 VNĐ/CFL, thấp hơn 22% so với giá thị trường.
- Loại đèn CFL được lựa chọn có công suất 20W, ánh sáng vàng, có khả năng chống ẩm, tuổi thọ 6.000 giờ và đạt Tiêu chuẩn Quốc gia: TCVN 7896 : 2008.
- EVNSPC, đại diện cho EVN, thu hồi đèn sợi đốt đang sử dụng ở các hộ, với giá 4.000 VNĐ/dèn sợi đốt, tương đương với 65% giá trị đèn.
- SPC cung cấp miễn phí vật tư đấu nối an toàn cho các đèn CFL với mức kinh phí 1.000 VNĐ/CFL.

Tổng chi phí của Chương trình thí điểm là 15 tỷ VNĐ, bao gồm 8 tỷ VNĐ là chi phí hỗ trợ thu hồi đèn sợi đốt, được hạch toán vào chi phí sản xuất kinh doanh điện của EVN; và 7 tỷ là chi phí hỗ trợ vật tư an toàn và chi phí tuyên truyền, nhân công thực hiện được hạch toán vào chi phí thực hiện Chương trình sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả 2013-2015 của SPC.

Về hiệu quả chương trình, theo đánh giá của EVN, đối với các hộ trồng thanh long, điện năng tiết kiệm là 320 triệu kWh trong suốt thời gian hoạt động của bóng CFL; lợi nhuận ròng khi thay thế 2 triệu bóng sợi đốt 60W bằng bóng CFL 20W của chương

¹ Viện Năng lượng. Dự thảo báo cáo “Nghiên cứu đề xuất cơ chế, chính sách thực hiện chương trình quản lý nhu cầu phụ tải giai đoạn 2020-2030”, tháng 6/2020.

trình (đã bao gồm tiền điện tiết kiệm, chi phí tránh được không mua bóng sợi đốt mới, tiền bồi thường thu hồi bóng sợi đốt hiện có) là 446 tỷ VNĐ.

Đối với ngành điện, giả thiết hệ số hoạt động đồng thời là 0,5, công suất giảm đỉnh của hệ thống sẽ giảm được 40MW, trị giá 105 tỷ đồng tính cho hết thời gian hoạt động của bóng CFL.

c) Chương trình quảng bá sử dụng đèn Compact

Chương trình quảng bá thúc đẩy sử dụng bóng đèn Compact (CFL) thay cho bóng đèn sợi đốt được EVN bắt đầu triển khai từ năm 2005 qua nhiều giai đoạn khác nhau, bao gồm:

- Chương trình 1 triệu đèn Compact (2005-2006) thuộc Dự án DSM pha II được Ngân hàng Thế giới tài trợ và đơn vị thực hiện là EVN. Trong thời gian thực hiện, EVN mua 1 triệu đèn CFL chất lượng cao (theo tiêu chuẩn chất lượng của Hiệp hội chiếu sáng quốc tế ELI, tuổi thọ 6.000 giờ), sau đó giao cho các đơn vị Điện lực tổ chức bán trợ giá cho các hộ dân với giá bằng 50% so với giá thị trường. Chương trình được thực hiện rộng rãi ở các xã, thị trấn trên phạm vi cả nước. Trong vòng một năm, EVN đã bán hết 1 triệu đèn ở 3.006 xã, thị trấn nông thôn trên phạm vi 64 tỉnh thành trong cả nước, với tổng số hộ gia đình tham gia mua đèn trong chương trình là 491.453 hộ.
- Chương trình quảng bá sử dụng đèn Compact 2008-2010: Chương trình 5 triệu đèn Compact được triển khai trong 03 năm từ 2008 đến 2010 và hợp tác với 6 nhà cung cấp bóng CFL. Các Công ty Điện lực phát triển mạng lưới phân phối đèn trên cơ sở các điểm giao tiếp khách hàng về điện, bán đèn cho người sử dụng theo nguyên tắc tính đủ chi phí, không tính lợi nhuận để đảm bảo giá thấp hơn giá thị trường từ 5-10%. Chương trình đã thiết lập được mạng lưới bán đèn EVN với khoảng 2.950 điểm bán ở 1.748 xã phường trên cả nước. Số lượng đèn Compact mà EVN đã bán được là khoảng 4,7 triệu đèn.
- Chương trình phát miễn phí 1 triệu đèn CFL đổi lấy đèn sợi đốt cho hộ nghèo: được thực hiện từ tháng 6 năm 2010 tới tháng 3 năm 2011 với tổng chi phí là 31,1 tỷ đồng. EVN mua 1 triệu đèn CFL và phát miễn phí cho các hộ nghèo thuộc 21 tỉnh, thành phố miền Đông và miền Tây Nam Bộ. Đèn CFL được cấp đổi miễn phí với bóng đèn sợi đốt từ 40W đến 60W hoặc thay thế đèn CFL chất lượng kém. Đối tượng được cấp đổi là hộ nghèo, hộ thu nhập thấp có mức sử dụng điện hàng tháng trên dưới 50 kWh, nhưng không vượt quá 100 kWh, và được cấp đổi tối đa 2 bóng đèn CFL.

Theo số liệu thị trường, chương trình đã góp phần thúc đẩy thị trường CFL phát triển rất nhanh, với mức tăng trưởng 267% trong năm 2006. Trung bình trong cả giai đoạn 2005-2010 mức tăng trưởng là 87%/năm. Đây là mức tăng trưởng rất cao so với

mức tăng trưởng thị trường hàng hoá thông thường chỉ ở mức 10-15%/năm. Điều đó chứng tỏ rằng Chương trình quảng bá thúc đẩy sử dụng đèn Compact của EVN đã mang lại hiệu quả rất lớn, góp phần quan trọng trong sự phát triển mạnh mẽ của thị trường bóng đèn Compact.

Đánh giá hiệu quả cho thấy, lượng điện năng tiết kiệm sẽ đạt được (tính cho hết vòng đời 6.000h của 127 triệu bóng CFL) là 34,29 tỷ kWh và các hộ gia đình sẽ tiết kiệm được hơn 51,43 nghìn tỷ đồng. Lượng giảm phát thải được tính toán là 19,9 triệu tấn CO₂. Ngoài ra, chương trình tạo ra hiệu quả cắt giảm 1.714,5 MW công suất đỉnh.

d) Chương trình bình đun nước nóng năng lượng mặt trời

Thiết bị đun nước nóng bằng năng lượng mặt trời (bình NLMT) bắt đầu xuất hiện trên thị trường Việt Nam từ năm 2005, nhưng tới năm 2008 mức bán trên thị trường vẫn còn ở mức khiêm tốn, khoảng 30.000 bình. Vì vậy, tới năm 2008, Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (VNNEP) đã giành một phần ngân sách để hỗ trợ việc lắp đặt bình NLMT nhằm thúc đẩy thị trường phát triển với mức hỗ trợ 1 triệu/bình. Tuy nhiên số lượng không nhiều, từ năm 2008 tới 2013 là 10.700 bình.

Bên cạnh đó, EVN đã triển khai đồng thời Chương trình quảng bá thúc đẩy sử dụng bình nước nóng NLMT từ năm 2010, với tổng số tiền hỗ trợ lên tới 90 tỷ đồng, tương đương với 90.000 bình. Cùng với đó là các hoạt động tuyên truyền, quảng bá nhằm nâng cao nhận thức cộng đồng sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả bằng việc chuyển đổi từ bình nước nóng bằng điện sang bình nước nóng bằng NLMT. Chương trình được chia làm hai giai đoạn:

- Giai đoạn 2010 – 2011: Đối tượng khách hàng là các hộ gia đình, mỗi hộ được hỗ trợ 1 triệu đồng/bình, duy nhất một nhà cung cấp bình NLMT được lựa chọn. Tổng số đã được hỗ trợ 20.000 bình, tương đương với thiết kế của giai đoạn 1.
- Giai đoạn 2011 – 2015: Đối tượng khách hàng hỗ trợ được mở rộng bao gồm hộ gia đình, nhà trẻ, bệnh viện, nhà hàng, khách sạn, tập thể giáo viên, học sinh, tập thể công nhân, người lao động. Giai đoạn này không chỉ hỗ trợ lắp đặt các bình nước nóng NLMT quy mô nhỏ hộ gia đình mà còn hỗ trợ lắp đặt các giàn nước nóng quy mô lớn. Mức hỗ trợ khách hàng là 1 triệu đồng/bình đối với hộ gia đình hoặc 1 triệu đồng/200lít dung tích với giàn NLMT quy mô lớn. Tới năm 2013 có tới 9 nhà cung cấp thiết bị được lựa chọn tham gia chương trình. Tổng số đã được hỗ trợ là 76.378 bình, cao hơn so với mục tiêu dự kiến là 70.000 bình.

Số liệu tổng hợp cho thấy, trong giai đoạn thực hiện Chương trình, tổng số bình được cung cấp trên thị trường là 559.423 bình, trong đó số lượng của 09 nhà cung cấp tham gia chương trình chiếm 85%. Điều này cho thấy Chương trình quảng bá bình

NLMT đã có tác động tích cực tới thị trường, tăng trưởng luôn ở mức cao, bình quân 42,3%/năm, trong khi giả thiết tăng trưởng thị trường hàng hoá thông thường chỉ ở mức 10 - 15%.

Đánh giá về hiệu quả chương trình, theo tính toán² với 600 ngàn bình tính từ cuối năm 2013, lượng điện năng tiết kiệm mỗi năm là 438 triệu kWh, tiền điện tiết kiệm là 657 tỷ đồng. Lượng giảm phát thải CO₂ theo tính toán là 254 ngàn tấn.

Chương trình cũng góp phần cắt giảm công suất đỉnh. Cũng theo tính toán của ERAV, lượng công suất cắt giảm từ việc sử dụng 600 ngàn bình như trên sẽ là 360 MW mỗi năm.

e) Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện thí điểm

Năm 2015, Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện thí điểm được thực hiện tại TP HCM với mục đích thử nghiệm cơ chế khuyến khích và quy trình phối hợp giữa Điện lực thành phố và khách hàng sử dụng điện, nhằm rút ra kinh nghiệm, xác định khó khăn vướng mắc cần giải quyết trong quá trình nghiên cứu, từ đó có thể xây dựng cơ chế khuyến khích và thiết lập các chương trình Điều chỉnh phụ tải điện trên quy mô lớn.

Đối tượng của Chương trình thí điểm là những khách hàng công nghiệp và thương mại của EVNHCBC có quy mô tiêu thụ điện từ 1.000MWh điện/năm trở lên. Việc tham gia là tự nguyện, nhưng khi tham gia khách hàng sẽ nhận được các hỗ trợ, ưu đãi hoặc khuyến khích phù hợp với nội dung từng hợp phần. Việc điều chỉnh ở phía khách hàng có thể thực hiện bằng tay hoặc tự động tùy thuộc vào hạ tầng. Thời gian tối đa cho mỗi sự kiện Điều chỉnh phụ tải điện là 2 giờ. Các khoản tiền khuyến khích trả cho khách hàng tham gia được sử dụng từ nguồn Quỹ phát triển khoa học và công nghệ của EVNHCBC. Chương trình thí điểm gồm 2 hợp phần:

- Chương trình Tiết kiệm phụ tải điện (Curtailable Load Program – CLP) thực hiện nhằm góp phần giảm công suất cực đại vào giờ cao điểm của hệ thống điện. Khách hàng tham gia CLP sẽ chủ động điều chỉnh giảm hoặc thay đổi nhu cầu sử dụng điện của mình khi nhận được yêu cầu của EVNHCBC trước thời điểm diễn ra sự kiện Điều chỉnh phụ tải điện 24 giờ. Khoản tiền khuyến khích được tính bằng sản lượng điện năng tiết kiệm nhân với giá bán điện hiện hành tại thời điểm (cao điểm, thấp điểm và bình thường) diễn ra sự kiện.
- Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện khẩn cấp tự nguyện (Voluntary Emergency Demand Response Program – VEDRP) được thực hiện nhằm góp phần giảm tình trạng quá tải hoặc nghẽn mạch của lưới điện, trạm điện trong hệ thống điện. Khách hàng tham gia VEDRP sẽ chủ động điều chỉnh giảm hoặc thay đổi nhu

² ERAV. Báo cáo tổng hợp: Nghiên cứu hoàn thiện Chương trình Quản lý nhu cầu điện để áp dụng phù hợp với điều kiện ở Việt Nam. 8/2014

cầu sử dụng điện của mình khi nhận được yêu cầu của EVNHC M trước thời điểm diễn ra sự kiện Điều chỉnh phụ tải điện 02 giờ. Khoản tiền khuyến khích được tính bằng sản lượng điện năng tiết kiệm * giá bán điện hiện hành tại thời điểm (cao điểm, thấp điểm và bình thường) diễn ra sự kiện * hệ số khuyến khích g_t (cao điểm g_t = 3, thấp điểm g_t = 1 và bình thường g_t = 2).

Tổng cộng đã có 14 khách hàng, trong đó 5 khách hàng Công nghiệp và 9 khách hàng thương mại, với tổng công suất DR đăng ký là 5.847 kW tham gia chương trình thí điểm. Bảng dưới đây thể hiện kết quả tổng hợp của chương trình DR thí điểm thông qua 4 lần thực hiện các sự kiện điều chỉnh phụ tải.

Bảng 5.2: Tổng hợp kết quả thực hiện Chương trình DR thí điểm tại TP HCM

Sự kiện	Thời gian thực hiện	Tổng CS trung bình tiết kiệm (kWh)	Tỷ lệ giảm so với CS đăng ký	Tổng số tiền khuyến khích (VNĐ)	Chi phí khuyến khích trung bình (VNĐ/kWh)
CLP #1	14h-16h ngày 7/10/2015	647	11,1%	2.307.056	1.996
VEDRP #1	10h-12h ngày 21/10/2015	653	11,2%	10.578.765	2028
CLP #2	8h-10h ngày 4/11/2015	752	12,9%	3.875.120	645
VEDRP #2	15h-17h ngày 18/11/2015	461	7,9%	3.465.399	939

Nguồn: Báo cáo đánh giá kết quả thực hiện Chương trình điều chỉnh phụ tải thí điểm, EVNHC M.
15/03/2016

Khảo sát cho thấy hầu hết các khách hàng giảm tải bằng hệ thống điều hòa hoặc làm mát, riêng 1 khách hàng công nghiệp giảm phụ tải bằng hệ thống hút ẩm và máy nén khí. Chi phí trung bình trả cho mỗi khách hàng tham gia chương trình thí điểm là 986 VNĐ/kWh đối với khách hàng thương mại và 726 VNĐ/kWh cho khách hàng công nghiệp.

Đánh giá về kết quả đạt được, trong một khoảng thời gian rất ngắn, EVNHC M đã thuỷt phục được 14 khách hàng lớn tự nguyện đăng ký tham gia Chương trình thí điểm, đồng thời thực hiện việc xây dựng các Quy trình nội bộ, tổ chức Hội thảo Marketing, gặp gỡ trực tiếp để thuỷt phục các khách hàng, ký thỏa thuận tham gia và thực hiện các sự kiện thử nghiệm.

Ngoài mục tiêu thử nghiệm hạ tầng cơ sở kỹ thuật, quy trình phối hợp thực hiện giữa EVNHC M và khách hàng tham gia, Chương trình thí điểm cũng đã đạt được mục tiêu thử nghiệm cơ chế khuyến khích theo các nội dung quy định tại các Quyết định của Bộ Công Thương về Chương trình thí điểm. Hạ tầng cơ sở kỹ thuật bao gồm công tơ điện tử có khả năng thu thập dữ liệu từ xa theo chu kỳ 30 phút; hệ thống thông tin thu

thập, truyền và lưu trữ dữ liệu đo đếm; phần mềm để quản lý và thực hiện Chương trình thí điểm đã đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật cơ bản.

Mặc dù được đánh giá là thành công, nhưng chương trình mới ở quy mô nhỏ và tỉ lệ công suất tiết kiệm thực tế so với công suất tiết kiệm đăng ký không cao. Vì vậy nếu như triển khai với số lượng khách hàng lớn thì cần phải có mức khuyến khích cao hấp dẫn hơn, đồng thời xử lý những vướng mắc về mặt cơ chế và hạ tầng phía ngành điện. Đánh giá lại chương trình thí điểm thấy có một số vấn đề tồn tại như sau:

Về cơ chế:

- Chi phí của chương trình được huy động từ Quỹ phát triển khoa học và công nghệ của EVNHCBC. Tuy nhiên, khi chương trình được thực hiện với quy mô lớn, không còn là hoạt động nghiên cứu khoa học đơn thuần nữa thì Quỹ khó có khả năng đáp ứng. Để hạch toán vào chi phí sản xuất kinh doanh của ngành điện cần có thêm hướng dẫn của Bộ Tài chính.
- Bên cạnh đó, việc hoạch toán khoản tiền khuyến khích của phía điện lực vào sổ sách kế toán của khách hàng cũng cần hướng dẫn cụ thể của Bộ Tài Chính.
- Về phía điện lực:
- Hạ tầng chưa đáp ứng với quy mô lớn: thời điểm đó EVNHCBC chưa có hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm nên dữ liệu đo đếm thu thập từ xa theo chu kỳ 30 phút chỉ là dữ liệu thô, chưa được xác thực, hiệu chỉnh, ước lượng do đó một số trường hợp dữ liệu thu thập từ xa bị lỗi, chưa đạt yêu cầu.
- Chưa có kết nối giữa Chương trình và các chương trình dự báo phụ tải trung hạn và ngắn hạn khác cũng như các chương trình vận hành lưới để có thể đưa ra quyết định vận hành tối ưu.
- Việc trao đổi thông tin và xác nhận sự kiện giữa EVNHCBC và khách hàng còn hạn chế, do trong chương trình thí điểm việc sử dụng các kênh thông tin khác nhau để thông báo cho khách hàng biết sự kiện điều chỉnh sắp diễn ra còn chưa kịp thời.

Về phía khách hàng:

- Một số chưa nhận thực được lợi ích và hiệu quả của Chương trình vì là một chương trình thí điểm chỉ thực hiện trong thời gian ngắn. Thói quen sử dụng điện cũng như ảnh hưởng của các kế hoạch sản xuất kinh doanh từ trước nên việc chủ động điều chỉnh giảm nhu cầu điện của mình còn hạn chế hoặc bị ràng buộc bởi các kế hoạch kinh doanh khác.
- Khách hàng chưa trang bị các hệ thống quản lý năng lượng/công nghệ thông tin hoặc có riêng một bộ phận quản lý năng lượng cho tòa nhà để có kế hoạch sử dụng điện tối ưu trong các thời điểm diễn ra sự kiện điều chỉnh phụ tải.

Nhằm tiếp tục triển khai thực hiện chương trình DR, Bộ Công Thương đã ban hành các văn bản: Thông tư 23/2017/TT-BCT ngày 16/11/2017 hướng dẫn quy trình thực hiện các chương trình DR; Quyết định 175/QĐ-BCT ngày 28/01/2019 phê duyệt lộ trình và kế hoạch triển khai thực hiện Chương trình DR; Quyết định 54/QĐ-ĐTDL ngày 12/06/2019 ban hành các Quy trình hướng dẫn thực hiện DR.

Từ cuối năm 2018, EVN đã chủ động tổ chức triển khai thực hiện chương trình DR phi thương mại theo Thông tư 23: khảo sát, đánh giá tiềm năng DR, ký kết thỏa thuận thực hiện DR với khách hàng, hướng dẫn các Tổng công ty điện lực về quy trình thực hiện DR phi thương mại (mẫu thỏa thuận DR, thông báo, xác định đường phụ tải cơ sở, tính toán kết quả thực hiện DR...); Xây dựng phần mềm quản lý điều chỉnh phụ tải điện (DRSM), hoàn thiện và áp dụng tại 5 Tổng công ty điện lực.

Phối hợp với Bộ Công Thương, ERAV, UBND tỉnh, thành phố tổ chức các Hội nghị tuyên truyền tư vấn các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, thực hiện DR phi thương mại. Các Tổng công ty điện lực đã ký kết thỏa thuận thực hiện DR phi thương mại với 3.025 khách hàng (có sản lượng điện tiêu thụ từ 1 triệu kWh/năm trở lên) với Tiềm năng tiết giảm công suất là 1.552 MW. Cũng trong năm 2019, EVN đã thực hiện 10 sự kiện DR, trong đó 7 sự kiện DR khẩn cấp và 3 sự kiện DR có kế hoạch. Kết quả đạt được là Công suất cực đại tiết giảm được 513,9MW (ngày 10/09/2019), Tổng điện năng tiết giảm: 6.373.301 kWh và tiết kiệm 24,12 tỷ đồng là chi phí tránh được do không phải huy động nhà máy phát điện diesel.

Như vậy, chi phí tránh được trung bình tạm tính là 3.785 VNĐ/kWh thông qua 10 sự kiện DR phi thương mại trong năm 2019.

Ngoài ra, hàng năm EVN và các tổng công ty điện lực còn thực hiện Chương trình nghiên cứu phụ tải LR (Load Research). Về cơ bản đây là một hoạt động nghiên cứu, nhằm nâng cao năng lực và hỗ trợ công tác chuyên môn cho ngành điện. Mục tiêu chương trình LR nắm bắt quy luật sử dụng điện, chế độ tiêu thụ điện của các nhóm phụ tải điện làm phục vụ tính toán dự báo phụ tải điện trong quy hoạch hệ thống điện, lập kế hoạch vận hành hệ thống điện; xây dựng chương trình quản lý nhu cầu điện/sử dụng điện tiết kiệm hiệu quả và thiết kế biểu giá điện.

Chương trình này đòi hỏi phải thực hiện nhiều công đoạn phức tạp và tốn nhiều chi phí bao gồm công tác từ thu thập số liệu tiêu thụ điện năng của phụ tải, tính toán phân tích sự thay đổi thói quen sử dụng điện năng của từng loại phụ tải để từ đó xây dựng biểu đồ. Phản trình bày về biểu đồ ngày điển hình ở Chương 1 là một phản kết quả nằm trong Chương trình nghiên cứu phụ tải.

Bên cạnh những kết quả tích cực, Chương trình DSM tại Việt Nam vẫn còn tồn tại những khó khăn, vướng mắc cần tiếp tục khắc phục và hoàn thiện. Vấn đề quan trọng nhất là khung pháp lý, các cơ chế khuyến khích và cơ chế tài chính chưa được nghiên

cứu và ban hành đầy đủ để áp dụng đồng bộ và cụ thể cho các hoạt động DSM, đặc biệt là các cơ chế khuyến khích khách hàng sử dụng điện cùng tham gia, ví dụ như chương trình Điều chỉnh phụ tải điện.

Trong giai đoạn từ năm 2010 đến nay, cấu trúc ngành điện có nhiều thay đổi theo lộ trình tái cấu trúc như việc thành lập các Tổng công ty Điện lực, thị trường phát điện cạnh tranh được chính thức vận hành, cơ cấu biểu giá và cơ chế giá điện có nhiều thay đổi... Vì vậy để tiếp tục triển khai các Chương trình quốc gia về DSM, cần bổ sung các văn bản pháp luật hướng dẫn chi tiết về trách nhiệm của các đơn vị trong cấu trúc mới, cách thức tổ chức thực hiện, các Chương trình DSM phù hợp với tình hình thực tế tại Việt Nam. Bên cạnh đó cần có phương pháp đánh giá hiệu quả, đo lường kết quả của mỗi chương trình và đặc biệt là cơ chế chính sách, cơ chế tài chính để khuyến khích các đơn vị điện lực cũng như khách hàng sử dụng điện tham gia Chương trình quốc gia về DSM.

5.1.3. Chỉ thị Số 34/CT-TTg về tăng cường tiết kiệm điện

Chỉ thị Số 34/CT-TTg ngày 07 tháng 8 năm 2017 của Thủ tướng Chính phủ ra đời nhằm thúc đẩy và tăng cường thực hiện các giải pháp tiết kiệm điện trên phạm vi cả nước. Theo đánh giá giai đoạn 2011-2015 khi thực hiện Chỉ thị tương tự, số 171/CT-TTg ngày 26 tháng 01 năm 2011, cả nước đã tiết kiệm được 11,88 tỷ kWh, tương đương 17.808 tỷ đồng. Chỉ thị Số 34/CT-TTg đã đề xuất một số giải pháp như sau:

Đối với các cơ quan, công sở:

- Xây dựng và ban hành quy định về sử dụng điện, thay thế, sửa chữa các trang thiết bị sử dụng điện tại cơ quan, đơn vị theo các quy định hiện hành.
- Phổ biến, quán triệt tới toàn thể cán bộ nhân viên phải thực hiện tiết kiệm điện, đưa nội dung tiết kiệm điện vào chỉ tiêu đánh giá mức độ hoàn thành nhiệm vụ, chấp hành kỷ luật nội bộ và thi đua khen thưởng hàng năm.
- Đôn đốc, rà soát và thường xuyên kiểm tra việc thực hiện nội quy và các quy định hiện hành về tiết kiệm điện.
- Thực hiện nghiêm túc Quyết định số 68/2011/QĐ-TTg ngày 12 tháng 12 năm 2011 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành danh mục phương tiện, thiết bị tiết kiệm năng lượng được trang bị, mua sắm đối với cơ quan, đơn vị sử dụng ngân sách nhà nước; Ban hành quy chế về mua sắm thiết bị khi sửa chữa, thay thế hoặc mua mới đối với các thiết bị có hiệu suất năng lượng cao theo danh mục được Thủ tướng Chính phủ ban hành.

Đối với việc chiếu sáng công cộng:

- Áp dụng các giải pháp quản lý, quy chuẩn, tiêu chuẩn kỹ thuật hiện hành trong chiếu sáng công cộng; Thay thế các đèn trang trí, đèn chiếu sáng bằng đèn tiết

kiệm điện; Hoàn thành lắp đặt Trung tâm điều khiển hệ thống chiếu sáng công cộng sử dụng công nghệ điều khiển tự động.

- Triển khai các giải pháp công nghệ tiết kiệm điện trong chiếu sáng công cộng, sử dụng thiết bị chiếu sáng hiệu suất cao, tiết kiệm điện cho 100% công trình chiếu sáng công cộng xây dựng mới.
- Thực hiện tự động hóa các tuyến chiếu sáng công cộng xây mới để giảm lượng ánh sáng theo khung thời gian đảm bảo giảm cường độ chiếu sáng khi không cần thiết.

Đối với các hộ dùng điện sinh hoạt và cơ sở kinh doanh dịch vụ:

- Khuyến khích sử dụng các loại thiết bị điện có hiệu suất cao và được dán nhãn năng lượng.
- Khuyến khích thực hiện các giải pháp tiết kiệm điện: Tắt các thiết bị điện khi ra khỏi phòng, cắt hẳn nguồn điện nếu không sử dụng các thiết bị điện; Tận dụng tối đa ánh sáng và thông gió tự nhiên, tắt đèn chiếu sáng và các thiết bị điện khi không có nhu cầu sử dụng; Thiết kế, lắp đặt hệ thống chiếu sáng hành lang, sân vườ, khu vực làm việc theo tiêu chuẩn hiện hành; Chỉ sử dụng điều hòa nhiệt độ khi thật cần thiết, cài đặt chế độ làm mát từ 25°C trở lên hoặc đặt chế độ chênh lệch nhiệt độ trong phòng và nhiệt độ bên ngoài chỉ từ 3 - 5°C. Dùng quạt thay thế điều hòa nhiệt độ khi thời tiết không quá nóng; Khi cài tạo hoặc trang bị mới phải sử dụng phương tiện, thiết bị điện hiệu suất cao theo quy định hoặc thiết bị điện có dán nhãn tiết kiệm năng lượng; không sử dụng bóng đèn sợi đốt trong quá trình thay thế hoặc mua mới; Hạn chế sử dụng các thiết bị tiêu thụ điện lớn (điều hòa không khí, bình nước nóng, bàn là điện,...) trong thời gian cao điểm tối của hệ thống điện (từ 17h đến 20h hàng ngày).
- Các cơ sở dịch vụ, thương mại nhà hàng, khách sạn,... tuân thủ nghiêm các quy định tại địa phương về chiếu sáng tiết kiệm điện, sẵn sàng cắt, giảm nhu cầu sử dụng điện khi có thông báo của Công ty Điện lực tại địa phương trong trường hợp thiếu điện.
- Các cơ sở dịch vụ, thương mại nhà hàng khách sạn là cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm theo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ phải thực hiện nghiêm túc các quy định tại Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và các văn bản hướng dẫn thi hành Luật.

Đối với các doanh nghiệp sản xuất:

- Xây dựng các giải pháp sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả, đảm bảo sử dụng đúng công suất và biểu đồ phụ tải đã đăng ký trong hợp đồng mua bán điện. Bố trí kế hoạch sản xuất hợp lý, hạn chế tối đa việc huy động các thiết bị có

công suất tiêu thụ điện lớn như các máy nghiền, trạm bơm nước, máy nén khí... vào giờ cao điểm, hạn chế tối đa các thiết bị điện hoạt động không tải.

- Tăng cường sử dụng các thiết bị được dán nhãn năng lượng hiệu suất cao; khuyến khích sử dụng các dạng năng lượng mới, năng lượng tái tạo như: năng lượng gió, mặt trời, biomass,...; sử dụng hệ thống dự trữ năng lượng ở giờ thấp điểm để sử dụng vào giờ cao điểm; sử dụng các dịch vụ tiết kiệm năng lượng do các công ty dịch vụ năng lượng (ESCO) cung cấp.
- Các doanh nghiệp là cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm theo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ phải thực hiện nghiêm túc các quy định tại Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.
- Hàng năm, các doanh nghiệp thuộc danh mục cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm theo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ phải thực hiện các giải pháp tiết kiệm điện để tiết kiệm ít nhất bằng 1% điện năng tiêu thụ trên một đơn vị sản phẩm so với năm trước đó.

Theo đánh giá³, với việc thực hiện Chỉ thị số 34/CT-TTg, cả nước đã có nhiều chuyển biến tích cực trong ý thức sử dụng điện theo hướng tiết kiệm và hiệu quả. Kết quả đã tiết kiệm được trên 9 tỷ kWh, tương đương 15.000 tỷ đồng trong cả giai đoạn 2015-2019, với mức tiết kiệm bình quân đạt 1,5% tổng điện năng tiêu thụ hằng năm. Đây là tiền đề quan trọng cho phép cả nước cần phải tiếp tục đẩy nhanh, mạnh việc cải thiện chất lượng sử dụng điện, coi tiết kiệm điện là một giải pháp then chốt để giảm thiểu nguy cơ thiếu điện trong giai đoạn 2020 - 2025.

5.2. MỤC TIÊU CỦA CHƯƠNG TRÌNH SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG TIẾT KIỆM VÀ HIỆU QUẢ

5.2.1. Chương trình Quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2025 có xét đến 2030

Ngày 13/3/2019, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 280/QĐ-TTg phê duyệt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 – 2030 (gọi tắt là VNNEP 3). Chương trình này được xây dựng dựa trên sự kế thừa và phát huy những kết quả tích cực và khắc phục những hạn chế của VNNEP 2, phối hợp và lồng ghép với các Chương trình được tài trợ khác đang triển khai thực hiện.

Mục tiêu của VNNEP 3 là huy động mọi nguồn lực trong nước và quốc tế cho thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả thông qua việc triển khai đồng bộ và triệt để các giải pháp về: quản lý nhà nước và xây dựng thực thi chính sách; nghiên cứu phát triển khoa học, sản phẩm công nghệ; đào tạo và phát triển nguồn nhân lực; hợp tác quốc

³ Chỉ thị 20/CT-TTg ngày 07 tháng 5 năm 2020 về tăng cường tiết kiệm điện giai đoạn 2020-2025

tế, thuộc lĩnh vực sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, bên cạnh đó hình thành thói quen sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong mọi hoạt động của xã hội; giảm cường độ năng lượng trong các ngành công nghiệp; tiết kiệm năng lượng trở thành chỉ tiêu bắt buộc trong các cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm, hướng tới mục tiêu phát triển xanh, giảm phát thải khí nhà kính và phát triển bền vững. Mục tiêu cụ thể của VNEEP 3 chia thành hai giai đoạn:

Giai đoạn đến năm 2025

- Đạt mức tiết kiệm năng lượng 5,0 đến 7,0% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ năm 2019 đến năm 2025;
- Hoàn thiện cơ chế chính sách và quy định của pháp luật về tiết kiệm năng lượng, bao gồm: Nghiên cứu, bổ sung sửa đổi Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và các văn bản dưới Luật; hoàn chỉnh, bổ sung quy định về định mức tiêu thụ năng lượng cho từ 10 đến 15 ngành/tiêu ngành thuộc một số lĩnh vực kinh tế trọng điểm tiêu thụ nhiều năng lượng; xây dựng và phổ biến từ 15 đến 20 hướng dẫn kỹ thuật cho các ngành, phân ngành kinh tế;
- Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6,5%;
- Giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân cho các ngành/phân ngành công nghiệp so với giai đoạn 2015 - 2018, cụ thể: (i) Đối với công nghiệp thép: từ 3,00 đến 10,00% tùy loại sản phẩm và công nghệ sản xuất; (ii) Đối với công nghiệp hóa chất: tối thiểu 7,00%; (iii) Đối với công nghiệp sản xuất nhựa: từ 18,00 đến 22,46%; (iv) Đối với công nghiệp xi măng: tối thiểu 7,50%; (vi) Đối với công nghiệp dệt may: tối thiểu 5,00%; (vii) Đối với công nghiệp rượu, bia và nước giải khát: từ 3,00 đến 6,88% tùy vào loại sản phẩm, quy mô sản xuất; (viii) Đối với công nghiệp giấy: từ 8,00 đến 15,80% tùy từng loại sản phẩm và quy mô sản xuất;
- Đảm bảo 100% doanh nghiệp vận tải trọng điểm có chương trình phổ biến kỹ năng điều khiển phương tiện/giải pháp kỹ thuật trong khai thác, sử dụng phương tiện giao thông cơ giới theo hướng tiết kiệm năng lượng;
- Đạt 70% khu công nghiệp và 50% cụm công nghiệp được tiếp cận, áp dụng các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả;
- Đảm bảo 100% cơ sở tiêu thụ năng lượng trọng điểm áp dụng hệ thống quản lý năng lượng theo quy định;
- Đảm bảo việc tuân thủ và thực hiện các yêu cầu của Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về các công trình xây dựng sử dụng năng lượng hiệu quả đối với các công trình xây dựng thuộc phạm vi áp dụng của Quy chuẩn;
- Đạt 80 công trình xây dựng được chứng nhận công trình xanh, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả;

- Xây dựng và thực hiện chương trình chuyển đổi thị trường về hiệu suất năng lượng cho ít nhất 05 sản phẩm phổ biến trên thị trường;
- Đào tạo và cấp chứng chỉ cho 3.000 chuyên gia quản lý năng lượng/kiểm toán năng lượng;
- Đạt 60% trường học có hoạt động tuyên truyền, giảng dạy về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả;
- Đạt 90% các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương xây dựng và phê duyệt kế hoạch/chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả tại địa phương;
- Duy trì, phát triển hệ thống mạng lưới các đơn vị tiết kiệm năng lượng và sản xuất sạch hơn tại ít nhất 50 tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương; xây dựng và duy trì mạng lưới quản lý năng lượng quốc gia;
- Xây dựng 01 trung tâm dữ liệu năng lượng Việt Nam và ít nhất: (i) 02 trung tâm đào tạo quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả; (ii) 01 mô hình đô thị sử dụng hiệu quả năng lượng; (iii) 05 mô hình trình diễn về vay vốn đầu tư cho dự án sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả; 02 phòng thử nghiệm hiệu suất năng lượng;
- Thí điểm thành lập Quỹ Thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả thông qua xã hội hóa, tài trợ và hợp tác của cá nhân, tổ chức trong và ngoài nước.

Giai đoạn đến năm 2030

- Đạt mức tiết kiệm từ 8 - 10% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ 2019 đến năm 2030;
- Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6,0%;
- Giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân cho các ngành/phân ngành công nghiệp so với giai đoạn 2015 - 2018, cụ thể: (i) Đối với công nghiệp thép: từ 5,00 đến 16,50% tùy loại sản phẩm và công nghệ sản xuất; (ii) Đối với công nghiệp hóa chất: tối thiểu 10,00%; (iii) Đối với công nghiệp sản xuất nhựa: từ 21,55 đến 24,81%; (iv) Đối với công nghiệp xi măng: tối thiểu 10,89%; (v) Đối với công nghiệp dệt may: tối thiểu 6,80%; (vi) Đối với công nghiệp rượu, bia và nước giải khát: từ 4,6 đến 8,44% tùy vào loại sản phẩm, quy mô sản xuất; (vii) Đối với công nghiệp giấy: từ 9,90 đến 18,48% tùy từng loại sản phẩm và quy mô sản xuất;
- Giảm 5% lượng tiêu thụ xăng, dầu trong giao thông vận tải so với dự báo nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu của ngành đến năm 2030; xây dựng quy định mức tiêu thụ nhiên liệu đối với xe mô tô 2 bánh và xe ô tô con loại từ 09 chỗ trở xuống sản xuất, lắp ráp và nhập khẩu mới;
- Đạt 90% khu công nghiệp và 70% cụm công nghiệp được tiếp cận, áp dụng các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả;

- Thực hiện việc dán nhãn năng lượng đối với 50% các loại sản phẩm vật liệu xây dựng có yêu cầu về cách nhiệt sử dụng trong công trình xây dựng;
- Đạt 100% các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương xây dựng và phê duyệt kế hoạch/chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả tại địa phương;
- Đạt 150 công trình xây dựng được chứng nhận công trình xanh, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả;
- Đào tạo và cấp chứng chỉ cho 5.000 chuyên gia quản lý năng lượng/kiểm toán năng lượng;
- Đạt 100% trường học có hoạt động tuyên truyền, giảng dạy về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.

5.2.2. Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018-2020, định hướng đến năm 2030

Bên cạnh đó, Thủ tướng Chính phủ cũng đã ban hành Quyết định số 279/QĐ-TTg ngày 08/3/2018 phê duyệt Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018 - 2020, định hướng đến năm 2030 (gọi tắt Chương trình quốc gia về DSM). Mục tiêu tổng quát của chương trình này là triển khai đồng bộ các giải pháp kỹ thuật, công nghệ, kinh tế - xã hội để thực hiện các chương trình quản lý nhu cầu điện, trong đó sự tham gia chủ động của khách hàng sử dụng điện đóng vai trò quan trọng góp phần đảm bảo cung ứng điện, nâng cao chất lượng điện năng và độ tin cậy cung cấp điện.

Chương trình sẽ được triển khai phù hợp với xu hướng phát triển của ngành năng lượng, ngành điện và quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, đảm bảo tối ưu mọi nguồn lực xã hội, hiệu quả và lợi ích của khách hàng sử dụng điện và các đơn vị điện lực trong chuỗi quá trình từ sản xuất điện, truyền tải điện, phân phối điện, bán điện và sử dụng điện.

Chương trình sẽ tập trung vào giảm công suất phụ tải đỉnh của hệ thống điện nhằm giảm nhu cầu về vốn đầu tư để xây dựng mới, mở rộng hệ thống điện, góp phần giảm áp lực tăng giá điện. Bên cạnh đó, chương trình sẽ nâng cao nhận thức của khách hàng sử dụng điện và toàn xã hội trong việc quản lý nhu cầu điện và sử dụng điện hiệu quả; từng bước chuyển từ khách hàng sử dụng điện truyền thống sang khách hàng sử dụng điện thông minh. Mục tiêu cụ thể của chương trình như sau:

- Giảm công suất phụ tải đỉnh của hệ thống điện quốc gia (so với dự báo nhu cầu phụ tải điện trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia) khoảng 300 MW vào năm 2020, 1.000 MW vào năm 2025 và 2.000 MW vào năm 2030 thông qua triển khai thực hiện Chương trình quốc gia về DSM.
- Hệ số phụ tải hệ thống điện quốc gia tăng từ $1\div2\%$ trong cả giai đoạn 2018 - 2020 và $3\div4\%$ trong cả giai đoạn từ 2021 - 2030.

- Giai đoạn 2018 - 2020 sẽ hoàn thành xây dựng trình cấp có thẩm quyền xem xét ban hành đồng bộ và đầy đủ các quy định liên quan, đặc biệt là các cơ chế chính sách, cơ chế tài chính và cơ chế khuyến khích phù hợp để tạo hành lang pháp lý triển khai Chương trình quốc gia về DSM.
- Tiếp tục nghiên cứu và đẩy mạnh thực hiện các Chương trình DSM đã được triển khai hiệu quả trong giai đoạn 2007 - 2015 như Chương trình TOU, các Chương trình quảng bá, nâng cao nhận thức.
- Từng bước mở rộng đối tượng khách hàng tham gia Chương trình quốc gia về DSM đến cả các khách hàng sử dụng điện sinh hoạt; kết hợp thực hiện các Chương trình DSM với việc hỗ trợ, khuyến khích khách hàng tham gia đầu tư trang bị hệ thống năng lượng mặt trời lắp mái.
- Phối hợp và thực hiện lồng ghép với các Chương trình về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, Lộ trình phát triển Lưới điện Thông minh tại Việt Nam và định hướng phát triển các dạng nguồn năng lượng tái tạo để đảm bảo khai thác tối đa tiềm năng của các Chương trình DSM và đạt được hiệu quả cao nhất.
- Xây dựng lộ trình cụ thể và phù hợp để triển khai các Chương trình DSM mới trong Chương trình quốc gia về DSM, đặc biệt là các Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện (Demand Response - DR) với mục tiêu sau năm 2020 có thể triển khai rộng rãi với nhiều đối tượng khách hàng sử dụng điện tham gia trên toàn quốc...
- Thực hiện các Chương trình DSM thí điểm, trung và dài hạn cũng như chiến dịch quốc gia nâng cao nhận thức về các Chương trình DSM.

Bảng dưới đây tổng hợp lại một số mục tiêu về giảm nhu cầu điện và năng lượng theo các văn bản pháp luật đã được phê duyệt.

Bảng 5.3: Mục tiêu về giảm nhu cầu điện/năng lượng theo một số chương trình và văn bản pháp luật

Văn bản	Phê duyệt nội dung	Mục tiêu giảm nhu cầu năng lượng/điện
Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11 tháng 02 năm 2020 của Bộ Chính trị	Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045	Tỉ lệ tiết kiệm năng lượng trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với kịch bản phát triển bình thường đạt khoảng 7% vào năm 2030 và khoảng 14% vào năm 2045
Quyết định số 280/QĐ-TTg	Chương trình VNEEP 3 giai đoạn 2019 – 2030.	Giai đoạn đến năm 2025: Đạt mức tiết kiệm năng lượng 5,0 đến 7,0% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ năm 2019 đến năm 2025; Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6,5%; và giảm suất tiêu hao bình quân một số ngành/phân ngành công nghiệp cụ thể; Giai đoạn đến năm 2030: Đạt mức tiết kiệm từ 8 - 10% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ 2019 đến năm 2030; Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6,0%; và giảm suất tiêu hao bình quân một số ngành/phân ngành công nghiệp cụ thể.

Văn bản	Phê duyệt nội dung	Mục tiêu giảm nhu cầu năng lượng/điện
Quyết định số 279/QĐ-TTg ngày 08/3/2018	Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018 - 2020, định hướng đến năm 2030	Giảm Pmax (so với dự báo nhu cầu phụ tải điện trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia) khoảng 300 MW vào năm 2020, 1.000 MW vào năm 2025 và 2.000 MW vào năm 2030
Chỉ thị 20/TTg ngày 07 tháng 5 năm 2020	Tăng cường tiết kiệm điện giai đoạn 2020 - 2025	Tiết kiệm tối thiểu 2,0% tổng điện năng tiêu thụ trong giai đoạn 2020 - 2025
Quyết định số 1393/QĐ-TTg ngày 25/09/2012	Chiến lược quốc gia về Tăng trưởng xanh	Giai đoạn 2011 - 2020: giảm tiêu hao năng lượng tính trên GDP 1 - 1,5% mỗi năm. Giảm lượng phát thải khí nhà kính trong các hoạt động năng lượng từ 10% đến 20% so với phương án phát triển bình thường. Định hướng đến năm 2030: giảm lượng phát thải khí nhà kính trong các hoạt động năng lượng từ 20% đến 30% so với phương án phát triển bình thường.

5.3. DỰ BÁO HIỆU QUẢ CỦA CHƯƠNG TRÌNH SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG TIẾT KIỆM VÀ HIỆU QUẢ

Chương trình VNEEP 3 đã chính thức được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt với một số mục tiêu chính là giảm tiêu thụ năng lượng tổng thể và giảm suất tiêu hao của một số sản phẩm công nghiệp. Việc thực hiện VNEEP 3 cũng sẽ góp phần làm giảm tiêu thụ điện hoặc sử dụng điện một cách hiệu quả hơn. Đối với từng khu vực kinh tế, VNEEP 3 sẽ có những chương trình và tác động khác nhau.

Khu vực dân dụng

Đối với khu vực dân dụng, nhu cầu sử dụng điện gia tăng chủ yếu do mức sống cải thiện và dân số. Thực tế những năm qua cho thấy, sử dụng điện gia tăng cũng một phần do có sự chuyển dịch từ các dạng năng lượng khác như than, dầu hoặc sinh khối chủ yếu cho nhu cầu đun nấu. Đối với điện, biện pháp tiết kiệm được nhận dạng tức thì là đầu tư vào các thiết bị có hiệu suất cao thay thế cho thiết bị cũ. Vì vậy, cần thúc đẩy thị trường các thiết bị điện cho hiệu suất cao, thay thế cho các thiết bị có hiệu suất thấp. Bên cạnh đó Mức tiêu thụ năng lượng tối thiểu (MEPS) cần được tăng dần theo lộ trình, nhằm tạo động lực nghiên cứu cải tiến công nghệ. Như vậy, có thể “hôm nay” các thiết bị này có hiệu suất cao, nhưng “ngày mai” sẽ không đủ điều kiện để tham gia thị trường.

Bản thân điện cũng có sự “cạnh tranh” từ năng lượng mặt trời, trong nhu cầu sử dụng nước nóng. Tuy nhiên, số lượng bình nước nóng năng lượng sẽ sớm bão hòa do bị hạn chế bởi diện tích lắp đặt (ví dụ ở chung cư cao tầng, rất nhiều căn hộ cùng sinh sống nhưng chỉ có thể lắp đặt tối đa bình NLMT cho một lượng rất nhỏ) và một phần điều kiện khí hậu do vùng miền. Dù sao, đây cũng là một biện pháp giảm tiêu thụ điện rất hiệu quả. Một khảo sát đo đếm gần đây do Viện Năng lượng thực hiện cho thấy, một gia đình 4 người sẽ tiêu thụ trung bình khoảng 1,0-2,2kWh/ngày cho nhu cầu nước nóng, và lượng điện này chiếm khoảng 12-18% nhu cầu điện trong ngày. Ngoài ra, sự

xuất hiện của Điện mặt trời áp mái cũng sẽ đóng vai trò trong việc giảm nhu cầu tiêu thụ tại chỗ. Điều này sẽ được trình bày cụ thể hơn trong mục 5.4.

Khu vực tòa nhà

Cũng tương tự khu vực hộ gia đình, khu vực tòa nhà có nhu cầu sử dụng điện gia tăng đáng kể và điện chiếm tỷ trọng chi phí trong cơ cấu sử dụng năng lượng. Vì vậy, biện pháp có thể nhận dạng ngay là thúc đẩy các thiết bị điện có hiệu suất cao. Bên cạnh đó, thiết kế và các chất liệu tường vách và trần của tòa nhà cũng ảnh hưởng đến sử dụng điện, chủ yếu là nhu cầu thông gió và chiếu sáng. Như vậy, có hai giải pháp cơ bản trong khu vực tòa nhà là thúc đẩy sử dụng các thiết bị hiệu suất cao và áp dụng các thiết kế theo tiêu chuẩn xây dựng mới về Công trình xây dựng sử dụng năng lượng hiệu quả) hướng đến mục tiêu bảo tồn năng lượng cũng như điện năng cho tòa nhà ngay từ khi vận hành.

Giao thông vận tải

Giao thông vận tải là một ngành có kết cấu sử dụng năng lượng khá phức tạp, do có nhiều loại hình và đối tượng giao thông khác nhau. Hiện tại điện được sử dụng cho hoạt động giao thông đi lại chủ yếu là các xe điện, sắp tới đây sẽ là các hệ thống metro ở các thành phố lớn. Loại hình giao thông mới này sẽ làm tăng tiêu thụ điện. Tuy nhiên về tổng thể, nó sẽ góp phần chuyển đổi từ các loại hình giao thông ô nhiễm kém hiệu quả hơn, ví dụ như phương tiện giao thông cá nhân và cần được khuyến khích phát triển.

Sản xuất công nghiệp

Công nghiệp hiện đang là ngành kinh tế tiêu thụ năng lượng cũng như điện lớn nhất. Điều này sẽ tiếp diễn trong nhiều năm tới, trong bối cảnh Việt Nam trong quá trình Công nghiệp hóa. Có thể nói sự gia tăng năng lượng sử dụng trong lĩnh vực sản xuất công nghiệp trong những năm trước đây là mối lo lắng của các nhà làm chính sách Việt Nam. Bởi vậy, đã có rất nhiều chương trình và dự án về hiệu suất năng lượng công nghiệp được thực hiện trong một thời gian dài, với sự hỗ trợ mạnh mẽ của nhiều tổ chức quốc tế.

Hầu như trong mỗi phân ngành công nghiệp đều có thể nhanh chóng xác định được nhiều giải pháp cải thiện hiệu suất và vận hành. Có được điều này là do kết quả các dự án hiệu suất năng lượng trên có tính chia sẻ cao. Việc tham khảo các bài học thành công là tương đối dễ dàng với số đông công chúng. Dựa trên những bài học thành công điển hình trong nước và so sánh với quốc tế, có thể nói ngành công nghiệp Việt Nam có một tập hợp các giải pháp. Tuy nhiên vẫn còn nhiều thách thức khác.

Như đã nói ở trên, có rất nhiều giải pháp tiết kiệm năng lượng hay điện nói riêng có thể áp dụng cho mỗi phân ngành nhỏ. Nếu liệt kê giải pháp cho toàn ngành công

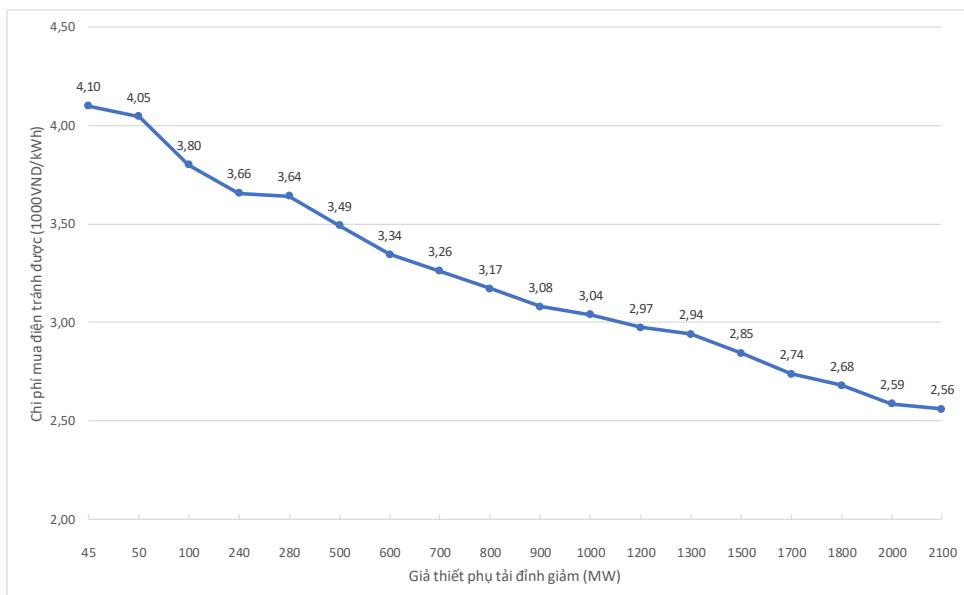
nghiệp, số lượng có thể lên đến hàng trăm. Tuy nhiên, có thể gói gọn thành các nhóm giải pháp tác động đến tiêu thụ điện như sau:

- Thúc đẩy xây dựng hệ thống quản lý năng lượng (ví dụ hệ thống chứng chỉ ISO 50001). Nhóm giải pháp này chủ yếu hướng đến thượng tầng của doanh nghiệp, những người ra quyết định đầu tư. Bên cạnh đó, một hệ thống quản lý sẽ tác động trực tiếp đến công tác vận hành thiết bị và nâng cao khả năng giám sát và tìm kiếm các cơ hội cải thiện hiệu suất bên trong doanh nghiệp.
- Tối ưu hóa hệ thống phụ trợ (ví dụ hệ thống nén khí): nhóm giải pháp này hướng đến các hệ thống phụ trợ thông thường nhưng có tiềm năng lớn. Một thống kê gần đây của nhóm nghiên cứu Viện Năng lượng khi đánh giá một số báo cáo kiểm toán cho thấy, số lượng giải pháp thuộc nhóm này thường chiếm gần một nửa số giải pháp đề xuất cho doanh nghiệp.
- Tăng hiệu suất động cơ (ví dụ thay thế bằng động cơ/bơm có hiệu suất cao hơn hoặc lắp đặt thêm các biến tần): đây cũng là một trong những giải pháp thông dụng và được đề xuất thường xuyên trong các báo cáo kiểm toán.
- Tận dụng nhiệt thải: trong sản xuất xi măng, tận dụng nhiệt thải có thể sử dụng để sản xuất điện, nhưng chi phí tương đối lớn. Trong một số ứng dụng khác chi phí thấp, nhiệt thải được thu hồi có thể dùng để gia nhiệt cho các công đoạn khác, ví dụ như sấy nhiên liệu.
- Thay thế công nghệ (công nghệ mới thay thế cho công nghệ cũ, ví dụ xi măng lò đứng thay bằng lò quay, lò gạch thủ công thay bằng lò gach kiều đứng...). Theo một nghĩa nào đó, “đập đi để xây mới” không hoàn toàn là một giải pháp cải thiện hiệu suất năng lượng. Tuy nhiên, lựa chọn công nghệ mới chắc chắn sẽ đem lại tính cạnh tranh cho sản phẩm cao hơn, thông qua giảm chi phí nhiên liệu, tăng sản lượng và đáp ứng được các yêu cầu môi trường ngày càng khắc khe.

Bên cạnh VNEEP 3, Chương trình quốc gia quốc gia về DSM giai đoạn 2018 - 2020, định hướng đến năm 2030 cũng đã được phê duyệt nhằm thúc đẩy sự tham gia chủ động của khách hàng. Về mặt nội dung, bên cạnh các nội dung tương tự như trước đây, như nâng cao nhận thức và tiết kiệm điện thì chương trình DSM đặt ra mục tiêu trọng yếu là giám công suất phụ tải đỉnh của hệ thống điện khoảng 300 MW vào năm 2020, 1.000 MW vào năm 2025 và 2.000 MW vào năm 2030 thông qua triển khai thực hiện Chương trình quốc gia về DSM, theo đó hệ số phụ tải hệ thống điện quốc gia tăng từ 1÷2% trong cả giai đoạn 2018 - 2020 và 3÷4% trong cả giai đoạn từ 2021 - 2030.

Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện dự kiến sẽ là hoạt động chính trong giai đoạn sắp tới. Một tính toán trên cơ sở số liệu vận hành thực tế năm 2019 của Viện Năng lượng cho thấy, nếu như thực hiện DR khiến cho phụ tải đỉnh giảm 2000MW, hệ thống sẽ phải thực hiện 34 lần điều chỉnh phụ tải, 40 nhà máy sẽ tiết kiệm 19,4 GWh điện

năng sản xuất. Như vậy chi phí mua điện tránh được của hệ thống sẽ là 2.587 VNĐ/kWh. Hình vẽ dưới đây biểu thị mối tương quan giữa Giảm phụ tải đỉnh và chi phí mua điện tránh được trên mỗi kWh sản xuất từ hệ thống.



Hình 5.1: Tương quan giữa Chi phí tránh được và giảm phụ tải đỉnh năm 2019

Xây dựng mối tương quan tương tự cho năm 2025 và 2030, nếu như chương trình DSM đạt mục tiêu giảm 1.000 MW và 2.000MW công suất đỉnh tương ứng ở các mốc năm, chi phí mua điện tránh được cho mỗi kWh sẽ là 2.521 VNĐ/kWh và 2.494 VNĐ/kWh.

5.4. NGHIÊN CỨU PHÂN TÍCH TÁC ĐỘNG CỦA CHƯƠNG TRÌNH ĐIỆN MẶT TRỜI ÁP MÁI NHÀ TỚI NHU CẦU SỬ DỤNG ĐIỆN

Việc triển khai dự án Điện mặt trời áp mái đem lại nhiều lợi ích cho hộ gia đình/chủ đầu tư và cộng đồng. Về mặt kinh tế, dự án Điện mặt trời áp mái giúp hộ gia đình/chủ đầu tư giảm chi phí mua điện hàng tháng do điện được sản xuất và sử dụng trực tiếp hoặc giảm giá mua điện lưới ở bậc cao. Với sản lượng dồi dào bán lên lưới, hộ gia đình/chủ đầu tư sẽ có thêm khoản thu nhập. Mặt khác, dự án Điện mặt trời áp mái không tốn diện tích lắp đặt trong khi đây là một giải pháp chống nóng hiệu quả cho công trình. Về tổng thể, dự án Điện mặt trời áp mái đấu nối vào lưới hạ áp và trung thế sẽ làm giảm áp lực đầu tư vào lưới địa phương đồng thời góp phần bảo vệ môi trường thông qua việc sử dụng nguồn năng lượng sạch và bất tận.

Từ khi có 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 Việt Nam, điện mặt trời nối lưới có cơ hội phát triển mạnh mẽ. Khi đó, Điện mặt trời áp mái không được coi là một đối tượng riêng và có mức giá bán điện chung là 9,35 UScents/kWh.

Ngày 06 tháng 4 năm 2020, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam. Theo đó, Điện mặt trời áp mái trở thành một đối tượng riêng có công suất không quá 1MW và đấu nối vào lưới điện có cấp điện áp từ 35kV trở xuống, có những cơ chế ưu đãi khác biệt nhằm thu hút nhiều hơn nữa hệ thống điện mặt trời mái nhà, góp phần tăng nguồn cung cấp điện tại chỗ, giảm tồn thắt hệ thống truyền tải và phân phối.

Quyết định 13 quy định, chủ đầu tư dự án điện Điện mặt trời áp mái được phép bán một phần hoặc toàn bộ điện năng sản xuất ra cho EVN, hoặc tổ chức, các nhân khác trong trường hợp không sử dụng lưới điện quốc gia. Giá bán điện cho EVN tương đương 8,38 UScent/kWh, áp dụng cho hệ thống Điện mặt trời áp mái có thời điểm vào vận hành phát điện và xác nhận chỉ số công tơ trong giai đoạn từ ngày 01 tháng 7 năm 2019 đến ngày 31 tháng 12 năm 2020 và được áp dụng 20 năm kể từ ngày vào vận hành phát điện. Trường hợp Bên mua điện không phải là EVN hoặc đơn vị thành viên được ủy quyền, giá mua điện và hợp đồng mua điện do các bên thỏa thuận phù hợp quy định của pháp luật hiện hành. Như vậy, phạm vi của người mua và người bán đều đã mở rộng hơn so với quy định tại Quyết định 11. Người mua có thể là EVN hoặc ngoài EVN. Người bán có thể là chủ mái công trình hoặc không.

Hiện tại quy trình đấu nối dự án Điện mặt trời áp mái khá rõ ràng và nhanh gọn. Tính từ khi lập khảo sát và thỏa thuận đấu nối giữa hộ gia đình/chủ đầu tư và Điện lực đến khi lắp đặt công tơ 2 chiều và ký hợp đồng mua bán điện mất khoảng 4 ngày làm việc. Việc thanh toán được thực hiện trong vòng 9 ngày làm việc.

Với cơ chế khuyến khích mới, số lượng dự án Điện mặt trời áp mái gia tăng mạnh mẽ. Bảng dưới đây tổng hợp lại quy mô, số lượng và hiệu quả phát điện từ các dự án Điện mặt trời áp mái tính tới thời điểm 22/9/2020⁴ là 51.426 dự án Điện mặt trời áp mái với tổng công suất lắp đặt là 1341 MWp.

Việc lắp đặt công tơ hai chiều tại mỗi dự án Điện mặt trời áp mái góp phần làm giảm tiêu thụ điện, trước khi thực hiện phát điện lên lưới. Một tính toán nhỏ dưới đây dựa trên hai khảo sát đo đếm thực tế tại một hộ gia đình ở nội thành Hà Nội có lắp đặt hệ thống Điện mặt trời áp mái, với công suất 5,28 kWp và diện tích lắp đặt 34,5m², sẽ có gắng đánh giá hiệu quả về mặt tiết kiệm nhu cầu tiêu thụ nội bộ tại chính gia đình đó. Khảo sát thứ nhất là số liệu sản xuất điện thực tế của hệ thống Điện mặt trời áp mái (tải thực tế đo được sau bộ biến tần inverter) tại một ngày cụ thể trong tháng 5/2020 ở gia đình trên. Khảo sát thứ hai⁵ là số liệu tiêu thụ điện trung bình một ngày trong tháng

⁴ Số liệu tổng hợp Điện mặt trời áp mái được EVN cập nhật liên tục trên trang thông tin solar.evn.com.vn. Kết quả hiện thị tới thời điểm ngày 22/09/2020 là 51.426 dự án, tổng công suất lắp đặt 1.341 MWp với sản lượng điện lũy kế 626.355 MWh.

⁵ Khảo sát này trong khuôn khổ dự án “Development of the Platform on Energy Demand Structure and Forecasts in Asian Residential and Commercial Sector” 2017-2019 (JYURI/IE, 2019) do Viện Nghiên cứu

5/2019 cũng của hộ gia đình trên theo từng khung giờ. Giải thích rằng tiêu thụ và điện sản xuất từ Điện mặt trời áp mái của hộ gia đình là trong cùng một ngày.

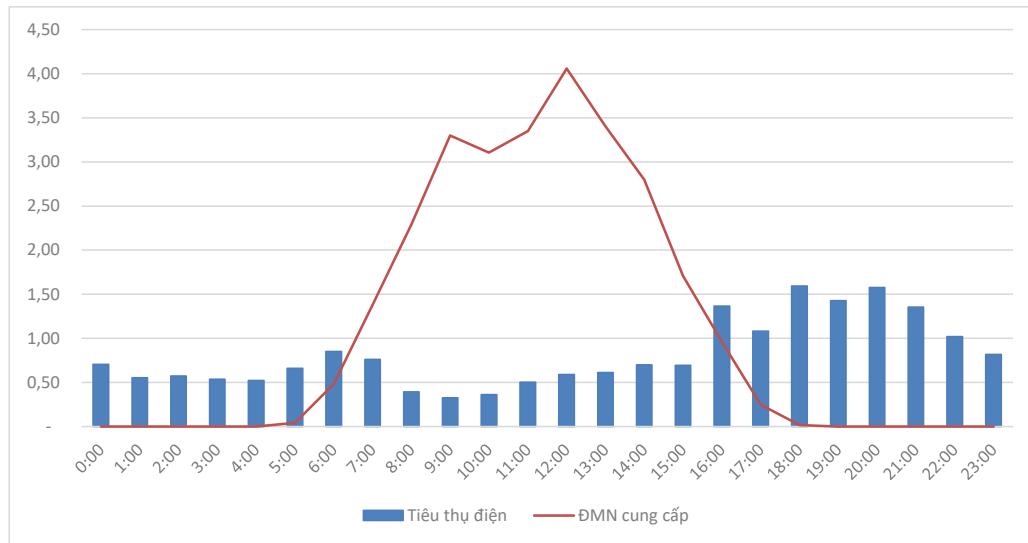
Bảng 5.4: Số liệu tổng hợp từ hai bộ số liệu khảo sát

Giờ	Tiêu thụ điện* (kWh)	Điện mặt trời áp mái cung cấp** (kWh)	Bù trừ tiêu thụ/ Điện mặt trời áp mái cung cấp (kWh)
0:00	0,70	0	0,7
1:00	0,56	0	0,6
2:00	0,57	0	0,6
3:00	0,54	0	0,5
4:00	0,52	0	0,5
5:00	0,66	0,04	0,6
6:00	0,85	0,48	0,4
7:00	0,76	1,38	-0,6
8:00	0,39	2,29	-1,9
9:00	0,33	3,30	-3,0
10:00	0,36	3,11	-2,7
11:00	0,50	3,35	-2,8
12:00	0,59	4,06	-3,5
13:00	0,61	3,40	-2,8
14:00	0,70	2,80	-2,1
15:00	0,69	1,71	-1,0
16:00	1,37	0,97	0,4
17:00	1,08	0,25	0,8
18:00	1,59	0,02	1,6
19:00	1,43	0	1,4
20:00	1,58	0	1,6
21:00	1,36	0	1,4
22:00	1,02	0	1,0
23:00	0,82	0	0,8
Tổng	19,6	27,2	-7,6

Nguồn: * Số liệu từ công tơ điện tổng của hộ gia đình trong dự án khảo sát JYURI/IE, 2019

**Số liệu đo đếm thực tế (sau inverter) của hệ thống Điện mặt trời áp mái

Jyukankyo, Nhật Bản phối hợp Viện Năng lượng thực hiện. Dự án này nhằm tìm hiểu cách thức và thói quen sử dụng điện trong hộ gia đình ở khu vực thành thị. Một trong những hoạt động của dự án là tiến hành lắp đặt đồng hồ đo đếm tiêu thụ điện thông minh và nhiệt kế tại 4 tới 5 thiết bị điện gia dụng chính, bao gồm công tơ tổng tại 15 hộ dân ở khu vực Hà nội. Tại thời điểm dự án này diễn ra, gia đình nói trên chưa lắp đặt hệ thống Điện mặt trời áp mái.



Hình 5.2: Điện năng tiêu thụ và điện SX từ hệ thống Điện mặt trời áp mái trong 1 ngày

Có thể thấy sản lượng điện sản xuất trong 1 ngày của của hệ thống Điện mặt trời áp mái trên là khá cao, 27,2 kWh. Về lý thuyết đủ sức đáp ứng nhu cầu cả ngày của gia đình là 19,6 kWh. Thực tế không như vậy, do đặc thù không có năng lượng chiếu sáng trong một số khung giờ, hộ gia đình trên vẫn phải sử dụng hoàn toàn điện lưới từ 19:00 đến 5:00 của ngày hôm sau. Trong những khung giờ còn lại, hộ gia đình trên sử dụng kết hợp cả điện lưới và Điện mặt trời áp mái.



Hình 5.3: Số liệu đọc được từ công tơ hai chiều của hệ thống Điện mặt trời áp mái trong hộ gia đình

Hình trên thể hiện số liệu đọc được từ công tơ hai chiều. Những giá trị âm thể hiện sản lượng phát lên lưới, tổng lũy kế là 20,4 kWh, tức là 75,2% của sản lượng điện sản xuất của Điện mặt trời áp mái. Những giá trị dương thể hiện sản lượng điện mà hộ gia đình cần mua lại từ lưới, tổng lũy kế 12,9 kWh, tương đương với 65,8% nhu cầu trong

nhà. Như vậy hệ thống Điện mặt trời áp mái này đã giúp tiết kiệm 34,2% lượng điện tiêu thụ.

Có thể thấy tỷ lệ tiết kiệm điện và tỷ lệ phát lén loyer như trên là khá cao, cho thấy lợi ích kinh tế rõ ràng cho chủ đầu tư/hộ gia đình. Tuy nhiên, số liệu đo đặc kể trên là một ví dụ đơn lẻ về một hộ gia đình có hạ tầng phù hợp (nhà biệt thự) và có khả năng tài chính. Phần lớn các hộ gia đình ở khu vực thành thị Việt Nam rất khó thỏa mãn cả hai điều kiện. Nếu xét góc độ tổng thể quốc gia, Điện mặt trời áp mái thực sự ý nghĩa về việc giảm tổn thất loyer, tăng nguồn cung cấp điện, và có đóng góp trong việc tiết kiệm tiêu thụ điện tại chỗ. Trong QHĐ 8, Điện mặt trời áp mái sẽ được coi là một dạng nguồn phát riêng biệt trong Chương trình phát triển nguồn điện, đồng thời là giải pháp tiết kiệm điện sẽ được tích hợp trong phần dự báo nhu cầu tiêu thụ điện trong tương lai.

Tổng kết lại có thể thấy các chương trình DSM và Tiết kiệm năng lượng được thực hiện trong giai đoạn quy hoạch trước đã đem lại nhiều thành công. Các chương trình trên đã góp phần đảm bảo cân bằng cung cầu, từng bước nâng cao chất lượng cung cấp điện, tăng hiệu quả sử dụng điện của khách hàng và cả hệ thống điện, tác động đến nhận thức của khách hàng sử dụng điện trong việc sử dụng điện tiết kiệm. Trong khi các chương trình VNEEP đem lại hiệu quả về mặt sử dụng năng lượng nói chung thì các chương trình DSM hướng tới mục tiêu sử dụng điện một cách hiệu quả hơn. Bảng dưới đây tổng hợp lại kết quả của các chương trình tiết kiệm năng lượng và DSM đã thực hiện trong giai đoạn trước.

Bảng 5.5: Tổng hợp các chương trình TKNL và DSM đã thực hiện

Chương trình	Thời gian thực hiện	Quy mô	Kết quả
Chương trình VNEEP	2006-2015	Toàn quốc	Tiết kiệm 3.733 KTOE, tương đương 3,4% tổng FEC giai đoạn 2006-2010; tiết kiệm 10.610 KTOE, tương đương với 5,65% tổng FEC giai đoạn 2011-2015.
Chương trình Công tơ biểu giá điện theo thời gian	Từ 2000	Toàn quốc	Đến tháng 3/2020, 523.222 công tơ TOU đã được lắp đặt (22,5% tổng số khách hàng). Hệ số phụ tải tăng từ 0,781 năm 2015 tăng lên 0,784 năm 2019, hệ số Pmin/Pmax tăng từ 0,52 năm 2015 lên 0,54 vào năm 2019.
Dự án thí điểm thay thế đèn sợi đốt bằng đèn Tiết kiệm điện ở các vườn trồng thanh long	Năm 2014	Bình Thuận, Long An và Tiền Giang	2 triệu đèn CFL đã được sử dụng thay thế cho đèn sợi đốt. Tính cho cả vòng đời đèn CFL, các hộ đã tiết kiệm 320 triệu kWh. Công suất giảm đỉnh của hệ thống là 40 MW.
Chương trình quảng bá sử dụng đèn Compact	2005-2010	Toàn quốc	Thị trường bóng CFL tăng trưởng 87%/năm. Lượng điện năng tiết kiệm đạt được (tính cho hết vòng đời của 127 triệu bóng CFL) là 34,29 tỷ kWh, và hiệu quả cắt giảm 1.714,5 MW công suất đỉnh.

Chương trình	Thời gian thực hiện	Quy mô	Kết quả
Chương trình bình đun nước nóng năng lượng mặt trời	2010-2015	Toàn quốc	Thị trường bình NLMT tăng trưởng 42,3%/năm. Lượng điện năng tiết kiệm mỗi năm là 438 triệu kWh. Công suất cắt giảm là 360 MW mỗi năm.
Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện thí điểm	Năm 2015	TP HCM	Công suất DR đăng ký là 5.847 kW. Tổng công đã có 4 sự kiện DR thực hiện thành công. Xác định được các vướng mắc về cơ chế và những vấn đề hạ tầng cần giải quyết
Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện	Từ 2018	Toàn quốc	Đã ký kết thỏa thuận thực hiện DR phi thương mại với 3.025 khách hàng với tiềm năng DR là 1.552 MW. Thực hiện 10 sự kiện DR thành công năm 2019. Công suất cực đại tiết kiệm được 513,9MW (ngày 10/09/2019), Tổng điện năng tiết kiệm: 6.373.301 kWh và tiết kiệm 24,12 tỷ đồng là chi phí tránh được do không phải huy động nhà máy phát điện diesel.
Điện mặt trời áp mái	Từ 2018	Toàn quốc	Tính tới 22/09/2020 là 51.426 dự án, tổng công suất lắp đặt 1.341 MWp với sản lượng điện lũy kế 626.355 MWh.

Nguồn: Tổng hợp

Mặc dù số liệu thống kê cho thấy, cường độ tiêu thụ điện trên mỗi GDP tăng nhanh theo từng năm (xem thêm mục 2.4) cho thấy sự phụ thuộc ngày càng nhiều của nền kinh tế vào điện năng. Lý do giải thích là sự chuyển dịch loại nhiên liệu khác sang điện năng, nhưng cũng chỉ ra rằng quy mô và thành công của các chương trình tiết kiệm điện đã thực hiện chưa đủ lớn. Vì vậy trong tương lai cần những ý tưởng và cơ chế mới nhằm thúc đẩy hoạt động tiết kiệm điện một cách sâu rộng. Đặc biệt cần chú trọng nhu cầu tái cơ cấu nền kinh tế theo hướng đẩy mạnh các ngành nghề có tiêu thụ năng lượng nói chung và tiêu thụ điện nói riêng hơn.

Trong số các chương trình DSM đã thực hiện, Chương trình Biểu giá điện Công tơ ba giá (TOU) và Chương trình Bình nước nóng năng lượng mặt trời là những bài học thành công được ghi nhận một cách rõ ràng. Chương trình Điện mặt trời áp mái được sự hỗ trợ về mặt chính sách, nhất là giá bán điện và cơ chế thực hiện khá minh bạch, đã góp phần làm giảm nhu cầu tiêu thụ điện cục bộ và tận dụng được ngay lưới phân phối.

Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện mới ở giai đoạn bắt đầu, nhưng dự báo sẽ là nhân tố chính góp phần làm giảm nhu cầu tiêu thụ điện. Ở một số quốc gia phát triển, Điều chỉnh phụ tải điện được coi là nguồn điện “ảo” cũng có thể chào giá trên thị trường điện bán buôn. Như vậy các nguồn phát điện đắt đỏ vận hành ở những khung giờ cao điểm hoàn toàn có thể bị thay thế bởi các nguồn điện “ảo”, và nhờ vậy chi phí cung cấp điện của hệ thống sẽ giảm xuống. Chính vì vậy, Điều chỉnh phụ tải điện được coi là một trong những trọng tâm của Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018 - 2020, định hướng đến năm 2030.

CHƯƠNG 6. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Trong giai đoạn 2011-2020, tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm toàn quốc có xu hướng giảm, điều này là do sự dịch chuyển về cơ cấu tiêu thụ điện và chuyển dịch các ngành trong nền kinh tế quốc dân. Ngoài ra do tác động của dịch COVID19, dự báo tăng trưởng điện thương phẩm năm 2020 ước đạt 3,1%, trong khi tốc độ tăng trưởng trung bình giai đoạn 2011-2019 là 10,5%/năm. Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm giai đoạn 2011-2020 dự kiến đạt 9,9%/năm.

Viện Năng lượng đã phối hợp với Viện Chiến lược phát triển của Bộ Kế hoạch Đầu tư trong công tác dự báo phát triển kinh tế xã hội của Quốc gia để làm cơ sở cho dự báo phụ tải điện. Theo đó tăng trưởng GDP của Việt Nam ở Kịch bản trung bình giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,6%/năm, giai đoạn 2031 – 2045 bình quân 5,7%/năm. Nhu cầu phụ tải toàn quốc trong giai đoạn 2021-2030-2045 sẽ được tính toán trên cơ sở các kịch bản tăng trưởng GDP toàn quốc dự báo cho QHĐ VIII như sau:

Bảng 1: Dự báo tăng trưởng GDP toàn quốc giai đoạn đến 2045 – Đơn vị: %

Kịch bản tăng trưởng GDP/giai đoạn	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Thấp	5,9	6.2	5.8	5.2	4.8	4.1
Trung Bình	5,9	6.8	6.4	6.0	5.6	5.5
Cao	5,9	7.5	7.2	6.6	6.1	6.1

Kết quả dự báo nhu cầu tiêu thụ điện như sau:

Bảng 2: Kết quả dự báo nhu cầu tiêu thụ điện toàn quốc đến năm 2045

	Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
I	Điện thương phẩm (TWh)						
	Kịch bản thấp	216,8	330,2	457,6	574,8	678,9	768,4
	Kịch bản cơ sở	216,8	335,3	491,3	649,4	774,6	877,1
	Kịch bản cao	216,8	346,6	530,5	734,7	932,0	1089,0
III	Công suất cực đại (GW)						
	Kịch bản thấp	38,7	58,5	80,6	101,0	119,0	134,5
	Kịch bản cơ sở	38,7	59,4	86,5	114,0	135,6	153,3
	Kịch bản cao	38,7	61,4	93,3	128,8	162,9	189,9

Bảng 3: Dự báo tốc độ tăng trưởng phụ tải các giai đoạn đến 2045

Tốc độ tăng trưởng bình quân	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2036- 2040	2041- 2045
Kịch bản thấp	8,8%	6,7%	4,7%	3,4%	2,4%
Kịch bản cơ sở	9,1%	7,9%	5,7%	3,6%	2,5%
Kịch bản cao	9,8%	8,9%	6,7%	4,9%	3,2%

Kết quả dự báo điện thương phẩm của kịch bản cơ sở QHĐ VIII thấp hơn so với kịch bản cơ sở QHĐ VII ĐC khoảng 18 TWh vào năm 2020, 17 TWh năm 2025, và 15 TWh năm 2030. Công suất cực đại năm 2030 của QHĐ VIII sẽ thấp hơn 4,1 GW so với QHĐ VII ĐC. Nhu cầu điện của QHĐ VIII thấp hơn QHĐ VII ĐC chủ yếu là do dự báo tăng trưởng GDP thấp hơn so với QHĐ VII ĐC (tăng trưởng GDP giai đoạn 2016-2035 là 7%/năm trong kịch bản cơ sở và 7,6% trong kịch bản cao). Nhu cầu điện theo kịch bản cao đến năm 2030 của QHĐ VIII cao hơn nhu cầu điện theo kịch bản cơ sở của QHĐ VII ĐC là khoảng 25 TWh, và thấp hơn kịch bản cao của QHĐ VII ĐC là 29 TWh.

Hệ số đòn hồi điện thương phẩm/ GDP đạt 1,24 lần giai đoạn 2026 - 2030 và giảm xuống 0,46 lần giai đoạn 2041 - 2045. Điều này thể hiện tác động của chuyển dịch cơ cấu kinh tế và hiệu quả chung sử dụng điện của Việt Nam sẽ dần được cải thiện theo thời gian.

Sự khác biệt lớn nữa giữa nhu cầu phụ tải QHĐ VIII và QHĐ VII ĐC là sự thay đổi tỷ trọng nhu cầu điện giữa miền Nam và miền Bắc. Theo QHĐ VIII, tỷ trọng điện thương phẩm của miền Bắc sẽ tăng dần từ 42,4% năm 2020 lên 45,8% năm 2045, miền Nam sẽ giảm tỷ trọng từ 47,4% năm 2020 xuống 43,6% năm 2045, vào năm 2040 điện thương phẩm của miền Bắc sẽ bắt đầu vượt điện thương phẩm miền Nam.

6.1. GIỚI THIỆU CÁC MÔ HÌNH, PHƯƠNG PHÁP DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN

Dự báo nhu cầu điện giai đoạn 2021-2030 được tiến hành theo 2 cách tiếp cận: từ trên xuống (top down) và từ dưới lên (bottom up), kết hợp với tổng hợp và rà soát lại nhu cầu điện của toàn quốc, các miền, các Tổng công ty Điện lực và các tỉnh.

Cách tiếp cận từ trên xuống: tương tự như trong các QHĐ trước đây, sử dụng phương pháp đa hồi quy (mô hình Simple-E) để điều chỉnh dự báo nhu cầu điện cho toàn quốc, các miền và các Tổng công ty Điện lực giai đoạn 2021-2030.

Cách tiếp cận từ dưới lên: rà soát lại nhu cầu điện của các tỉnh trong toàn quốc từ 2010-2019 dựa theo chuỗi số liệu tiêu thụ điện thực tế của các tỉnh thành từ 2010-2019, dựa vào kế hoạch tiêu thụ điện các tỉnh do các Tổng công ty Điện lực lập và cập nhật thông tin về các hộ tiêu thụ điện lớn sẽ đưa vào trong giai đoạn đến 2025...

6.2. LỰA CHỌN MÔ HÌNH VÀ PHƯƠNG PHÁP DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN PHÙ HỢP VỚI HOÀN CẢNH VIỆT NAM

Theo phương pháp đa hồi quy, để điều chỉnh lại dự báo nhu cầu điện toàn quốc và các miền, các Tổng công ty Điện lực cần phải tiến hành các bước sau:

- Trước hết cập nhật lại bộ cơ sở dữ liệu về kinh tế - năng lượng theo chuỗi năm quá khứ khoảng 29 năm (từ 1990 đến 2019) của toàn quốc, các miền và các Tổng công ty Điện lực, bao gồm các số liệu như: GDP theo các ngành kinh tế, chỉ số giá tiêu dùng (CPI), dân số, số hộ, thu nhập GDP/đầu người, tỉ lệ điện khí hoá, giá điện bình quân theo các ngành và số liệu về tiêu thụ điện năng theo các ngành, tổng điện thương phẩm, điện nhận, Pmax.
- Trên cơ sở bộ số liệu đã cập nhật lại, xây dựng hàm hồi quy biểu thị mối tương quan giữa tiêu thụ điện năng của từng ngành với các biến phụ thuộc như: GDP của ngành, tiêu thụ điện năng của ngành năm trước, dân số, GDP trên đầu người, tỉ lệ điện khí hoá, giá điện, Điều chỉnh các yếu tố chính ảnh hưởng đến tiêu thụ điện: Kịch bản tăng trưởng kinh tế (tăng trưởng GDP), Tốc độ tăng trưởng dân số, Giá điện, Tiết kiệm điện năng
- Nhu cầu điện năng cho mỗi ngành, mỗi giai đoạn sẽ được tính toán dựa trên kết quả hàm hồi quy thu được và điều chỉnh các yếu tố chính nêu trên.

Điện thương phẩm sẽ bằng tổng điện tiêu thụ của các ngành

Điện sản xuất = Điện thương phẩm/(1-(tỉ lệ điện dùng cho TT & PP+tự dùng)/100)

Tỉ lệ điện dùng cho truyền tải và phân phối được xác định cho mỗi giai đoạn như sau:

- Năm 2020: lấy bằng 6,6%

- Năm 2030: 6,0% trong đó tỉ lệ điện dùng cho truyền tải là 2,0%, điện dùng cho phân phối điện là 4%.

Tỉ lệ điện tự dùng được tính toán trên cơ sở cơ cấu nguồn sản xuất điện cho các năm mốc tính toán trong chương phát triển nguồn điện.

Hệ số phụ tải được xác định theo sự thay đổi tỉ trọng tiêu thụ điện của các ngành tiêu thụ điện lớn (tiêu thụ điện cho công nghiệp, dân dụng) và theo sự thay đổi của hình dáng biểu đồ phụ tải điện.

Công suất cực đại (Pmax): $P_{max} = (\text{Điện sản xuất}/8.76)/(\text{Hệ số phụ tải}/100)$

Giá điện trung bình tăng khoảng 5% trong giai đoạn 2021-2045

Tỷ lệ tiết kiệm điện đạt mức 1,5% giai đoạn 2021-2030, tăng lên đến 4,5% trong giai đoạn 2031-2045

Các yếu tố tác động:

- Điện mặt trời mái nhà: tốc độ tăng thấp
- Chương trình điều chỉnh phụ tải (DR): tác động cắt đỉnh chưa mạnh
- Phương tiện giao thông điện: tỷ lệ thâm nhập thấp theo kịch bản của Bộ GTVT

Với việc thực hiện dự báo cho một giai đoạn dài 10 năm tiếp theo và tầm nhìn 20 năm nữa, phương pháp dự báo lựa chọn là phương pháp đa hồi quy điện thương phẩm theo các biến số khác. Kết quả tính toán dự báo nhu cầu điện theo phương pháp hồi quy từ mô hình Simple_E cho thấy nhu cầu điện theo các biến số: GDP, giá điện, dân số, tỷ lệ đô thị hóa, tỷ trọng GDP công nghiệp...:

$$\text{LN(Tổng nhu cầu điện thương phẩm)} = 1.4783(1) + 1.0156(6.04)*\text{LN(GDP đầu người)} - 0.22457(2.87)*\text{LN(Giá điện TB)} + 0.56577(5.77)*\text{LN(Tỷ trọng GDP CN)} + 2.552(5.74)*\text{LN(Tỷ trọng dân đô thị)}$$

Các kết quả phân tích đa hồi quy cho thấy các hệ số trong phương trình hồi quy đều có dấu (+, -) đúng như kỳ vọng. Chuỗi số liệu trong quá khứ đối với nhu cầu điện và các biến số khác là đầy đủ để thực hiện dự báo nhu cầu điện trong dài hạn.

Các kết quả dự báo từ phân tích đa hồi quy cũng sẽ được so sánh kiểm chứng với kết quả dự báo từ các quy hoạch phát triển điện lực tinh gần nhất và xu thế phát triển của các nước trên thế giới.

Về dự báo biểu đồ phụ tải, Trong thiết kế các QHD trước đây, nhóm nghiên cứu sử dụng hai phương pháp dự báo biểu đồ là Phương pháp tổng hợp và Phương pháp hồi quy bội. Mặc dù vậy kết quả của phương pháp hồi quy bội chỉ có tính chất tham khảo.

Phương pháp tổng hợp biểu đồ là hình thức bottom-up, bắt đầu từ biểu đồ của khách hàng, đến biểu đồ của phân ngành, ngành (công nghiệp, dân dụng, nông nghiệp, thương mại và công cộng) và cuối cùng là hệ thống.

Phạm vi dự báo của phương pháp này là dự báo biểu đồ của các ngày điển hình (ngày làm việc, ngày có phụ tải cực đại và ngày cuối tuần) theo mùa (mùa mưa và mùa khô) theo các mốc năm giai đoạn của hệ thống điện toàn quốc và từng miền Bắc, Trung và Nam. Sau này khi thực hiện QHĐ VII ĐC, phương pháp này bổ sung thêm kết quả biểu đồ theo từng tháng. Các bước thực hiện bao gồm:

- Xây dựng biểu đồ mẫu của năm cơ sở cho các phân ngành, các ngành trên cơ sở các số liệu đo thực tế của các khách hàng tiêu thụ điện được lựa chọn làm mẫu.
- Tổng hợp lại biểu đồ mẫu ngày của các ngành cộng thêm phần tổn thất sẽ đưa ra biểu đồ mẫu ngày của hệ thống. Sau đó so sánh biểu đồ tính toán với biểu đồ thực tế, tính toán phần trăm sai số và từ đó chuẩn xác lại biểu đồ ngày của từng ngành.
- Dự báo biểu đồ ngày của từng ngành trên cơ sở biểu đồ mẫu hiện tại của các ngành và kết quả dự báo nhu cầu điện năng trong tương lai cho từng ngành tương ứng. Biểu đồ mẫu ngày của từng ngành sẽ được xây dựng trên cơ sở biểu đồ mẫu ngày của từng phân ngành và tỉ trọng điện năng tiêu thụ của phân ngành đó đối với tổng điện năng tiêu thụ của từng ngành.
- Biểu đồ ngày của hệ thống bằng tổng biểu đồ ngày của các ngành cộng thêm phần tổn thất và tự dùng.

Phương pháp tổng hợp biểu đồ cũng có những hạn chế nhất định. Trước tiên cần phải xây dựng biểu đồ mẫu cho từng phân ngành tiêu thụ điện ở năm cơ sở trên số liệu đo thực tế của các khách hàng. Số khách hàng càng lớn thì kết quả càng chính xác. Việc xác định tiêu thụ điện của các phân ngành ở năm cơ sở là khả thi, nhưng các giá trị này ở tương lai đôi khi được coi là giả thiết, do chúng không được hỗ trợ bởi các phương pháp dự báo nhu cầu điện kể trên. Cơ cấu tiêu thụ điện phân ngành sẽ góp phần quyết định hình dạng biểu đồ của Ngành.

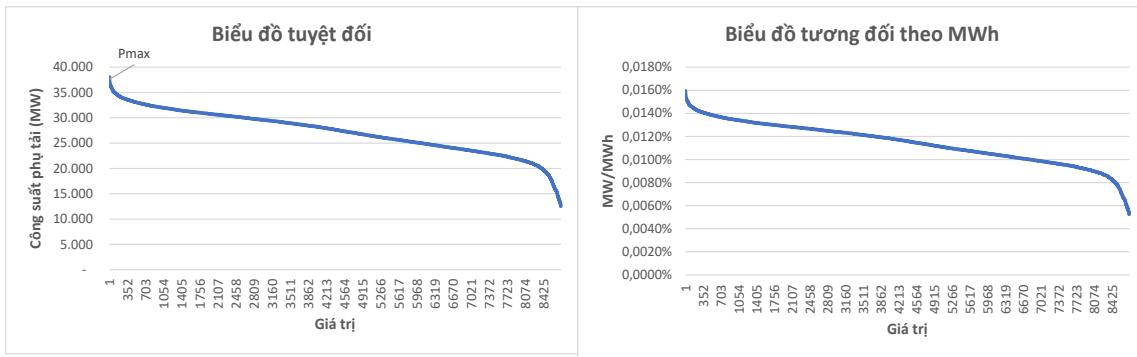
Một phương pháp khác từng được sử dụng trước đây bởi các chuyên gia JICA Nhật Bản trong khuôn khổ hỗ trợ kỹ thuật cho QHĐ VII ĐC là Phương pháp đa hồi quy. Tương tự như dự báo nhu cầu điện bằng phương pháp đa hồi quy, dự báo biểu đồ ngày điển hình cũng dựa trên cơ sở xây dựng hàm hồi quy biểu thị mối tương quan giữa công suất theo từng giờ của hệ thống với các biến như: dân số, GDP của từng ngành (công nghiệp, nông nghiệp, dịch vụ), nhiệt độ, độ ẩm, lượng mưa...

Thông thường với mỗi hàm hồi quy được lựa chọn, ta sẽ được nhiều kết quả khác nhau, đôi khi sản lượng và công suất cực đại Pmax khác xa so với kết quả dự báo nhu cầu điện. Ngoài ra, các thông số đầu vào quan trọng như nhiệt độ, độ ẩm, lượng mưa ảnh hưởng tương đối lớn đến nhu cầu hiện tại, nhưng thường không thể dự báo các thông số này trong dài hạn từ 5-30 năm. Như vậy, kết quả của phương pháp này dự

trên quá nhiều yếu tố bất định, vì vậy chỉ có độ tin cậy chỉ có thể xác lập trong khoảng thời gian từ 1-2 năm, ngoài thời hạn này, các kết quả chỉ có giá trị tham khảo và thường chỉ dùng đối chiếu với phương pháp tổng hợp biểu đồ.

Nhược điểm chung của cả hai phương pháp trên là sai số giữa biểu đồ và một trong hai chỉ số của kết quả dự báo nhu cầu: Phụ tải cực đại (P_{max}) hoặc Điện sản xuất (hoặc điện nhận của các miền). Đôi khi phải chấp nhận với sai số tương đối (1-3%) với Điện sản xuất, và để hiệu chỉnh thì phải thực hiện theo lối thủ công. Vì vậy, trong khuôn khổ đề án này sẽ sử dụng thêm một phương pháp khác dựa trên việc hiệu chỉnh đồ thị phụ tải bậc thang (duration curve) theo hệ tương đối. Các bước thực hiện bao gồm:

- Xây dựng đồ thị phụ tải bậc thang của năm cơ sở: là biểu đồ có 8760 điểm tương ứng với 8760h trong năm, công suất giảm dần theo số thứ tự của điểm, P_{max} ở vị trí thứ nhất. Nối các điểm của Đồ thị phụ tải bậc thang sẽ có dạng đường cong đi xuống.
- Xác định dạng tương đối của biểu đồ trên bằng cách chia các giá trị cho tổng sản lượng điện. Hệ số phụ tải của biểu đồ tương đối ($P_{tb}/P_{max} = A/[8760*P_{max}]$) và tuyệt đối sẽ là như nhau.
- Xác định một điểm cân bằng trong biểu đồ tương đối năm cơ sở làm điểm trực để “xoay”. Có thể chọn giá trị trung bình cộng của 8760 điểm.
- Hiệu chỉnh lần 1: xây dựng dạng biểu đồ tương đối của năm tương lai bằng cách xoay biểu đồ năm cơ sở quanh điểm trực, những điểm trên điểm trực cần bớt đi một giá trị X nào đó, trong khi những điểm thấp hơn điểm trực sẽ được thêm vào X nào đó. Biểu đồ mới sẽ có hệ số phụ tải như mong muốn của kết quả dự báo nhu cầu điện. Giá trị X có thể dò thủ công, hoặc sử dụng chức năng Goal Seek trong Microsoft Excel để tăng độ chính xác.
- Hiệu chỉnh lần 2: tính tổng của các điểm trên biểu đồ tương đối trên. Làm phép chia từng điểm của biểu đồ tương đối trên cho số tổng. Biểu đồ tương đối mới của năm tương lai, sau khi hiệu chỉnh sản lượng, sẽ có tổng các 8760 điểm bằng 1.
- Bước cuối cùng, chuyển đổi biểu đồ tương đối sang biểu đồ tuyệt đối bằng cách nhân các điểm với sản lượng của năm tương lai. P_{max} ở biểu đồ tuyệt đối được xác định bằng chính giá trị dự báo nhu cầu.



Hình 6.1: Biểu đồ theo hệ tương đối và tuyệt đối của năm cơ sở 2019

Ưu điểm của phương pháp này là cho ra kết quả trùng khớp với phần dự báo nhu cầu. Bên cạnh đó, có thể xác định được công suất hệ thống tại 8760 h ở năm tương lai. Việc tính toán phân bổ lại cho từng miền và vùng cũng dễ dàng hơn.

6.3. PHÂN TÍCH CÁC KỊCH BẢN DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN CHO GIAI ĐOẠN 2021 – 2030 CÓ XÉT TỚI 2050

6.3.1. Đề xuất các kịch bản dự báo nhu cầu điện

Các kịch bản dự báo nhu cầu điện được chia thành 3 kịch bản: Thấp, cơ sở và cao tương ứng với 3 kịch bản tăng trưởng kinh tế sau:

+ Kịch bản tăng trưởng thấp

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 6,2%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025; đạt bình quân 5,8%/năm trong giai đoạn 2026 – 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,0%/năm. Giai đoạn đến năm 2045, tốc độ tăng trưởng giảm chỉ đạt 4,7%/năm giai đoạn 2031 – 2045.

Về chất lượng tăng trưởng: Tăng trưởng TFP (Total Factor Productivity) không quá thấp trong giai đoạn 2021 – 2030, đạt bình quân khoảng 3,0%/năm. Nhưng các giai đoạn tiếp theo, đóng góp của TFP vào tăng trưởng chung giảm dần do không duy trì được tăng trưởng TFP. Đồng thời, hiệu quả sử dụng vốn không được cải thiện nhiều, hệ số ICOR (Incremental Capital Output Ratio) vẫn còn cao.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5-3,0%. Tỉ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỉ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

+ Kịch bản tăng trưởng trung bình (kịch bản cơ sở)

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 6,8%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025; đạt bình quân 6,4%/năm trong giai đoạn 2026 – 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,6%/năm. Giai đoạn đến năm 2045, tốc độ tăng trưởng 5,7%/năm giai đoạn 2031 – 2045.

Về chất lượng tăng trưởng: Tăng trưởng TFP giai đoạn 2021 – 2030 cao hơn bình quân giai đoạn 2011 – 2020 (2,9%/năm), đạt bình quân khoảng 3,2%/năm; đóng góp của TFP vào tăng trưởng đạt gần 50%. Các giai đoạn tiếp theo, động lực tăng trưởng chủ yếu dựa trên năng suất, hiệu quả, đóng góp của tăng trưởng TFP đạt gần 55,0%.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5-3,0%. Tỉ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỉ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

Về thu nhập bình quân đầu người: Dự báo đến năm 2030 đạt 8.177 USD/người, đến năm 2045 đạt 23.323 USD/người. Như vậy, với kịch bản này, Việt Nam sẽ trở thành nước thu nhập cao vào khoảng năm 2045.

Kết quả dự báo Phương án phát triển kinh tế trung bình như sau

Bảng 6.1: Phương án tăng trưởng kinh tế trung bình

Hạng mục	Đơn vị	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng 2010	3,835,748	5,322,152	7,265,581	9,722,027	12,747,353	16,651,762
GDP đầu người	USD/người	3,490	5,580	8,177	11,758	16,582	23,323
GDP Nông nghiệp	Tỷ đồng 2010	536,219	641,683	774,698	936,716	1,128,708	1,366,703
GDP Công nghiệp	Tỷ đồng 2010	1,451,840	2,108,902	2,972,866	4,071,004	5,431,004	7,195,972
GDP Dịch vụ	Tỷ đồng 2010	1,556,909	2,185,872	3,022,848	4,099,091	5,447,222	7,216,444
GDP thuế và trợ giá	Tỷ đồng 2010	290,781	385,696	495,170	615,216	740,419	872,644
GDP Bắc Bộ	Tỷ đồng 2010	1,460,135	2,068,066	2,880,724	3,931,600	5,255,904	6,997,495
GDP Bắc Trung Bộ	Tỷ đồng 2010	186,925	256,466	346,164	457,912	593,472	766,189
GDP Trung Trung Bộ	Tỷ đồng 2010	179,406	251,216	346,074	467,259	618,143	814,635
GDP Nam Trung Bộ	Tỷ đồng 2010	166,218	228,442	308,872	409,303	531,430	687,356
GDP Tây Nguyên	Tỷ đồng 2010	91,426	125,416	169,248	223,842	290,051	374,390
GDP Nam Bộ	Tỷ đồng 2010	1,751,639	2,392,547	3,214,499	4,232,112	5,458,353	7,011,697
GDP Miền Bắc	Tỷ đồng 2010	1,627,495	2,287,540	3,162,946	4,285,966	5,690,026	7,524,720
GDP Miền Trung	Tỷ đồng 2010	388,538	538,828	735,211	983,281	1,288,604	1,682,436
GDP Miền Nam	Tỷ đồng 2010	1,819,715	2,495,785	3,367,423	4,452,780	5,768,723	7,444,606

+ Kịch bản tăng trưởng cao:

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 7,5%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025; đạt bình quân 7,2%/năm trong giai đoạn 2026 – 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 7,4%/năm. Giai đoạn đến năm 2045, tốc độ tăng trưởng giảm xuống 6,3%/năm giai đoạn 2031 – 2045.

Về chất lượng tăng trưởng: Tương tự như kịch bản trung bình, đóng góp của tăng trưởng TFP vào tăng trưởng của nền kinh tế đạt gần 50%. Các giai đoạn tiếp theo, động lực tăng trưởng chủ yếu dựa trên năng suất, hiệu quả, đóng góp của tăng trưởng TFP đạt gần 55,0%. Đóng góp của tăng trưởng TFP vào tăng trưởng của nền kinh tế của kịch bản này không cao hơn kịch bản trung bình là do đóng góp của vốn tăng lên so với kịch bản trung bình.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5-3,0%. Tỉ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỉ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

6.3.2. Dự báo nhu cầu về công suất và điện năng toàn quốc cho các năm giai đoạn 2021 – 2030 tầm nhìn đến 2045 theo các kịch bản

Tổng hợp kết quả dự báo nhu cầu phụ tải toàn quốc theo các kịch bản phụ tải như sau:

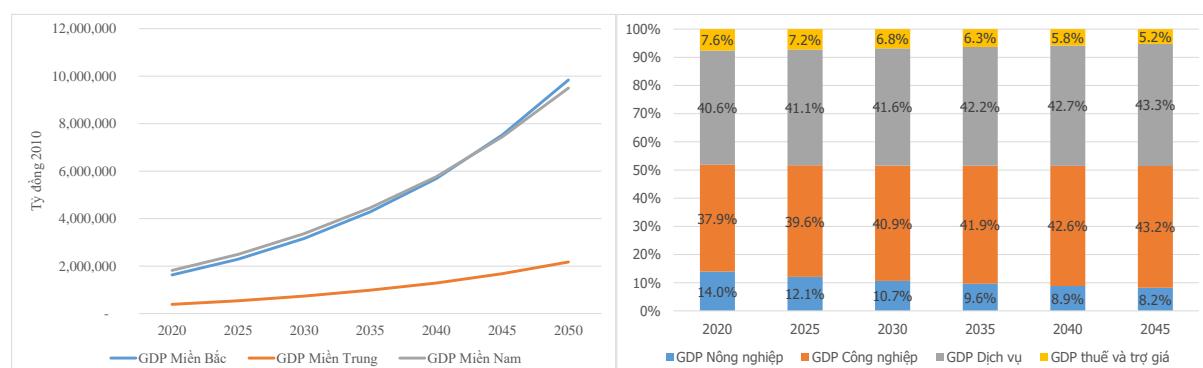
Bảng 6.2: Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu phụ tải toàn quốc theo các kịch bản phụ tải

TT	Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
I	Điện thương phẩm (TWh)						
	Kịch bản thấp	216,8	330,2	457,6	574,8	678,9	768,4
	Kịch bản cơ sở	216,8	335,3	491,3	649,4	774,6	877,1
	Kịch bản cao	216,8	346,6	530,5	734,7	932,0	1089,0
II	Công suất cực đại (GW)						
	Kịch bản thấp	38,7	58,5	80,6	101,0	119,0	134,5
	Kịch bản cơ sở	38,7	59,4	86,5	114,0	135,6	153,3
	Kịch bản cao	38,7	61,4	93,3	128,8	162,9	189,9

Bảng 6.3: Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm toàn quốc theo các kịch bản phụ tải

Tốc độ tăng trưởng	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Kịch bản thấp	8,8%	6,7%	4,7%	3,4%	2,4%
Kịch bản cơ sở	9,1%	7,9%	5,7%	3,6%	2,5%
Kịch bản cao	9,8%	8,9%	6,7%	4,9%	3,2%

Tăng trưởng GDP và cơ cấu nền kinh tế ở kịch bản phụ tải cơ sở được lấy theo kịch bản tăng trưởng kinh tế cơ sở.



Hình 6.2: Tăng trưởng GDP theo miền và cơ cấu nền kinh tế ở Kịch bản cơ sở

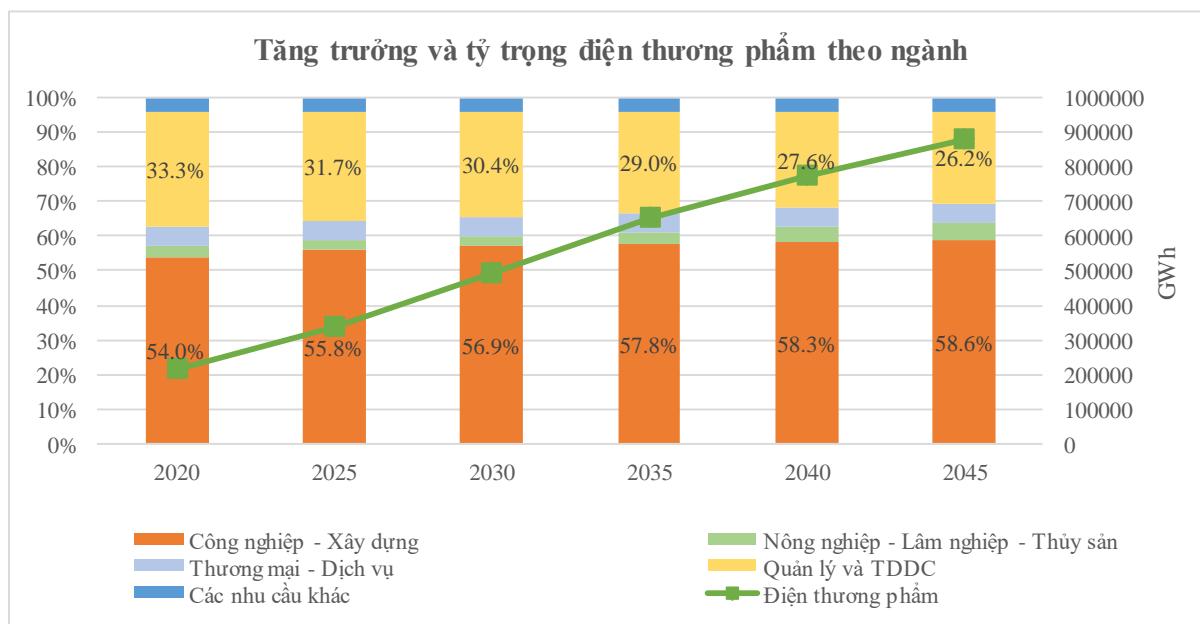
Nhu cầu điện theo các ngành kinh tế ở Kịch bản phụ tải cơ sở:

Bảng 6.4: Nhu cầu điện theo các ngành kinh tế ở Kịch bản phụ tải cơ sở

	Đơn vị	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	3.835.748	5.322.152	7.265.581	9.722.027	12.747.353	16.651.762

	Đơn vị	2020	2025	2030	2035	2040	2045
- Công nghiệp - Xây dựng	%	41,0%	42,7%	43,9%	44,7%	45,2%	45,6%
- Nông nghiệp - Lâm nghiệp - Thủy sản	%	15,1%	13,0%	11,4%	10,3%	9,4%	8,7%
- Thương mại - Dịch vụ	%	43,9%	44,3%	44,6%	45,0%	45,4%	45,7%
Tỷ lệ đô thị hóa	%	36,8	40,0	43,1	46,3	49,4	52,6
Thu nhập đầu người	USD/người	3490	5580	8177	11758	16582	23323
Tiêu thụ điện đầu người	kWh/người	2243	3294	4588	5770	6554	7076
Cường độ điện đối với GDP	kWh/triệu đồng	56,5	63,0	67,6	66,8	60,8	52,7
Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	5,9%	6,8%	6,4%	6,0%	5,6%	5,5%
Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	9,9%	9,1%	7,9%	5,7%	3,6%	2,5%
Hệ số đòn hồi điện đối với GDP 5-năm		1,67	1,35	1,24	0,96	0,64	0,46

Tác động của thay đổi cơ cấu kinh tế đến tăng trưởng điện thương phẩm thể hiện dưới đây:



Hình 6.3: Tác động của thay đổi cơ cấu kinh tế đến tăng trưởng điện thương phẩm trong kịch bản phụ tải cơ sở

Chi tiết xem thêm Phụ lục chương 6- PL 6.1.

6.3.3. Đánh giá các kịch bản dự báo nhu cầu điện

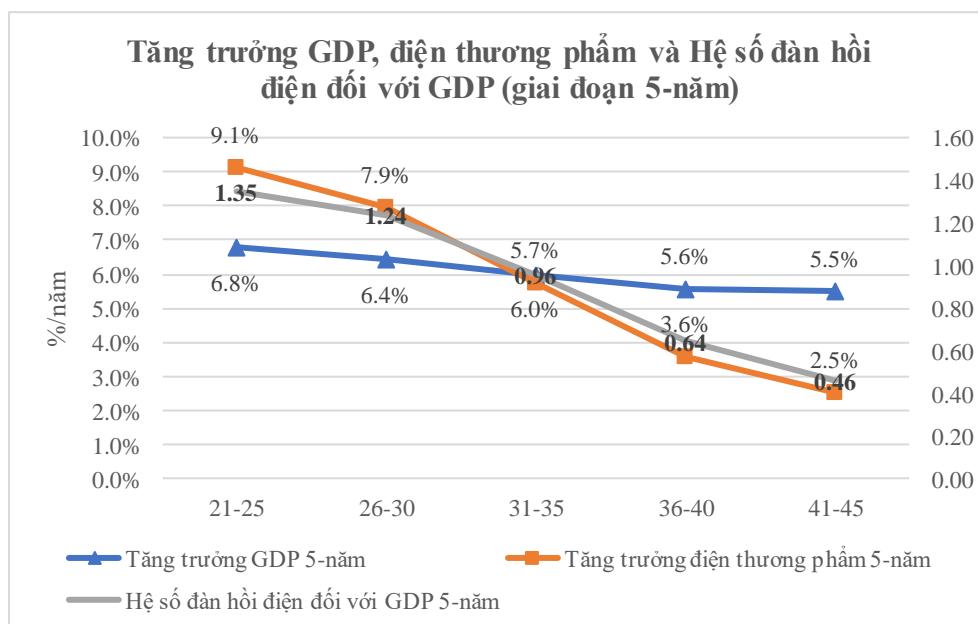
Các chỉ tiêu chính ở Kịch bản phụ tải cơ sở:

Ở Kịch bản cơ sở, tăng trưởng GDP bình quân theo từng giai đoạn 5-năm (2021-2025 đến 2041-2045) là: 6,8%, 6,4%, 6,0%, 5,6% và 5,5%/năm. Kết quả dự báo tăng trưởng bình quân ĐTP theo từng giai đoạn 5-năm tương ứng là: 9,1%, 7,9%, 5,7%, 3,6% và 2,5%/năm. Tương ứng với mức tăng này, hệ số đòn hồi giai đoạn 5 năm điện

đối với GDP giảm xuống mức 1,24 lần vào năm 2030 và sau đó giảm xuống 0,46 lần vào năm 2045.

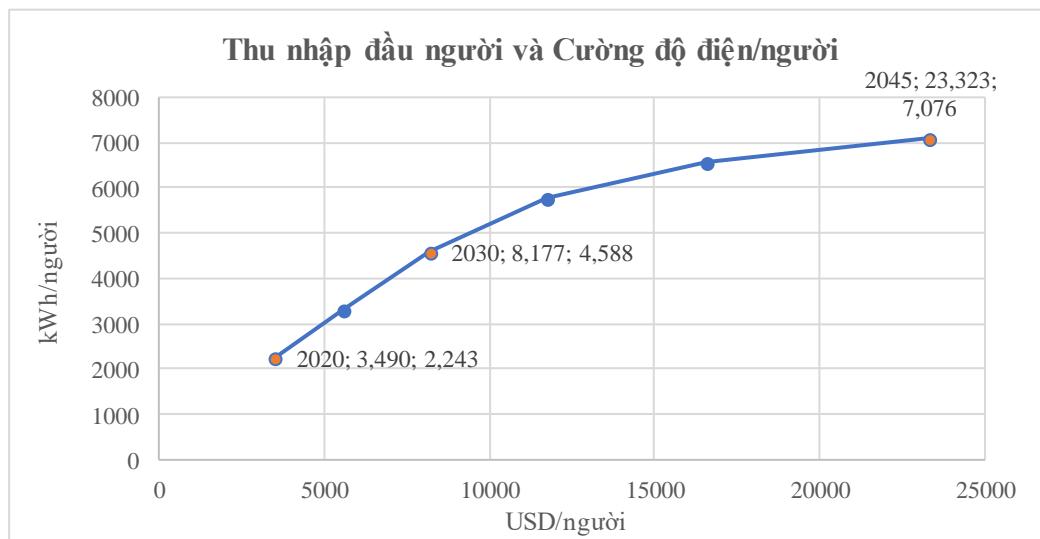
Kịch bản cơ sở về nhu cầu điện phù hợp với bối cảnh phát triển trong nước và so sánh với xu thế quốc tế xét đến mức tăng thu nhập đầu người và bối cảnh chuyển dịch cơ cấu kinh tế sang các ngành công nghiệp công nghệ cao và dịch vụ thương mại.

Sự thay đổi của hệ số đàn hồi điện so với GDP ở Kịch bản cơ sở như sau:



Hình 6.4: Sự thay đổi của hệ số đàn hồi điện so với GDP ở Kịch bản cơ sở

So sánh các chỉ tiêu và nhu cầu tiêu thụ điện với một số nước trên thế giới và trong khu vực. Mỗi quan hệ giữa thu nhập đầu người và cường độ điện đầu người ở Kịch bản cơ sở như sau:

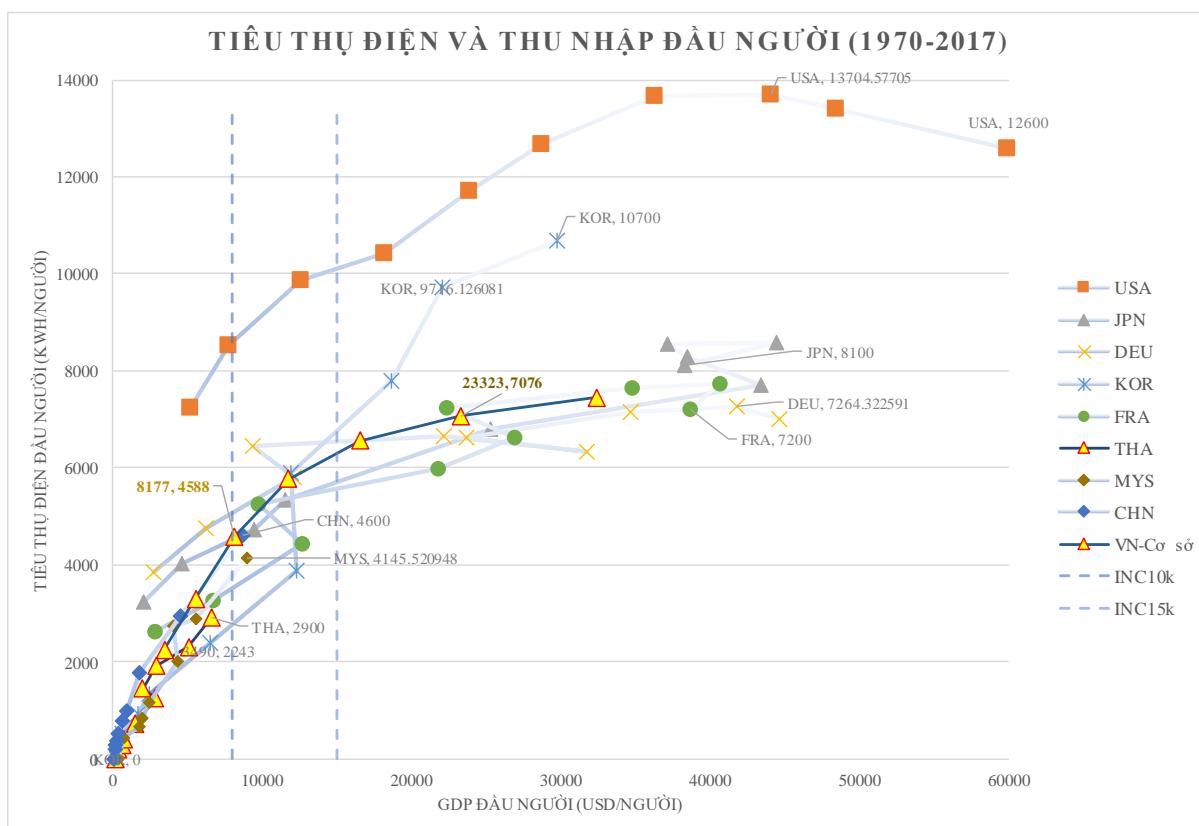


Hình 6.5: Mối quan hệ giữa thu nhập đầu người và cường độ điện đầu người – Kịch bản cơ sở

So sánh quốc tế:

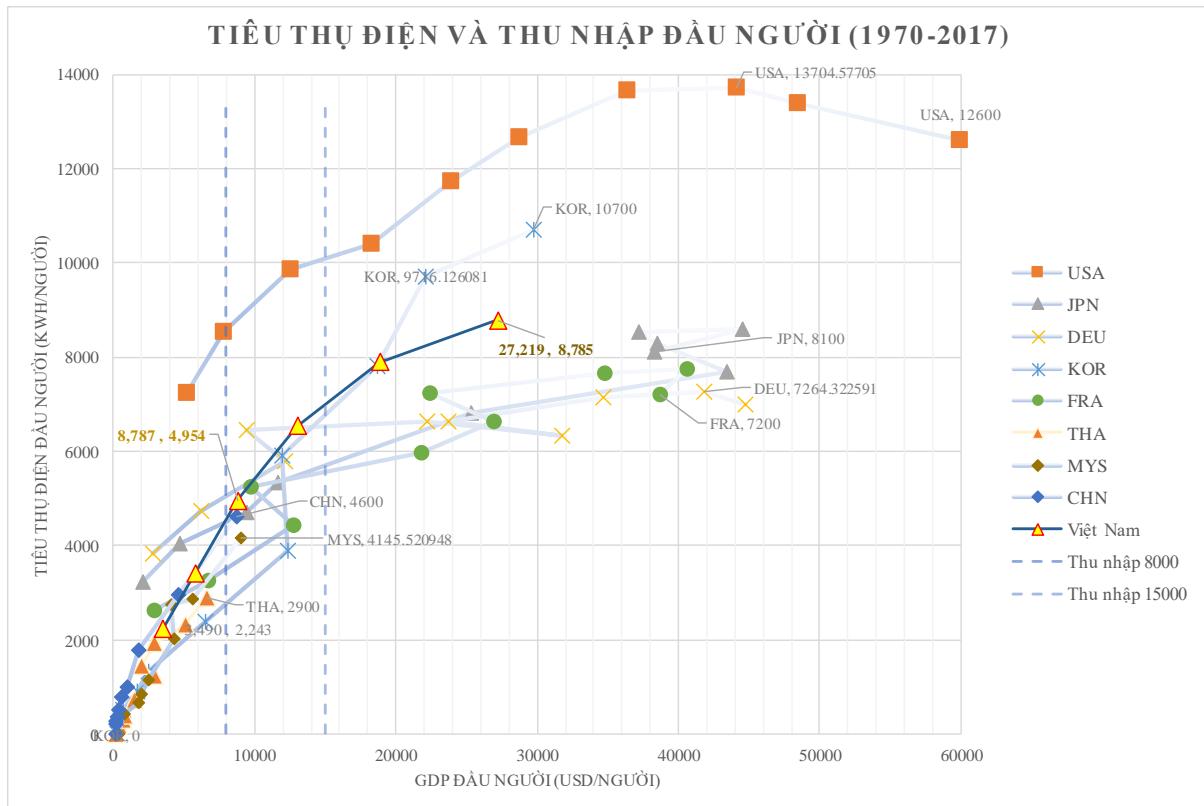
Kết quả dự báo nhu cầu điện thương phẩm được so sánh với các xu hướng dài hạn trong quá khứ của các nước trên thế giới. Khảo sát xu thế thay đổi của mối quan hệ giữa sử dụng điện đầu người và thu nhập đầu người cho thấy khi thu nhập đầu người vượt mức 8000 USD/năm, nhu cầu điện đầu người sẽ có xu hướng tăng chậm lại ở hầu hết các nước công nghiệp phát triển.

Kết quả dự báo ở Kịch bản phụ tải cơ sở cho thấy, mối tương quan giữa nhu cầu sử dụng điện và thu nhập của Việt Nam sẽ đi theo hướng công nghiệp hóa của các nước như Nhật Bản, Pháp, CHLB Đức... đến năm 2045. Ở Kịch bản phụ tải cơ sở, mức tiêu thụ điện đầu người năm 2030 là 4588 kWh/người.năm tương ứng với mức thu nhập đầu người 8177 USD/người.năm.



Hình 6.6: Tiêu thụ điện và thu nhập đầu người – kịch bản phụ tải cơ sở

Đối với kịch bản phụ tải cao, mối tương quan này sẽ đi theo hướng công nghiệp hóa của Hàn Quốc đến năm 2040, sau đó sẽ giảm dần cường độ sử dụng điện giai đoạn sau 2045. Ở Kịch bản phụ tải cao, mức tiêu thụ điện đầu người năm 2030 là 4954 kWh/người.năm tương ứng với mức thu nhập đầu người 8787 USD/người.năm.



Hình 6.7: Tiêu thụ điện và thu nhập đầu người – kịch bản phụ tải cao

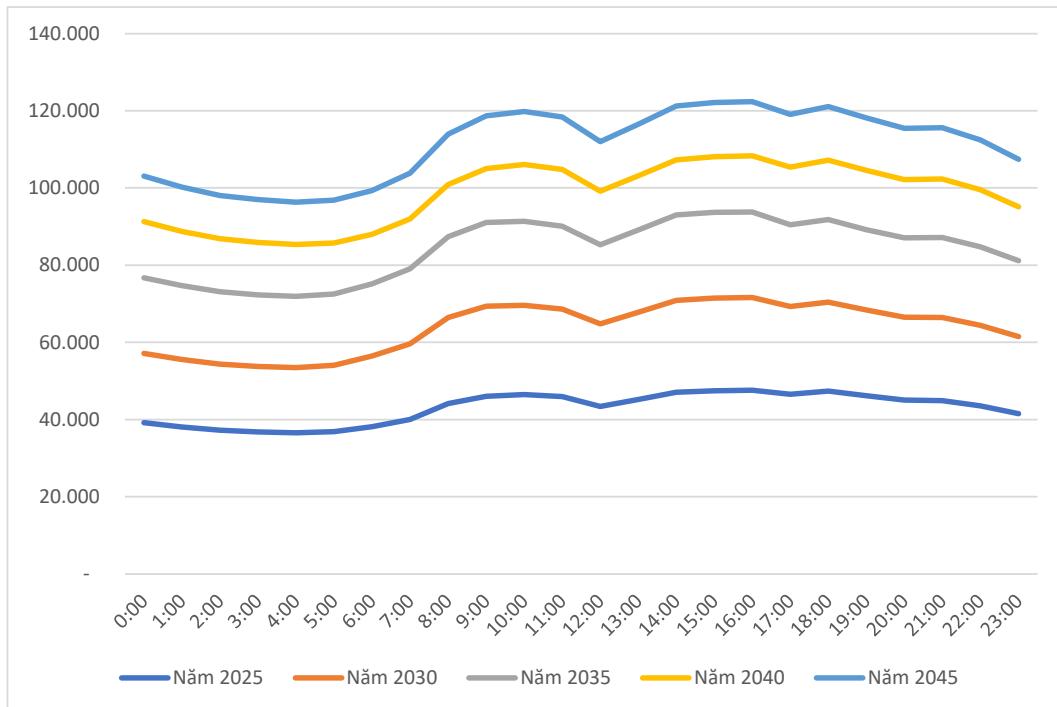
6.4. DỰ BÁO CHẾ ĐỘ TIÊU THỤ ĐIỆN CỦA 6 VÙNG, 3 MIỀN VÀ TOÀN QUỐC CHO GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH

Đối với dự báo biểu đồ phụ tải, Áp dụng phương pháp Hiệu chỉnh đồ thị phụ tải bậc thang theo hệ tương đối với năm cơ sở là 2019, có thể xây dựng được biểu đồ bậc thang theo hệ tuyệt đối với 8760 giá trị theo từng giờ của các năm dự báo. Các bảng dưới đây thể hiện các thông số của biểu đồ dự báo.

Bảng 6.5: Các thông số của biểu đồ năm

Năm	Điện sản xuất (GWh)	Pmax (GW)	Pmin (MW)	Hệ số phụ tải Lf	Pmin/Pmax
2025	378.632	59,3	20,5	0,7278	0,345
2030	551.291	86,5	29,6	0,7276	0,342
2035	726.996	113,9	39,1	0,7283	0,343
2040	864.952	135,6	46,5	0,7282	0,343
2045	977.001	153,2	52,5	0,7277	0,343

Hình dưới đây thể hiện biểu đồ phụ tải của Ngày làm việc điển hình ở các năm dự báo:



Hình 6.8: Biểu đồ năm của ngày làm việc điển hình

Tương tự như trên, biểu đồ và thông số của ngày cuối tuần hoặc ngày chứa Pmax năm được trình bày trong Phụ lục 6.5.

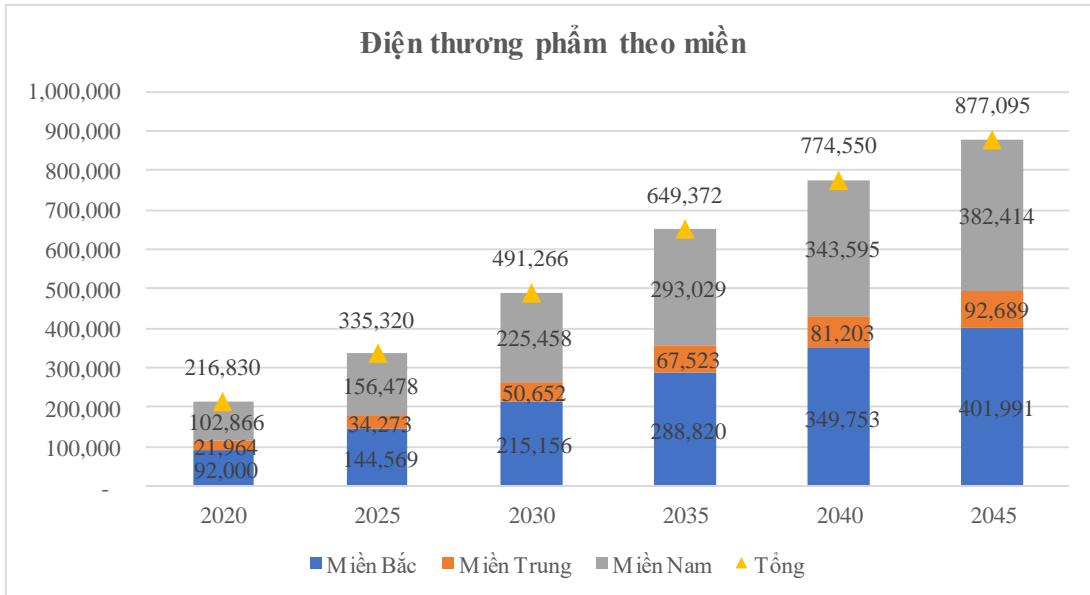
6.5. TỔNG HỢP DỰ BÁO PHU TẢI

6.5.1. Tổng hợp phụ tải 6 vùng, 3 miền và toàn hệ thống cho các mốc thời gian lập quy hoạch.

Tổng hợp kết quả dự báo nhu cầu điện theo 6 vùng, 3 miền của kịch bản phụ tải cơ sở được tổng hợp dưới đây:

Bảng 6.6: Kết quả dự báo Kích bản phu tải cơ sở theo 3 miền

		Đơn vị	2020	2030	2045
Miền Bắc	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	1627495	3162946	7524720
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	3.1%	6.7%	5.7%
	Điện thương phẩm	GWh	92,000	215,156	401,991
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	2.6%	8.3%	2.8%
	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		0.86	1.24	0.49
Miền Trung	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	388538	735211	1682436
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	1.8%	6.4%	5.5%
	Điện thương phẩm	GWh	21,964	50,652	92,689
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	12.6%	8.1%	2.7%
	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		7.18	1.27	0.49
Miền Nam	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	1819715	3367423	7444606
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	2.4%	6.2%	5.2%
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	2.0%	7.6%	2.2%
	Điện thương phẩm	GWh	102,866	225,458	382,414
	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		0.85	1.23	0.41



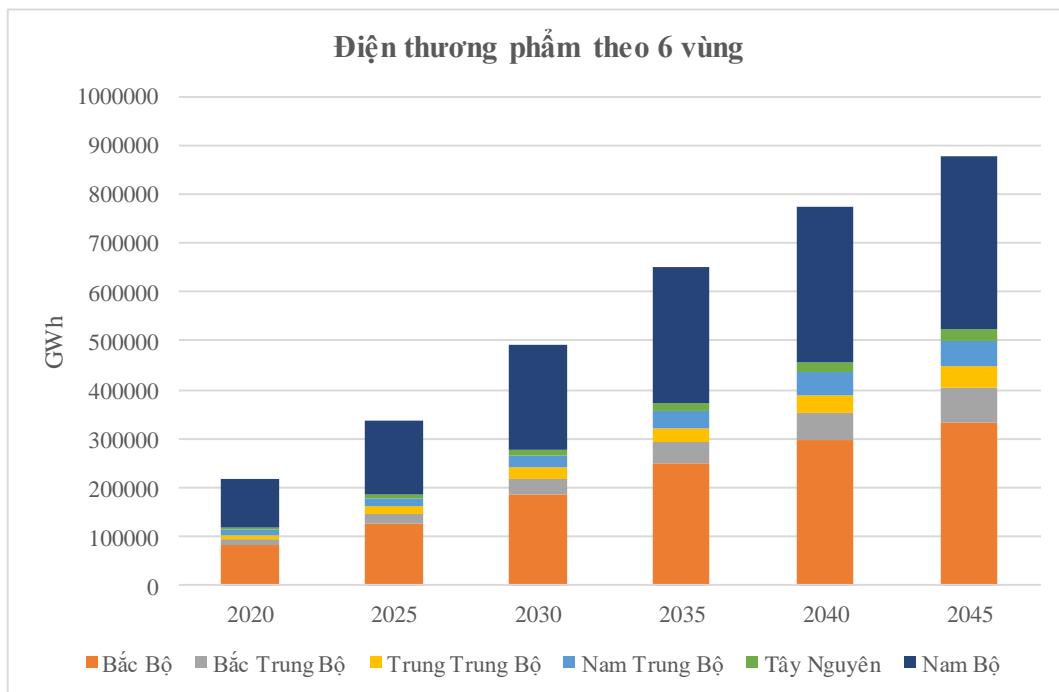
Hình 6.9: Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải theo miền (Kịch bản phụ tải cơ sở)

Bảng 6.7: Kết quả dự báo Kịch bản phụ tải cơ sở theo 6 vùng

Vùng	Chỉ tiêu	Đơn vị	2020	2030	2045
Bắc Bộ	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	1460135	2880724	6997495
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	3.4%	6.9%	5.9%
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	1.4%	8.0%	2.5%
	Điện thương phẩm	GWh	82540	187423	334429
	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		0.41	1.16	0.42
Bắc Trung Bộ	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	186925	346164	766189
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	2.8%	6.2%	5.2%
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	8.6%	9.2%	4.1%
	Điện thương phẩm	GWh	11167	29950	69110
	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		3.11	1.49	0.79
Trung Trung Bộ	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	179406	346074	814635
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	-0.2%	6.6%	5.7%
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	5.2%	8.5%	2.7%
	Điện thương phẩm	GWh	9541	23341	42772
	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		-21.13	1.28	0.48
Nam Trung Bộ	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	166218	308872	687356
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	-2.8%	6.2%	5.3%
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	5.4%	10.1%	3.8%
	Điện thương phẩm	GWh	10516	25146	55059
	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		-1.95	1.62	0.72
Tây Nguyên	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	91426	169248	374390
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	2.8%	6.2%	5.2%
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	8.8%	9.1%	2.8%
	Điện thương phẩm	GWh	4052	12107	22681
	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		3.13	1.47	0.54
Nam Bộ	Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	1751639	3214499	7011697
	Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	2.8%	6.1%	5.1%
	Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	2.8%	7.4%	2.0%

	Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		1.02	1.22	0.39
	Điện thương phẩm	GWh	99018	213299	353043

Hình 6.10: Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải theo vùng (Kịch bản phụ tải cơ sở)



Các kết quả dự báo chi tiết được trình bày trong Phụ lục 6.15.

6.5.2. Tổng hợp phụ tải từng tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương cho các mốc thời gian lập quy hoạch

Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện và công suất cực đại của từng tỉnh thành tương ứng với Kịch bản phụ tải cơ sở trong giai đoạn quy hoạch sẽ được sử dụng để xây dựng chương trình phát triển lưới điện. Kết quả tính toán dự báo nhu cầu và công suất cực đại được thể hiện trong Phụ lục 6.4.

Đối với riêng hai thành phố lớn Hà Nội và TP HCM, giai đoạn 2011-2019 vừa qua đã chứng kiến sự dịch chuyển cơ cấu từ Công nghiệp sang các thành phần tiêu thụ điện khác, đặc biệt là Thương mại dịch vụ. Tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện ở hai thành phố này cũng thấp hơn trung bình cả nước và các Tổng công ty điện lực khác. Xu thế này dự báo sẽ tiếp diễn trong những năm quy hoạch sắp tới, và động lực mới cho sự tăng trưởng nhu cầu điện ở hai thành phố lớn nhất này sẽ là khu vực Thương mại - Dịch vụ, trong đó có sự xuất hiện của hệ thống metro đô thị.

Theo kết quả dự báo, Thành phố Hà Nội với mức tăng trưởng GRDP địa phương giai đoạn 2021-2030 ở mức 8,5-10%/năm sẽ đạt tăng trưởng sản lượng điện trong cùng giai đoạn là 8,2%/năm. Dự kiến đến năm 2030, sản lượng điện của thành phố là 46,34 tỷ kWh, tiêu thụ điện trên đầu người đạt mức 5.740 kWh/người. Giai đoạn 2031-2045,

dự báo tốc độ tăng trưởng điện tiêu thụ của thành phố là 2,85%/năm, đạt 70,62 tỷ kWh vào năm 2045, tiêu thụ điện trên đầu người sẽ ở mức 8.270 kWh/người.

Thành phố Hồ Chí Minh với mức tăng trưởng GRDP địa phương giai đoạn 2021-2030 ở mức 6,5-8,5%/năm sẽ đạt tăng trưởng sản lượng điện trong cùng giai đoạn là 6,9%/năm. Dự kiến đến năm 2030, sản lượng điện của thành phố là 53,04 tỷ kWh, tiêu thụ điện trên đầu người đạt mức 5.710 kWh/người. Giai đoạn 2031-2045, dự báo tốc độ tăng trưởng điện tiêu thụ của thành phố là 2,83%/năm, đạt 80,6 tỷ kWh vào năm 2045, tiêu thụ điện trên đầu người sẽ ở mức 8.370 kWh/người.

6.6. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ VỀ CÁC PHƯƠNG ÁN PHỤ TẢI ĐIỆN

Kết quả dự báo điện thương phẩm của kịch bản cơ sở QHĐ VIII thấp hơn so với kịch bản cơ sở QHĐ VII ĐC khoảng 18 TWh vào năm 2020, 17 TWh năm 2025, và 15 TWh năm 2030. Công suất cực đại năm 2030 của QHĐ VIII sẽ thấp hơn 4,1 GW so với QHĐ VII ĐC. Nhu cầu điện của QHĐ VIII thấp hơn QHĐ VII ĐC chủ yếu là do dự báo tăng trưởng GDP thấp hơn so với QHĐ VII ĐC (tăng trưởng GDP giai đoạn 2016-2035 là 7%/năm trong kịch bản cơ sở và 7,6% trong kịch bản cao). Nhu cầu điện theo kịch bản cao đến năm 2030 của QHĐ VIII cao hơn nhu cầu điện theo kịch bản cơ sở của QHĐ VII ĐC là khoảng 25 TWh, và thấp hơn kịch bản cao của QHĐ VII ĐC là 29 TWh.

Hệ số đòn hồi điện thương phẩm/ GDP đạt 1,24 lần giai đoạn 2026 - 2030 và giảm xuống 0,46 lần giai đoạn 2041 - 2045. Điều này thể hiện tác động của chuyển dịch cơ cấu kinh tế và hiệu quả chung sử dụng điện của Việt Nam sẽ dần được cải thiện theo thời gian.

Sự khác biệt lớn nữa giữa nhu cầu phụ tải QHĐ VIII và QHĐ VII ĐC là sự thay đổi tỷ trọng nhu cầu điện giữa miền Nam và miền Bắc. Theo QHĐ VIII, tỷ trọng điện thương phẩm của miền Bắc sẽ tăng dần từ 42,4% năm 2020 lên 45,8% năm 2045, miền Nam sẽ giảm tỷ trọng từ 47,4% năm 2020 xuống 43,6% năm 2045, vào năm 2040 điện thương phẩm của miền Bắc sẽ bắt đầu vượt điện thương phẩm miền Nam. Trong khi theo QHĐ VII ĐC, điện thương phẩm của miền Nam luôn chiếm 49-50% điện thương phẩm toàn quốc, miền Bắc chỉ chiếm 41-42%. Về công suất cực đại, hiện tại và trong tương lai miền Bắc luôn có nhu cầu công suất cực đại cao hơn miền Nam, trong khi theo QHĐ VII ĐC công suất cực đại của miền Nam luôn cao hơn miền Bắc.

CHƯƠNG 7. NĂNG LƯỢNG S C P CHO PHÁT I N

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

1. Khoa học khai thác năng lượng s c p trong nước

- **Khí trong nước:** Sau năm 2025, sẽ có khí cung cấp cho điện gió mđn, cbi t là năm 2030 và 2035. Giai đoạn 2035-2045, nguồn cung khí cho điện còn nguồn khí mìn Trung (Cá Voi Xanh và Báo Vàng) và nguồn khí Lô B.

Khu vực Đông Nam Bộ có nhu cầu khí cho các tiêu thụ LNG năm 2023. Khu vực Tây Nam Bộ, khí Lô B cung cấp cho TT Lô Môn (3800MW), phần khí của các mỏ có sẵn và sẽ khai thác tiếp, có thể mua cho phát triển ngoài kinh tế xem xét bù khí cho Ninh Thuận (giá mua khí từ Malaysia), không cung cấp thêm cho Ninh Kiên Giang (đã có trong QH VII C).

Khu vực miền Trung, khí Cá Voi Xanh cung cấp cho 5 nhà máy đã có quy hoạch tại Dung Quất và Chu Lai với công suất 5x750MW, khí Báo Vàng cung cấp cho Ninh Bình (340MW) và 1 số phát triển ngoài kinh tế.

Mô hình Bумi cung cấp khí nitrile 114 (gần Quang Trị) hiện nay chưa có thông tin thành phán khí, vì có quy trình khai thác sẽ cung cấp sau khi có kết quả mài khoan tháng 3 vào năm 2021, nên cần xem xét tính toán riêng một phần khí phát triển ở lắc có sẵn thi công nguồn điện khí mìn Kèn Bù. Tuy nhiên không có các nguồn điện khí Kèn Bù vào cận kề. Quan trọng cần QH VIII sử dụng tiên phát triển các công trình điện để khai thác Quang Trị, sẽ xem xét thay đổi nhu cầu xây dựng các nguồn điện như than và LNG cách chia nhỏ khu vực.

- **Than trong nước:** tảng sôil có than nâu có thể cung cấp cho năm 2020 khoảng 35 triệu tấn, năm 2025 khoảng 36,3 triệu tấn, năm 2030 khoảng 39,8 triệu tấn, năm 2035 khoảng 39,5 triệu tấn. Theo điều kiện khai thác than cho giai đoạn sau năm 2035, quy mô cung cấp than trong nước cho điện chỉ là mức 39,5 triệu tấn/năm cho giai đoạn 2035-2045. Vì quy mô này, than trong nước có thể cung cấp gần 14GW nhiệt điện than nâu hiện hữu. Các nhà máy nhiệt điện than khu vực miền Bắc

chuẩn bị vào vận hành như Thái Bình 2, Hải Dương, Nam Định I đều phải sử dụng than trộn, trong đó phần lớn là than nhập khẩu. Các nhà máy điện than nội ở miền Nam (Vĩnh Tân II, Duyên Hải I) cũng cần xem xét sử dụng than trộn trong giai đoạn tới.

- **Khí băng cháy, khí đá phiến, khí than:** Hiện nay các nguồn tài nguyên hóa thạch khí băng cháy, khí đá phiến và khí than của nước ta vẫn đang ở giai đoạn nghiên cứu tiềm năng, chưa có số liệu rõ ràng để có thể xem xét khả năng khai thác và sử dụng trong giai đoạn quy hoạch. Vì vậy, cần tiếp tục đầu tư và tập trung nghiên cứu để khẳng định tiềm năng và làm rõ bức tranh về dạng khí phi truyền thống ở các bể trầm tích. Việt Nam cần có cơ chế, chính sách hỗ trợ đặc biệt trong việc tăng cường hợp tác, thu hút đầu tư nước ngoài trong công tác nghiên cứu và đánh giá tiềm năng tài nguyên khí phi truyền thống này.

- **Nhiên liệu khí hydro hóa lỏng (Hydrogen):** hiện nay nhiên liệu khí hydro vẫn khá đắt tiền. Khí hydro không bền và dễ cháy, khó khăn trong chuyên chở. Hydro được chuyên chở dưới dạng lỏng với áp suất cao. Vì năng lượng hydro là sạch và tái tạo được, nên mặc dù đắt tiền và chuyên chở khó khăn, nhưng các nhà khoa học và các công ty vẫn ráo riết nghiên cứu để làm sao chế tạo ra hydro rẻ tiền hơn và dễ dàng sử dụng hơn. Việc sản xuất hydro trực tiếp từ nước biển đang có khả năng phát triển với quy mô lớn. Vì vậy trong tương lai dài hạn, nguồn nguyên liệu hydro chắc chắn sẽ được sử dụng nhiều hơn trong lĩnh vực sản xuất điện, Việt Nam cần tăng cường nghiên cứu khả năng áp dụng công nghệ sử dụng khí Hydrogen để sản xuất điện trong giai đoạn tới. Xem xét nghiên cứu khả năng sử dụng Hydrogen để tích trữ năng lượng thay cho thủy điện tích năng và pin tích năng Li-ion trong tương lai

2. Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho phát điện

- **Nhập khẩu khí LNG:** nước ta có khả năng nhập khẩu LNG từ Australia, Quata, Mỹ do hiện nay đây là những nước xuất khẩu LNG lớn nhất và có kế hoạch tăng thêm sản lượng xuất khẩu, trong dài hạn cần xem xét nhập khẩu thêm từ Nga và các nước Trung Đông. Việc tạo nhiều nguồn nhập khẩu LNG là cần thiết nhằm nâng cao an ninh cung cấp nhiên liệu. Mặc dù tiềm năng khí thế giới rất lớn (khí băng cháy) nhưng vẫn trong giai đoạn nghiên cứu khả năng khai thác, trữ lượng khí đã được chứng minh có thể khai thác là không lớn, chỉ có thể khai thác trong 50 năm nữa với mức tiêu thụ hiện tại, trong khi nhu cầu khí thế giới ngày càng tăng. Do vậy, cần sớm xây dựng hạ tầng nhập khẩu LNG và các nguồn điện sử dụng LNG.

- **Nhập khẩu than:** Việt Nam có thể nhập khẩu than từ các nước Indonesia, Australia, Nam Phi và Nga. Trữ lượng than thế giới còn dài hạn (có thể khai thác 130 năm nữa với mức tiêu thụ hiện tại), trong khi tốc độ tăng trưởng nhu cầu than thế giới trong giai đoạn tới là khá thấp, không cao như nhu cầu khí. Một số nước xuất khẩu

than như Australia đang quan tâm xem xét đến việc chế biến than để giảm tác động đến môi trường cho loại hình nhiên liệu này. Vì vậy việc tiếp tục phát triển các nguồn điện than nhập khẩu trong dài hạn đối với Việt Nam là khả thi.

- Về vị trí tiềm năng xây dựng các nguồn điện than nhập khẩu và LNG nhập khẩu: thường tập trung tại các tỉnh ven biển, có khả năng xây dựng cảng nước sâu. Khu vực miền Trung có tiềm năng lớn về các vị trí xây dựng kho cảng LNG, các nhà máy điện sử dụng LNG và than nhập khẩu quy mô lớn, nhưng lại có nhu cầu phụ tải thấp. Khu vực miền Nam hiện tại có rất nhiều dự án nhà máy điện sử dụng LNG quy mô lớn đã đăng ký đầu tư, nhưng miền Nam lại có tiềm năng lớn về nguồn điện gió và mặt trời. Trong giai đoạn tới, Bắc Bộ sẽ là khu vực tăng trưởng nhanh, có nhu cầu phụ tải lớn, trong khi vị trí tiềm năng xây dựng nguồn điện than và LNG hạn chế. Vì vậy cần tìm kiếm vị trí tiềm năng xây dựng nguồn nhiệt điện sử dụng nhiên liệu nhập khẩu LNG và than tại khu vực Bắc Bộ.

3. Khả năng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng

Tổng quy mô công suất nguồn điện tiềm năng có thể nhập khẩu từ Lào là 17GW gồm 7,4GW nguồn thủy điện, 4,9GW nguồn NĐ than, 5GW nguồn điện gió và mặt trời. Dự kiến đầu nối về Bắc Bộ là 2,8GW, Bắc Trung Bộ là 5,3GW, Trung Trung Bộ 7GW, Tây Nguyên 2GW. Hiện trạng phía Lào, nước ta đã nhập khẩu 572MW, đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận chủ trương nhập khẩu và phương án đấu nối là 1987MW, EVN đã báo cáo Bộ Công Thương tiềm năng có thể nhập khẩu thêm khoảng 7,5GW. Việc nhập khẩu điện từ nước ngoài sẽ giúp giảm ảnh hưởng đến môi trường so với tự sản xuất trong nước, nên quan điểm của đề án là sẽ đưa vào hết khả năng nhập khẩu trong giai đoạn quy hoạch, tuy nhiên để nhập khẩu được còn phụ thuộc vào điều kiện chính trị và hợp tác giữa các nước. Do vậy, để tăng cường đảm bảo tính an ninh năng lượng trong nước, khi tính toán cơ cấu nguồn điện dự kiến phát triển trong tương lai, đề án chỉ đưa vào quy mô nhập khẩu điện từ Lào theo đúng quy mô đã được ký kết trong văn bản ghi nhớ ngày 16/9/2016 giữa Việt Nam và Lào, theo đó Việt Nam có thể nhập khẩu từ Lào khoảng 3000MW vào năm 2025 và khoảng 5000MW vào năm 2030. Trong đó, các nguồn thủy điện có hồ chứa của Lào, và các dự án đấu nối về khu vực Bắc Bộ (ít ảnh hưởng đến truyền tải liên miền của Việt Nam) sẽ được ưu tiên nhập khẩu.

Đối với nhập khẩu Trung Quốc, đề án tính toán với trường hợp chỉ duy trì mua điện ở cấp 220kV như hiện tại với quy mô 700MW và 3,5 tỷ kWh/năm. Trường hợp có thể mua thêm 1000MW và 5,5 tỷ kWh/năm thì sẽ xem xét bù vào phần công suất dự phòng cho trường hợp phụ tải cao.

7.1. HIỆN TRẠNG SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP CHO SẢN XUẤT ĐIỆN

7.1.1. Hiện trạng sử dụng khai thác thủy điện

Căn cứ theo thống kê thủy điện toàn quốc của Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, tiềm năng kinh tế - kỹ thuật thủy điện vừa và lớn tại Việt Nam khoảng 75- 80 tỷ kWh, tương đương khoảng 20.000 MW công suất đặt. Tổng công suất thủy điện vừa và lớn của Việt Nam đã được xây dựng đến năm 2020 khoảng 18.200 MW. Tổng các dự án thủy điện nhỏ (dưới 30MW) có khả năng xây dựng là khoảng 6000MW, hiện tại đã xây dựng và đi vào hoạt động hơn 3200MW. Như vậy về cơ bản, thủy điện đã được khai thác gần hết tiềm năng.

Các năm 2017, 2018 là những năm nước về nhiều, tổng điện năng sản xuất từ thủy điện năm 2018 là 83081GWh, trong đó, 73278GWh đóng góp bởi các thủy điện vừa và lớn, phần còn lại 9797 GWh do các thủy điện nhỏ đảm nhận. Năm 2019, 2020 là những năm khô hạn, tổng sản lượng thủy điện chỉ đạt 66 tỷ năm 2019. Chi tiết sản lượng điện theo từng loại nhà máy thủy điện giai đoạn 2010-2019 được thể hiện dưới đây:

Bảng 7.1: Diễn biến sản lượng thủy điện 2010-2019 (GWh)

Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TĐ lớn	27550	40928	52496	56944	59840	56123	56312	76144	73284	56000
TĐ nhỏ (<30MW)	1820	3543	4374	4989	5002	5924	7179	9796	9797	10100

Nguồn: Tổng kết vận hành hàng năm của DDQG

Mặc dù đã được khai thác gần hết nhưng việc phát triển một số công trình thủy điện còn để lại những tác động như: lượng di dân tái định cư lớn, sinh kế của người dân, mất rừng và môi trường sống, tác động đến cơ chế thủy văn, suy giảm đa dạng sinh học. Vì vậy những năm gần đây Bộ Công Thương đã thực hiện xiết chặt quá trình thẩm tra thiết kế, thi công, quản lý các công trình thủy điện, tăng cường công tác quản lý an toàn đập thủy điện trong mùa lũ, công tác phòng chống thiên tai, lũ lụt, bão và tìm kiếm cứu nạn, vận hành hồ chứa và nhà máy thủy điện để đảm bảo an toàn cho vùng hạ du, và giám sát tác động của việc phát triển thủy điện tới môi trường.

7.1.2. Hiện trạng sử dụng than cho sản xuất điện

Những năm trở lại đây sản lượng than thương phẩm khai thác trong nước duy trì ở mức trên dưới 40 triệu tấn/năm. Sản lượng thực tế khai thác thấp hơn so với dự kiến trong Điều chỉnh Quy hoạch ngành than, tuy nhiên ngành than vẫn cơ bản đáp ứng cung cấp than cho nhu cầu sử dụng trong nước do được bù đắp bởi lượng than nhập khẩu. Bảng dưới đây thể hiện sản lượng than sạch được khai thác trong giai đoạn 2010-2019 với hầu hết sản lượng được khai thác ở các mỏ than Đông Bắc.

Bảng 7.2: Diễn biến khai thác than giai đoạn 2010-2019 (triệu tấn)

Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Sản lượng than sạch	44,01	46,61	42,08	41,04	41,07	41,48	38,74	38,41	42,05	45,9

Nguồn: Niên giám thống kê 2019

Than trong nước sử dụng cho sản xuất điện là các loại than cám từ 4a đến 6b, phần lớn sử dụng than cám 5 và cám 6 có nhiệt trị khoảng 4200-5000kcal/kg. Năm 2019, sản lượng than trong nước cấp cho sản xuất điện chiếm gần 76% sản lượng than khai thác (khoảng 35 triệu tấn/năm), 24% còn lại cấp cho các ngành ngoài điện. Với sản lượng trên chỉ cấp đủ cho khoảng 14000MW nhiệt điện than trong nước, trong đó các nhà máy sử dụng than nội chủ yếu tập trung tại miền Bắc do gần vùng nhiên liệu. Khu vực miền Nam hiện chỉ có NĐ Duyên Hải I và Vĩnh Tân II sử dụng than nội (cám 6a), các nhà máy mới vào vận hành sẽ phải sử dụng than nhập (Duyên Hải III, Vĩnh Tân I, IV). Sản lượng tiêu thụ than cho sản xuất điện trong những năm qua như sau:

Bảng 7.3: Sản lượng than tiêu thụ cho sản xuất điện giai đoạn 2010-2019 (triệu tấn)

Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Than trong nước	8,27	10,78	10,85	11,55	15,98	24,22	28,68	26,63	33,06	35,06
Than nhập khẩu							1,70	4,06	7,24	17,24

Nguồn: Tổng kết vận hành hàng năm của ĐĐQG

Trong những năm gần đây, việc cấp than cho các nhà máy điện cũng gặp nhiều khó khăn, lượng than tồn trong kho than các nhà máy điện ở mức thấp kỷ lục vào năm 2018, nhiều nhà máy không đủ than để vận hành, đã có những thời điểm phải giảm công suất huy động hoặc ngừng dự phòng bớt các tổ máy do không đủ than, như trường hợp của các nhà máy Quảng Ninh, Hải Phòng, Thái Bình, Nghi Sơn, trong đó điển hình là Quảng Ninh có những thời điểm phải ngừng 2/4 tổ máy do thiếu than. Nhu cầu than cho sản xuất điện đã liên tục tăng, từ 24 triệu tấn năm 2015 lên 40 triệu tấn năm 2018 (tăng 67%). Năm 2019, nhu cầu than cho sản xuất điện là 52 triệu tấn, trong đó nhu cầu than antraxit là 40 triệu tấn. Khả năng sản xuất than antraxit trong nước để cấp cho sản xuất điện của TKV và TCT Đông Bắc hiện nay chỉ ~35 triệu tấn (bằng ~88% tổng nhu cầu) nên phải nhập khẩu và pha trộn than để đảm bảo nhu cầu tiêu thụ. Trong các năm tới, nhu cầu than antraxit sẽ tiếp tục tăng cao khi một số nhà máy mới vào vận hành như: Na Dương II, Hải Dương, Thái Bình 2, An Khánh - Bắc Giang.

7.1.3. Hiện trạng sử dụng khí và dầu cho sản xuất điện;

Khí hiện đang được khai thác tại 26 mỏ khí, mỏ dầu - khí đồng hành như: Lan Tây, Lan Đỏ, Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây, Chim Sáo/Dừa, Hải Thạch Mộc Tinh, Bạch

Hồ, Rạng Đông, Phương Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Thiên Ưng, PM3-CAA, 46 Cái Nước, Tiền Hải,... và một số mỏ đang được phát triển, chủ yếu ở khu vực nước nông tại các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, chiếm 50% trữ lượng khí đã phát hiện tại Việt Nam. Ngoài ra còn có khoảng 30 mỏ chưa có kế hoạch phát triển vì hầu hết là các mỏ nhỏ hoặc là ở các khu vực nước sâu, xa bờ, có điều kiện địa lý, địa chất khó khăn. Giai đoạn 2010-2019, sản lượng khí tự nhiên khai thác hàng năm trung bình khoảng 9-10 tỷ m³/năm.

Bảng 7.4: Diễn biến khai thác khí tự nhiên giai đoạn 2010-2019 (tỷ m³)

Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Sản lượng khí khai thác	9,40	8,70	9,36	9,75	10,21	10,67	10,61	9,86	10,01	10,01

Nguồn: Niên giám thống kê 2019

Hiện tại, sản lượng khí thiên nhiên sử dụng cho sản xuất điện chiếm 77% tổng thị trường tiêu thụ khí, tiêu thụ khí của các hộ tiêu thụ sản xuất đậm chiếm 11%, cho sản xuất công nghiệp và khác chiếm khoảng 12%. Với việc đẩy mạnh hoạt động thăm dò khai thác dầu khí và đầu tư phát triển các hệ thống cơ sở hạ tầng, ngành công nghiệp khí Việt Nam đã hình thành 3 khu vực thị trường tiêu thụ khí thiên nhiên: Khu vực Tiền Hải-Thái Bình, khu vực Đông Nam Bộ (Bà Rịa-Vũng Tàu, TP. HCM, Đồng Nai) và khu vực Tây Nam Bộ (Cà Mau). Cơ cấu tiêu thụ khí theo các vùng và các ngành như sau:

Bảng 7.5: Thị trường tiêu thụ khí tự nhiên trong nước

Miền	Tiêu thụ khí năm 2018 (tỷ m ³)	Cơ cấu tiêu thụ khí		
		Điện	Đạm	CN, khác
Miền Bắc	0,16			100%
Đông Nam Bộ	7,67	81%	9%	10%
Tây Nam Bộ	2,17	65%	23,5%	11,5%
Toàn quốc	10,01	77,1%	10,9%	12%

Nguồn: Khu vực Đông Nam Bộ: Công văn số 6804/DKVN-K&CBĐK ngày 6/11/2018 (số liệu trung bình thực tế). Miền Bắc và khu vực Tây Nam Bộ: Số liệu sản xuất kinh doanh thực tế

Tại khu vực Đông Nam Bộ, tổng lượng khí NCS+CL tiêu thụ cho sản xuất điện đạt ~ **6,22** tỷ m³ khí vào năm 2018, đạt **6,6** tỷ m³ năm 2019. Đối với cụm khí Nam Côn Sơn + Cửu Long, từ năm 2018 là năm bắt đầu bước vào giai đoạn suy giảm cấp khí của Lô 06.1 Lan Tây - Lan Đỏ trong khi các nguồn cung từ các mỏ mới chưa đáp ứng được yêu cầu. Nguồn khí NCS vận hành không ổn định, nhiều lần gặp sự cố gây ngừng/giảm khả năng cấp khí cho phát điện. Nhìn chung những năm gần đây, lượng khí cấp không đáp ứng đủ nhu cầu cho phát điện.

Tại khu vực Tây Nam Bộ, tổng lượng khí PM3-CAA tiêu thụ cho sản xuất điện đạt ~ **1,44** tỷ m³ khí năm 2019. Khí PM3 vận hành không ổn định nhiều lần gấp sự cố gây ngừng/giảm khả năng cấp khí cho phát điện. Việc nhà máy xử lý GPP Cà Mau vào vận hành chính thức trong năm 2018 làm giảm khoảng 3,6 triệu kWh/ngày, mất đi khả năng đáp ứng phụ tải đỉnh trong giờ cao điểm khoảng 150MW của NMĐ Cà Mau, qua đó ảnh hưởng đến khả năng đáp ứng phụ tải ngày càng tăng cao của hệ thống điện miền Nam.

Bảng 7.6: Sản lượng khí tiêu thụ cho sản xuất điện giai đoạn 2010-2019 (tỷ m³)

Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Khí Đông Nam Bộ	6,76	5,92	6,11	6,35	6,95	7,29	6,92	5,86	6,22	6,59
Khí Tây Nam Bộ	1,56	1,54	1,46	1,495	1,36	1,47	1,51	1,45	1,41	1,44

Nguồn: Tổng kết vận hành hàng năm của ĐĐQG

Về việc sử dụng dầu, dầu FO và DO là 2 loại dầu được sử dụng trong phát điện. Một phần nhỏ là nhiên liệu phụ được sử dụng trong các nhà máy nhiệt điện than để khởi động lò và đốt lò ở mức tải thấp. Phần lớn dầu được sử dụng trong các nhà máy nhiệt điện dầu FO và tua bin khí dầu DO, và được huy động để phủ đỉnh trong các đợt sự cố khí, ngừng bảo dưỡng hệ thống khí PM3-CAA, bảo dưỡng hệ thống khí Nam Côn Sơn. Đồng thời nhiệt điện dầu FO và tua bin khí dầu DO còn được trong các tháng mùa khô (tháng 3, 4, 5). Ngoài ra dầu FO cũng được sử dụng làm nguồn dự phòng của một số phụ tải công nghiệp lớn, hoặc cấp điện cho các phụ tải chuyên dụng (Lọc dầu Dung Quất, Nghi Sơn, các nhà máy đạm, alum...). Sản lượng dầu được sử dụng cho phát điện lớn nhất vào năm 2010, 2019 do thiếu nguồn và, những năm nước về nhiều như 2012, 2017 sản lượng huy động dầu khá thấp.

Bảng 7.7: Sản lượng dầu tiêu thụ cho sản xuất điện giai đoạn 2010-2019 (triệu tấn)

Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Dầu FO	3.5	1.8	0.05	0.1	0.1	0.4	1.0	0.1	0.6	3.0
Dầu DO	1.0	0.5	0.1	0.1	0.2	0.1	0.3	0.05	0.2	1.0

Nguồn: Tổng kết vận hành hàng năm của ĐĐQG, sản lượng chỉ tính cho các NM ND dầu và TBK chạy dầu phát điện vào hệ thống.

7.1.4. Hiện trạng sử dụng năng lượng mới và năng lượng tái tạo cho sản xuất điện

Hiện tại, các nguồn năng lượng mới và năng lượng tái tạo đang được khai thác tại Việt Nam bao gồm: điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối (bã mía, rơm rạ..), và điện rác thải. Các loại hình năng lượng khác có tiềm năng cho sản xuất điện tại Việt Nam như: nguồn điện thủy triều, nguồn điện địa nhiệt, nguồn điện từ băng cháy, nguồn điện từ hydro...mới trong giai đoạn nghiên cứu và thăm dò tiềm năng.

Điện gió và điện mặt trời là 2 loại hình nguồn năng lượng tái tạo có tiềm năng lớn tại Việt Nam. Những năm gần đây do công nghệ phát triển, chi phí đầu tư xây dựng của 2 loại hình nguồn điện này đã giảm khá nhiều so với những năm đầu thập kỷ. Cùng với đó, Chính phủ đã đưa ra cơ chế khuyến khích phát triển điện gió và mặt trời thông qua giá mua điện đã khiến cho các dự án điện mặt trời và điện gió phát triển rất nồng trong thời gian vừa qua, đặc biệt là các dự án điện mặt trời do thời gian thi công xây dựng ngắn.

Đến hết năm 2020, tổng công suất điện mặt trời (cả áp mái) đã vào vận hành khoảng gần 17GW, tập trung ở khu vực tỉnh miền Nam và Tây Nguyên. Do thời gian xây dựng các dự án điện mặt trời khá nhanh, trong khi lưới truyền tải không kịp đáp ứng tiến độ của các dự án điện mặt trời, khiến cho các dự án đã vào vận hành tại khu vực Ninh Thuận, Bình Thuận đang phải chịu cắt giảm công suất phát hàng ngày để tránh quá tải lưới điện khu vực.

Các dự án điện gió cũng hấp dẫn các nhà đầu tư. Đến cuối năm 2020, tổng công suất nguồn điện gió đi vào vận hành khoảng 600MW, tuy nhiên tổng công suất điện gió đã được phê duyệt bổ sung vào QHĐ7ĐC đã lên tới 12GW, dự kiến vào hoạt động năm 2021, chủ yếu ở khu vực Tây Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Mặc dù đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch nhưng điện gió khó có thể vào kịp toàn bộ quy mô vào năm 2021 do phải thực hiện đo gió và thời gian xây dựng lâu hơn điện mặt trời.

Nước ta có tiềm năng nguồn điện sinh khối từ các loại nguyên liệu như bã mía, rơm rạ, gỗ vụn, mùn cưa, vỏ trấu. Tuy nhiên hiện nay mới chỉ khai thác và đưa vào hoạt động khoảng 500MW điện sinh khối từ bã mía, các nhà máy này thường được xây dựng kết hợp với các nhà máy sản xuất đường và chỉ phát sản lượng thừa lên lưới.

Một số nhà máy điện rác thải cũng đã được xây dựng và vận hành như: NM đốt rác Nam Sơn (1,93MW), NM xử lý rác Cần Thơ (7,5MW) sử dụng công nghệ đốt rác trực tiếp, NM rác thải chôn lấp Gò Cát (2,4MW).

Khí băng cháy, khí đá phiến, khí than: Hiện nay các nguồn tài nguyên hóa thạch khí băng cháy, khí đá phiến và khí than của nước ta vẫn đang ở giai đoạn nghiên cứu tiềm năng, chưa có số liệu rõ ràng để có thể xem xét khả năng khai thác và sử dụng trong giai đoạn quy hoạch. Vì vậy, cần tiếp tục đầu tư và tập trung nghiên cứu để khẳng định tiềm năng và làm rõ bức tranh về dạng khí phi truyền thống ở các bể trầm tích. Việt Nam cần có cơ chế, chính sách hỗ trợ đặc biệt trong việc tăng cường hợp tác, thu hút đầu tư nước ngoài trong công tác nghiên cứu và đánh giá tiềm năng tài nguyên khí phi truyền thống này.

Nhiên liệu khí hydro hóa lỏng (Hydrogen): hiện nay nhiên liệu khí hydro vẫn khá đắt tiền. Khí hydro không bền và dễ cháy, khó khăn trong chuyên chở. Hydro được chuyên chở dưới dạng lỏng với áp suất cao. Vì năng lượng hydro là sạch và tái

tạo được, nên mặc dù đắt tiền và chuyên chở khó khăn, nhưng các nhà khoa học và các công ty vẫn ráo riết nghiên cứu để làm sao chế tạo ra hydro rẻ tiền hơn và dễ dàng sử dụng hơn. Việc sản xuất hydro trực tiếp từ nước biển đang có khả năng phát triển với quy mô lớn. Vì vậy trong tương lai dài hạn, nguồn nguyên liệu hydro chắc chắn sẽ được sử dụng nhiều hơn trong lĩnh vực sản xuất điện, Việt Nam cần tăng cường nghiên cứu khả năng áp dụng công nghệ sử dụng khí Hydrogen để sản xuất điện trong giai đoạn tới. Xem xét nghiên cứu khả năng sử dụng Hydrogen để tích trữ năng lượng thay cho thủy điện tích năng và pin tích năng Li-ion trong tương lai

7.2. TIỀM NĂNG CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP TRONG NƯỚC

7.2.1. Tiềm năng thủy điện:

a) Tiềm năng thủy điện ở Việt Nam và khả năng khai thác

Như phần trên đã trình bày, tiềm năng kinh tế - kỹ thuật thủy điện vừa và lớn tại Việt Nam khoảng 75- 80 tỷ kWh, tương đương khoảng 20.000 MW công suất đặt. Tổng công suất thủy điện vừa và lớn của Việt Nam đã được xây dựng đến năm 2019 khoảng 17.930 MW. Tổng tiềm năng thủy điện nhỏ (dưới 30MW) của cả nước khoảng 10000MW, do các ảnh hưởng của thủy điện nhỏ đến môi trường và bảo tồn rừng, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo đã thực hiện rà soát lại quy hoạch và các vị trí tiềm năng, khoảng gần 4000MW đã bị loại. Vì vậy chỉ còn khoảng 6000MW¹ thủy điện nhỏ có thể khai thác, trong đó miền Bắc khoảng 3000MW, khu vực Tây Nguyên 1000MW, các khu vực Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ và Nam Trung Bộ có khoảng 600MW/khu vực, và miền Nam khoảng 75MW. Hiện tại tổng công suất nguồn thủy điện nhỏ đã xây dựng và đi vào hoạt động là hơn 3200MW. Như vậy về cơ bản, thủy điện đã được khai thác gần hết tiềm năng.

Khả năng khai thác còn lại hầu hết đã được nghiên cứu đầu tư và đang trong giai đoạn chuẩn bị xây dựng hoặc đang xây dựng. Theo rà soát tiến độ thực hiện của các dự án thủy điện, giai đoạn 2020- 2025, hệ thống có thể bổ sung thêm khoảng 1840MW thủy điện vừa và lớn (gồm cả các dự án mở rộng như Hòa Bình MR, Yaly MR, Trị An MR). Các dự án thủy điện nhỏ có khả năng phát triển thêm khoảng 2700MW trong giai đoạn đến 2030.

Ngoài các nguồn thủy điện thông thường, Việt Nam còn có tiềm năng xây dựng các nguồn thủy điện tích năng. Theo nghiên cứu của Cơ quan hợp tác quốc tế Nhật Bản (JICA) về “Nghiên cứu quy hoạch tổng thể thủy điện tích năng và tối ưu hóa phát điện phủ định ở Việt Nam” năm 2004, từ 38 vị trí tiềm năng, báo cáo đã chọn ra 10 vị trí có thể phát triển với các tiêu chí về chi phí xây dựng, khoảng cách đến lưới

¹Nguồn: Phòng Thủy điện, Cục điện lực và Năng lượng tái tạo

điện đầu nối, khoảng cách đến các khu vực được bảo tồn..., trong đó có 8 vị trí tại miền Bắc và 2 vị trí tại miền Nam. Theo nghiên cứu mới hơn của Lahmeyer International về “Chiến lược phát triển nguồn điện tích năng tại Việt Nam” năm 2016, báo cáo đã tập hợp thêm thông tin về các dự án đã được quan tâm bởi các nhà đầu tư và đưa ra 8 vị trí tiềm năng có thể tiếp tục nghiên cứu phát triển như sau:

Bảng 7.8: Danh mục các dự án thủy điện tích năng có thể phát triển tại Việt Nam

Dự án	Tỉnh	Công suất (MW)
TĐTN Mộc Châu	Sơn La	900
TĐTN Đông Phù Yên	Sơn La	1200
TĐTN Tây Phù Yên	Sơn La	1000
TĐTN Châu Thôn	Thanh Hóa	1000
TĐTN Đơn Dương	Lâm Đồng	1200
TĐTN Ninh Sơn	Ninh Thuận	1200
TĐTN Hàm Thuận Bắc	Bình Thuận	1200
TĐTN Bác Ái	Ninh Thuận	1200
TĐTN Phước Hòa	Ninh Thuận	3600

Nguồn: Chiến lược phát triển nguồn điện tích năng tại Việt Nam”, 2016, Laymeyer; Đề xuất của các nhà đầu tư

b) Khả năng nhập khẩu thủy điện trong giai đoạn quy hoạch.

Tổng hợp các thông tin từ EVN và Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo về các dự án thủy điện tại các nước láng giềng đang nghiên cứu bán điện cho Việt Nam, đến thời điểm tháng 12/2020, tổng công suất dự án thủy điện của Lào có tiềm năng bán điện cho Việt Nam khoảng 7,4GW, cụ thể trong phần đánh giá tiềm năng nhập khẩu Lào của chương này.

7.2.2. Tiềm năng than cho phát điện giai đoạn quy hoạch:

a) Khả năng khai thác than theo giai đoạn

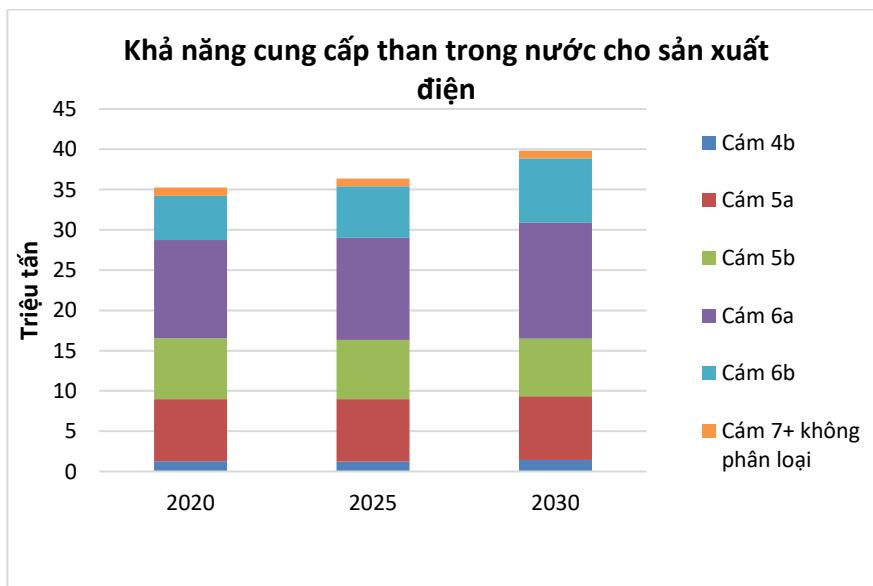
Theo Điều chỉnh Quy hoạch phát triển ngành than Việt Nam đến năm 2020, có xét triển vọng đến năm 2030 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 403/QĐ-TTg ngày 14 tháng 3 năm 2016, sản lượng than thương phẩm dự kiến khai thác là: năm 2020: 47-50 triệu tấn/năm; năm 2025: 51-54 triệu tấn/năm; năm 2030: 55-57 triệu tấn/năm. Theo “Đề án phát triển thị trường than Việt Nam gắn với SXKD than theo cơ chế thị trường và đảm bảo ANNL quốc gia, 2019. Công ty CP Tư vấn đầu tư mỏ và công nghiệp – TKV” và “Đề án phát triển thị trường năng lượng cạnh tranh đến năm 2025, tầm nhìn đến 2030, 2019, MOIT”, căn cứ vào thực trạng tài nguyên, trữ lượng than đã được thăm dò còn lại, sản lượng than thương phẩm sản xuất trong nước theo quy hoạch đã được cập nhật mới như sau: năm 2020: 44 triệu

tấn/năm; năm 2025: 45 triệu tấn/năm; năm 2030: 53 triệu tấn/năm và năm 2035: 55 triệu tấn/năm.

Như vậy, tổng sản lượng sản xuất than sạch trong nước không nhiều, trong khi những năm tới nhu cầu sử dụng than của các ngành công nghiệp ngày càng tăng, do đó việc nhập khẩu than là tất yếu. Ngành điện có nhu cầu than lớn nhất trong thị trường than với tổng nhu cầu năm 2019 khoảng 52 triệu tấn/năm trong khi khả năng cung cấp than trong nước chỉ khoảng 35 triệu tấn/năm; các ngành công nghiệp khác như phân bón, hóa chất, xi măng, luyện kim và các hộ khác có tổng nhu cầu hiện tại khoảng 20 triệu tấn/năm và khả năng cung cấp than trong nước khoảng 7 triệu tấn/năm². Cân đối cung cầu than trong nước cho thấy các ngành công nghiệp đều phải nhập khẩu than để đáp ứng nhu cầu.

b) Lượng than trong nước có thể cung cấp cho phát điện

Các loại than dùng làm nhiên liệu cho các nhà máy điện trong nước gồm: Cám 4b, cám 5a, cám 5b, cám 6a, cám 6b, cám 7 và cám không phân loại. Căn cứ theo “Đề án phát triển thị trường năng lượng cạnh tranh đến năm 2025, tầm nhìn đến 2030, 2019, MOIT”, tổng sản lượng than trong nước có thể cấp cho điện trong các năm 2020, 2025, 2030 tương ứng là 35 triệu tấn, 36,3 triệu tấn và 39,8 triệu tấn. Cụ thể xem trong hình sau:



Nguồn: Đề án phát triển thị trường năng lượng cạnh tranh đến năm 2025, tầm nhìn đến 2030, 2019, MOIT.

Hình 7.1: Khả năng cấp than trong nước cho điện giai đoạn đến 2030

Theo “Đề án phát triển thị trường than Việt Nam gắn với SXKD than theo cơ chế thị trường và đảm bảo ANNL quốc gia”, trong tổng số sản lượng than thương

² Tham khảo đề án quy hoạch và cấp than cho nhà máy điện đến năm 2030, VIMCC

phẩm sản xuất, than đủ tiêu chuẩn để cấp cho sản xuất điện chiếm khoảng 80%, cụ thể là năm 2020 khoảng 35 triệu tấn, năm 2025: 36,3 triệu tấn, năm 2030: 39,8 triệu tấn và năm 2035: 39,5 triệu tấn. Với trữ lượng đã đánh giá, việc duy trì sản xuất than với sản lượng như năm 2035 trong giai đoạn đến 2045 là có thể. Do đó đề án giả thiết mức sản lượng than trong nước có thể cấp cho sản xuất điện sẽ được duy trì là 39,5 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2036-2045.

Sản lượng than khai thác trên chỉ có thể cấp cho khoảng 14GW nhà máy nhiệt điện than hiện có. Trong khi đến năm 2019, tổng công suất nhiệt điện than đã lên tới hơn 20GW. Do vậy, hầu hết các nhà máy nhiệt điện than vào vận hành trong giai đoạn tới sẽ phải sử dụng than nhập khẩu từ nước ngoài. Các nhà máy đã được thiết kế sử dụng than nội ở miền Bắc chuẩn bị vào vận hành như: Thái Bình II, Hải Dương, Nam Định I đều phải xem xét sử dụng than trộn.

Theo tính toán cân đối cung cấp than cho các nhà máy nhiệt điện đến năm 2030 của Công ty cổ phần tư vấn đầu tư mỏ và công nghiệp – Vinacomin, danh mục các nhà máy sử dụng than trong nước và nhập khẩu như sau: Các NMNĐ sử dụng than trong nước gồm: Phả Lại 1&2, Uông Bí MR, Na Dương 1&2, Cao Ngạn, Cẩm Phả, Sơn Động, Mạo Khê, Mông Dương I&II, An Khánh I&II, Quảng Ninh I&II, Hải Phòng I&II, Lục Nam, Thăng Long, Thái Bình I, Nông Sơn. 5 NMNĐ sử dụng than trộn gồm: Nghi Sơn I, Vũng Áng I, Vĩnh Tân II, Duyên Hải I. Các nhà máy còn lại đều sẽ phải sử dụng than nhập khẩu.

c) Định hướng phát triển thị trường than của Việt Nam

Theo “Đề án phát triển thị trường than Việt Nam gắn với SXKD than theo cơ chế thị trường và đảm bảo ANNL quốc gia”, nhu cầu than trong nước trong giai đoạn tới sẽ tăng cao chủ yếu do nhu cầu than cho sản xuất điện. Nhu cầu than dự báo đạt hơn 100 triệu tấn/năm vào 2025 và 140 triệu tấn/năm vào 2030. Trong đó nhu cầu than cho ngành điện là hơn 76 triệu tấn/năm năm 2025 và 110 triệu tấn/năm năm 2030; nhu cầu than cho các hộ ngoài điện là 24 triệu tấn/năm giai đoạn 2025-2030. Trong khi khả năng khai thác trong nước chỉ đạt 45 triệu tấn/năm vào 2025. Do vậy, ngoài việc đảm bảo tăng trưởng ổn định và giá thành hợp lý đối với sản xuất than trong nước, thị trường than trong giai đoạn tới sẽ phát triển nhập khẩu than và đầu tư khai thác than ở nước ngoài để đáp ứng nhu cầu trong nước. Thị trường than cho điện sẽ được phân khúc theo 3 khu vực: Bắc, Trung, Nam. Trong đó phân khúc thị trường miền Bắc và Bắc Trung Bộ chủ yếu sử dụng than trong nước, phân khúc thị trường miền Trung và Nam sẽ sử dụng than nhập khẩu.

+ Lựa chọn nguồn cung cấp than: Trước mắt và trung hạn là thị trường than Indonesia và Úc. Trong dài hạn, ngoài thị trường Úc cần tập trung mở rộng sang thị trường Nga, Nam Phi và một số thị trường tiềm năng khác như Mông Cổ, Bắc Triều Tiên, Hoa Kỳ, Côte d'Ivoire,...

+ Giải pháp mua bán cung cấp không trong dài hạn (theo vòng i nhà máy i n) và giá c nh tranh, c nh th c hi nh: a d ng hóa không cung; ut chi m l nh th tr ng m b o th ph n ch c ch n, n nh. có không than n nh phi ut mua m n c ngoài. Đây là d ng ut m o hi m và nhu cầu i rô c n có chi n l c bài b n và Chính phủ ph i có s h tr thích áng b ng các hình th c thích h pt c ch chính sách, h tr ut, h p tác qu c t, ng l i ngo i giao n ng l ng, v.v. Theo kinh nghi m nh p kh u c a các n c nh Nh t B n, Hàn Qu c (nh p kh u hàng n m t $120 \div 180$ tri u t n than) thì t l gi a vi c nh p kh u than t ut (bao g m c ut tr c ti p và ut gián ti p) và nh p kh u than theo h p ng th ng m i kho ng 50/50. Vì v y, m b o nguyễn than cung c p lâu dài và n nh cho các NMN than, vi c nh p kh u than c n thi t ph i g n li n v i ut khai thác m than n c ngoài. t c m c tiêu này, trong ng n và trung h n c n t ng c ng tìm ki m m ut t o nguyễn than nh p kh u t các n c nh In ônêxia, Úc,...; và dài h n c n m r ng sang khu v c Vi n ông, mi n Nam Liên bang Nga, Ukraina, v.v. Trong quá trình ut c n a d ng hóa các hình th c nh : ut các m m i ho c mua l i m th m dò, khai thác; mua c ph n c a các công ty ang khai thác và xu t kh u giành quy n mua l ng than t ng ng v i t l c ph n ut . i v i vi c mua theo h p ng th ng m i m b o c nh tranh và tránh r i rô c n a d ng các hình th c h p ng nh p kh u than nh : H p ng dài h n, h p ng theo n m hay h p ng theo t ng chuy n v i t l t ng lo i than phù h p.

+ V t ch c nh p kh u than: Kinh nghi m c a Nh t B n và Hàn Qu c thì t p trung ch y u vào các n v c o ti m l c tài chính, có c s h t ng b n c ng, kho bãi m b o môi tr ng, trong ó bao g m các n v ti m l c l n nh TKV, EVN, PVN, TCT ông B c và các ch u t NM , NM xi m ng l n và các n v kinh doanh th ng m i áp ng các i u ki n v kinh doanh than.

+ V c s h t ng nh p kh u than: Th i gian tr c m t, kh i l ng than nh p kh u ch a l n thì than nh p kh u s c trung chuy n thông qua m t s c ng than c a các trung tâm nhi t i n (Duyên Hải, Vịnh Tân) làm c ng trung chuy n t m th i ho c a th ng v c ng t i các trung tâm nhi t i n b ng xà lan ho c t u nh . V lâu dài c n xây d ng c ng trung chuy n than theo t ng khu v c, theo i u ch nh quy ho ch ngành than (Q 403/2016), d ki n xây d ng các c ng trung chuy n nh p than t i các mi n trong giai o n n 2030 nh sau:

- Ti p t c xây d ng c ng trung chuy n c p than Duyên Hải i công su t 56 tri u t n than/n m, ti p nh n c t u tr ng t i 100-200 ngàn t n
- ut c i t o và m r ng c ng Hòn Nét v i công su t 30 tri u t n than/n m, ti p nh n t u có tr ng t i 100 ngàn t n
- ut c i t o m r ng c ng Hà T nh (khu b n S n D ng) v i công su t 35 tri u t n than/n m, ti p nh n t u tr ng t i n 300 ngàn t n.

khu vực miền Bắc và Bắc Trung Bộ khi nguồn khí Thái Bình đang dần cạn kiệt.

- Giai đoạn 2026-2030: xây dựng kho LNG Lạch Huyện (Hải Phòng) với quy mô 3-4 triệu tấn/năm để cấp khí cho nhà máy điện sử dụng khí LNG tại Hải Phòng (xem xét thay thế NĐ Hải Phòng 3) và khí ngoài điện miền Bắc.
- Giai đoạn 2031-2035: tùy theo nhu cầu khu vực sẽ xem xét bổ sung thêm kho LNG Hà Tĩnh (tại bến Sơn Dương, KCN Vũng Áng) với quy mô 2-3 triệu tấn/năm để cấp khí cho phụ tải ngoài điện Formusa Hà Tĩnh và nhà máy điện LNG (thay thế cho NĐ Vũng Áng 3)

**) Khu vực miền Trung:*

- Giai đoạn 2031-2035: dự kiến xây dựng kho LNG Khánh Hòa (Vân Phong) quy mô 2-3 triệu tấn/năm để cấp khí cho NĐ Vân Phong 2 và nhu cầu ngoài điện khu vực.

**) Khu vực miền Nam:*

- Giai đoạn đến 2025: Đưa vào vận hành kho LNG Thị Vải (Bà Rịa Vũng Tàu) quy mô 1 triệu tấn/năm vào năm 2022. Nâng công suất kho LNG Thị Vải lên 3 triệu tấn/năm vào vận hành năm 2023. Đưa vào hoạt động kho LNG Hải Linh (Bà Rịa Vũng Tàu) với quy mô 1,2 triệu tấn/năm vào năm 2021-2022. Triển khai giải pháp cấp LNG nhanh bằng FSUs giai đoạn 2021-2023 (nếu khả thi).
- Giai đoạn 2026-2030: Xây dựng kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) với quy mô 3,6 triệu tấn/năm vào vận hành năm 2026. Nâng công suất kho LNG Sơn Mỹ lên 6-9 triệu tấn/năm và đường ống Sơn Mỹ - Phú Mỹ vào các năm 2027-2030.
- Tại khu vực Tây Nam Bộ: xem xét đầu tư kho FSRU Nam Du quy mô 1-3 triệu tấn/năm hoặc đường ống Đông - Tây vào năm 2028-2029 để cấp khí bổ sung cho khu vực Tây Nam Bộ.
- Giai đoạn 2031-2035: Xây dựng mới Kho LNG tại vị trí Long Sơn hoặc Cù Lao Phú Long (Bà Rịa - Vũng Tàu) với quy mô 3-6 triệu tấn/năm.

7.3. KHẢ NĂNG NHẬP KHẨU NHIÊN LIỆU CHO SẢN XUẤT ĐIỆN, KHẢ NĂNG TRAO ĐỔI ĐIỆN VỚI CÁC NƯỚC LÂN CẬN

7.3.1. Đánh giá khả năng nhập khẩu than cho sản xuất điện

a) Đánh giá cung cầu than thế giới

Trữ lượng than của toàn thế giới đã được chứng minh đến thời điểm năm 2018 khoảng hơn 1.055.000 triệu tấn⁴, và có thể khai thác trong khoảng hơn 130 năm nữa với mức khai thác hiện tại. Trong đó, trữ lượng than antraxit và bitum là 734.900 triệu tấn (chiếm 69,6%), than ábitum và than non (lignite) là 319.880 triệu tấn (chiếm 30,4%). Các nước có trữ lượng than lớn nhất là Mỹ, Nga và Australia.

Bảng 7.9: Trữ lượng than đã được chứng minh và số năm khai thác còn lại của các nước có tiềm năng lớn

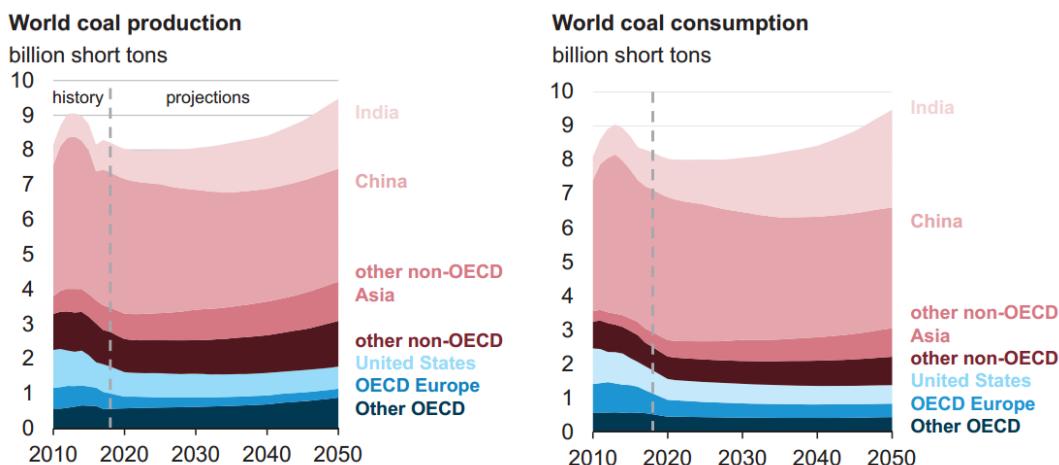
Nước	Anthracite và bitum	Á bitum và than non	Tổng trữ lượng than (triệu tấn)	Tỉ phần trên thế giới	Số năm khai thác còn lại (với mức khai thác năm 2018)
Mỹ	220.167	30.052	250.219	23,7%	365
LB Nga	69.634	90.730	160.364	15,2%	364
Australia	70.927	76.508	147.435	14,0%	304
Trung Quốc	130.851	7.968	138.819	13,2%	38
Ấn Độ	96.486	4.895	101.363	9,6%	132
Indonesia	26.122	10.878	37.000	3,5%	67
Đức	3	36.100	36.103	3,4%	214
Ukraina	32.039	2.336	34.375	3,3%	>500
Ba Lan	20.542	5.937	26.479	2,5%	216
Kazakhstan	25.605	-	25.605	2,4%	217
Thổ Nhĩ Kỳ	551	10.975	11.526	1,1%	139
Nam Phi	9.893	-	9.893	0,9%	39
Tổng 12 nước	702.820	158.983	942.218	89,5%	

Nguồn: BP Statistical Review of World Energy 2019

Mặc dù có những bất lợi về môi trường, nhưng hiện tại và trong tương lai than sẽ vẫn đóng góp quan trọng trong cung cấp năng lượng ở nhiều nước trên thế giới. Theo dự báo của EIA (Cơ quan Quản lý Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ) trong “World Energy Outlook 2019” tỷ lệ tiêu thụ than cho sản xuất điện sẽ giảm trong những năm tới do các chính sách phát triển các bon thấp ở các nền kinh tế phát triển. Sự giảm tiêu thụ của các nước châu Âu và Bắc Mỹ, bằng việc chuyển từ tiêu dùng than sang các dạng năng lượng thay thế khác, sẽ được bù đắp bởi các nền kinh tế đang phát triển, chủ yếu là ở châu Á. Hiện tại Trung Quốc là nước có mức tiêu thụ than lớn nhất thế

⁴ Nguồn: BP Statistical Review of World Energy 2019, và World Coal Association - <https://www.worldcoal.org/coal/where-coal-found>

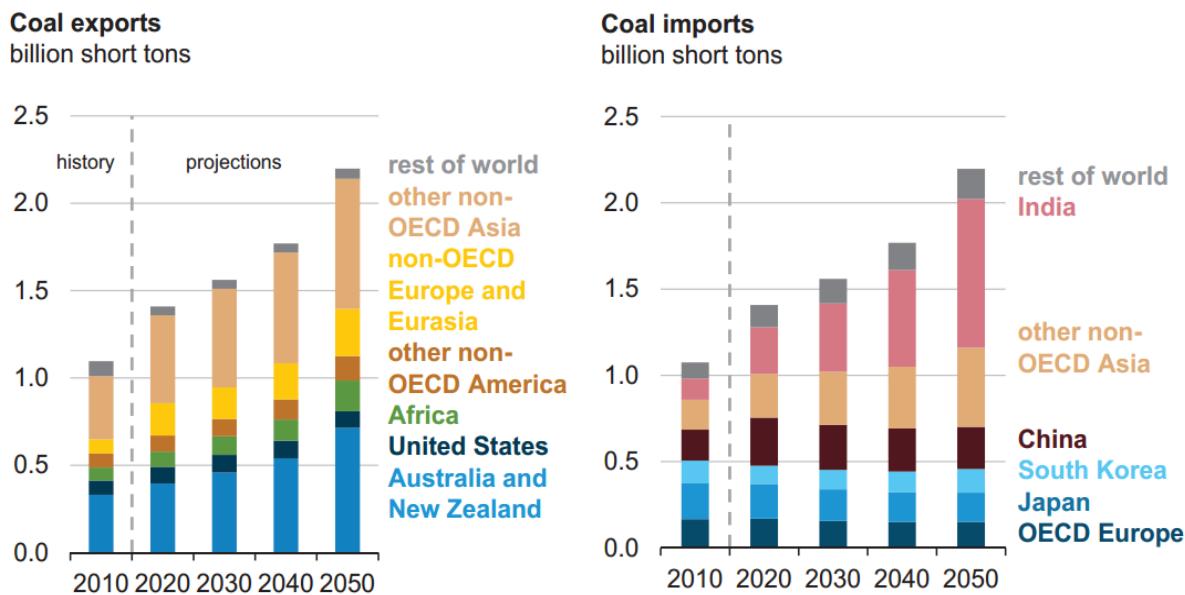
giới (hơn 50% sản lượng tiêu thụ toàn cầu), Ấn Độ đứng thứ 2 và Mỹ đứng thứ 3. Trong giai đoạn tới 2050, Trung Quốc và Mỹ sẽ giảm nhu cầu tiêu thụ, Ấn Độ sẽ tiếp tục tăng. Nhu cầu tiêu thụ than của Trung Quốc, Mỹ và các nước phát triển giảm là do chính sách chuyển đổi tiêu thụ năng lượng sang các loại hình năng lượng có phát thải CO₂ thấp và chính sách phát triển năng lượng tái tạo. Ấn Độ và các nước châu Á không trong nhóm OECD sẽ có nhu cầu tiêu thụ than tăng trong giai đoạn tới 2050, nhưng tỷ trọng trong cơ cấu tiêu thụ sẽ giảm dần. Nhu cầu tiêu thụ than của Ấn Độ vào năm 2050 sẽ tăng gần gấp đôi so với nhu cầu năm 2020 do dự kiến xây dựng thêm các nhà máy nhiệt điện than mới. Tổng nhu cầu tiêu thụ than thế giới sẽ giảm nhẹ trong giai đoạn đến 2022, giữ ổn định trong giai đoạn 2023-2030, và tăng nhẹ (dưới 1%) trong giai đoạn 2030-2050 do dự báo tăng trưởng tiêu thụ tại Ấn Độ và các nước châu Á không thuộc khối OECD.



Hình 7.8: Dự báo sản lượng sản xuất và tiêu thụ than thế giới

(Nguồn: International Energy Outlook 2019 – EIA)

Về xuất khẩu than, sự gia tăng thương mại than trên thế giới từ năm 2008 đến năm 2013 dẫn đến giá than quốc tế tăng mạnh. Tuy nhiên, vào năm 2014-2016, thương mại than trên thế giới cho thấy sự tăng trưởng tương đối ít, và việc mở rộng năng lực sản xuất than, chủ yếu ở Úc, đã dẫn đến việc giảm đáng kể giá than xuất khẩu và giảm xuất khẩu than từ nguồn cung cấp giá cao hơn, bao gồm xuất khẩu từ các mỏ than ở Mỹ. Trong giai đoạn tới, Chính phủ Indônêxia đã đánh giá nhu cầu tiềm năng và hạn chế xuất khẩu than của nước này để đảm bảo cung cấp đầy đủ lượng than trong nước cho kế hoạch bổ sung thêm 20 GW nhiệt điện than mới vào cuối năm 2020. Australia đã đầu tư hạ tầng phục vụ khai thác mỏ mới và tăng khả năng vận chuyển nhằm đáp ứng nhu cầu xuất khẩu than, hiện đang dư thừa năng lực khai thác than.



Hình 7.9: Dự báo nhu cầu xuất khẩu và nhập khẩu than thế giới

(Nguồn: International Energy Outlook 2019 – EIA)

Tổng sản lượng than xuất khẩu toàn thế giới đến năm 2020 đạt hơn 1,4 tỷ tấn. Khu vực Australia và New Zealand hiện tại và trong tương lai vẫn là các nước cung cấp than xuất khẩu hàng đầu thế giới, tiếp theo là Indonesia. Năm 2040, Australia sẽ cung cấp 37% tổng lượng than xuất khẩu thế giới và Indonesia cung cấp 28%. Năm 2050, Australia chiếm 33% tổng lượng than xuất khẩu thế giới và các nước châu Á không thuộc khối OECD (chủ yếu là Indonesia) cung cấp 35%. Sản lượng xuất khẩu than thế giới dự kiến tăng khoảng 1,2%/năm giai đoạn 2021-2040 và tăng khoảng 2,1% giai đoạn 2041-2050. Trong khi các nước có nhu cầu nhập khẩu lớn như Trung Quốc, Hàn Quốc, Nhật Bản dự kiến sẽ giảm dần và giữ ổn định sản lượng nhập khẩu sau 2030. Nhu cầu xuất khẩu tăng của các nước xuất khẩu than sẽ đáp ứng nhu cầu nhập khẩu than của Ấn Độ và các nước châu Á không thuộc khối OECD.

b) Đánh giá khả năng nhập khẩu than của Việt Nam

Trong giai đoạn đến năm 2050, những nước có sản lượng than đứng đầu thế giới là Trung Quốc, Hoa Kỳ, Ấn Độ, Índia, Australia/New Zealand, CHLB Nga, Nam Phi và Columbia. Tuy nhiên sản lượng than của Hoa Kỳ, Trung Quốc và Ấn Độ chủ yếu chỉ phục vụ nhu cầu nội địa. Những quốc gia có khả năng xuất khẩu than sang Việt Nam là Indonesia, Australia, CHLB Nga và Nam Phi. Trong những quốc gia này thì Indonesia và Australia có nhiều lợi thế nhất (về khoảng cách, trữ lượng nguồn than, khả năng bốc xếp và vận chuyển...) để Việt Nam có thể nhập khẩu than cho các nhà máy nhiệt điện.

Căn cứ theo báo cáo “International Energy Outlook 2019” của EIA, xuất khẩu than của Indonesia dự kiến khoảng 350 triệu tấn/năm giai đoạn 2020-2030 (trong đó

than xuất khẩu cho điện khoảng 320 triệu tấn/năm). Theo dự báo⁵ sản lượng than của Indonesia sẽ đạt khoảng 485 triệu tấn vào năm 2026, sản lượng khai thác sẽ duy trì ở mức 600 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2030-2050 để đáp ứng nhu cầu tăng cao trong nước đạt 330 triệu tấn vào năm 2050, sản lượng than xuất khẩu sẽ duy trì ở mức 280-350 triệu tấn/năm trong giai đoạn này. Các bể than thuộc Kalimantan là Kutai, Barito và Tarakan vẫn sẽ là các bể than có đóng góp nhiều nhất cho sản xuất than của Indonesia cho đến năm 2065. Trữ lượng than của Indonesia chỉ có thể tiếp tục khai thác thêm khoảng 60 năm nữa. Do vậy mặc dù có vị trí địa lý thuận lợi, chất lượng than của Indonesia phù hợp với các nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam với mức giá hợp lý, nhưng đây cũng chỉ là thị trường tiềm năng trong ngắn và trung hạn. Việc tìm kiếm thêm nhiều nguồn nhập khẩu khác ngoài Indonesia là cần thiết.

Lượng than xuất khẩu của Australia dự kiến 428 triệu tấn vào năm 2020, 460 triệu tấn vào năm 2030 (than cho điện là 221 triệu tấn năm 2020 và 235 triệu tấn vào 2030)⁶. Mặc dù kế hoạch khai thác và xuất khẩu than trong giai đoạn tới của Australia không tăng nhiều. Tuy nhiên Australia là nước có trữ lượng than lớn, mỏ lộ thiên dễ khai thác, có thể tiếp tục phát triển khai thác than trong vòng 300 năm nữa, sản lượng khai thác cực đại có thể đạt từ 1 - 1,9 tỷ tấn vào năm 2080 hoặc năm 2100. Theo IEEJ Outlook 2020 dự báo, Australia dự kiến tăng sản lượng than cho điện xuất khẩu lên 326 triệu tấn vào năm 2050 để đáp ứng nhu cầu than cho thị trường châu Á và sự sụt giảm xuất khẩu than của Indonesia. Về chính sách, Chính phủ Australia khuyến khích các nhà đầu tư khai thác than. Về chất lượng than Australia rất tốt, hiện Australia đang nâng cao chất lượng than xuất khẩu để đáp ứng được nhu cầu giảm khí thải của các quốc gia nhập khẩu, tăng khả năng cạnh tranh với các quốc gia khác trên thị trường quốc tế. Vì vậy, Việt Nam cần tăng cường xúc tiến để Australia có kế hoạch tăng cường khai thác và xuất khẩu sang Việt Nam trong giai đoạn tới. Hiện nay các công ty, tập đoàn nước ngoài đã đầu tư khai thác mỏ nói chung và than tại Australia từ rất lâu, trong đó, chủ yếu là các công ty từ Nhật, Ấn Độ, Thái Lan, vv... Đối với Việt Nam cách thức thuận lợi nhất để đầu tư khai thác than tại Australia là mua cổ phần của các công ty đã có sẵn.

Nga có trữ lượng than dồi dào và tiềm năng xuất khẩu than lớn, vì trong nước ưu tiên sử dụng khí đốt. Than của Nga có giá FOB cạnh tranh, song khi cung cấp sang khu vực châu Á thì không có lợi thế về vận chuyển, đặc biệt khó khăn về vận tải than từ các mỏ vùng Siberia ra cảng biển với cung độ rất lớn (bình quân khoảng 4.000 km) nên chi phí cao (thông thường, chi phí vận tải than bằng đường sắt tuy thấp, nhưng vẫn chiếm tỷ trọng khá cao (tới 30% trong giá FOB) và việc kết nối từ mỏ ra cảng khó

⁵ Nguồn: FadhilaAchmadiRosyid,TsuyoshiAdachi. Forecasting on Indonesian Coal Production and Future Extraction Cost. Natural Resources, 2016; và IEEJ Outlook 2020

⁶ Nguồn: International Energy Outlook 2019

khăn, phức tạp. Theo dự báo của JEEI Outlook 2020: trong Kịch bản thông thường Nga sẽ tăng sản lượng sản xuất than nhiệt từ 227 triệu tấn năm 2017 lên tới 266 triệu tấn năm 2030; 312 triệu tấn năm 2040 và 326 triệu tấn năm 2050, việc tăng sản lượng than nhiệt chủ yếu phục vụ cho nhu cầu xuất khẩu cho thị trường châu Á, trong khi nhu cầu của thị trường châu Âu sẽ giảm đi. Như vậy nguồn cung than cho điện từ Nga cũng là một thị trường tiềm năng tốt đối với Việt Nam. Việt Nam với LB Nga có quan hệ truyền thống lâu đời, điều kiện chính trị thuận lợi, công nghệ khai thác mỏ tương đồng, việc hợp tác khai thác than tại bể than Donetsk thuộc Liên Bang Nga là định hướng quan trọng trong việc thu xếp nguồn than nhập khẩu trong dài hạn. Ngoài ra, trên thực tế, các nhà xuất khẩu than của Nga thường có khả năng và dễ chấp nhận phương thức bán CIF, thuận lợi cho phía mua ở Việt Nam.

Than của Nam Phi có giá FOB cạnh tranh, song khi cung cấp sang Việt Nam thì không có lợi thế về vận chuyển. Hơn nữa, Ấn Độ tiếp tục là nước nhập khẩu chính than của Nam Phi do nhu cầu than của nước này sẽ tiếp tục tăng trong tương lai gần vì nhiều lý do (nguồn cung ở Ấn Độ vẫn chưa đáp ứng được nhu cầu tăng trưởng, sản xuất điện của Ấn Độ bị chi phối bởi than đá với hơn 75% tổng sản lượng điện là từ than). Ngoài ra, các nước trong khu vực cũng có nhu cầu nhập khẩu than Nam Phi. Trữ lượng than hiện có của Nam Phi chỉ đảm bảo khai thác trong vòng 39 năm với mức sản lượng năm 2018, trong khi nhu cầu than trong nước của Nam Phi tăng cao, phải hạn chế xuất khẩu trong tương lai. Do vậy, khả năng nhập khẩu than Nam Phi đối với Việt Nam là không cao, với khối lượng không lớn và không lâu dài

Như vậy trong ngắn và trung hạn Việt Nam có khả năng nhập khẩu từ Indonesia, Australia và Nam Phi, trong dài hạn có thể nhập khẩu từ Nga và Australia. Với quy mô nhập khẩu của Việt Nam khoảng 100-200 triệu tấn/năm than nhiệt cho sản xuất điện trong giai đoạn 2030-2050 là hoàn toàn khả thi đối với khả năng khai thác và trữ lượng than của Australia và Nga. Tuy nhiên, việc nhập khẩu than và đầu tư khai thác than ở nước ngoài đưa về phục vụ trong nước với khối lượng lớn (hàng chục triệu tấn đến hàng trăm triệu tấn mỗi năm) là vô cùng phức tạp, khó khăn, khó lường và có nhiều rào cản. Cùng với đó việc đa dạng hóa nguồn cung (có nhiều nguồn nhập khẩu từ nhiều nước khác nhau) cũng rất cần thiết nhằm góp phần đảm bảo an ninh năng lượng. Hiện nay, thị trường than nhiệt đã được các tập đoàn tài chính - thương mại lớn trên thế giới sáp đặt "trật tự" và chi phối từ lâu. Cho nên Việt Nam đã và sẽ còn gặp nhiều khó khăn trong việc tiếp cận nguồn than với khối lượng lớn. Một số điều kiện cần được hình thành để có thể nhập khẩu than với khối lượng lớn như sau:

- Cần xây dựng thị trường than trong nước được vận hành có sự quản lý chặt chẽ, hợp lý của Nhà nước gắn với mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững ngành than.

- Có chính sách "ngoại giao" năng lượng nói chung và than nói riêng với các nước có tiềm năng về tài nguyên năng lượng sơ cấp và tài nguyên than để tạo điều kiện, hỗ trợ cho các doanh nghiệp tăng cường hoạt động thương mại, đầu tư, hợp tác trong lĩnh vực khai thác và kinh doanh than ở nước ngoài.
- Có chính sách đồng bộ giữa việc nhập khẩu than và tiêu thụ, sử dụng than nhập khẩu cũng như cho việc đầu tư khai thác than ở nước ngoài đưa về phục vụ trong nước.
- Xây dựng hệ thống hậu cần (logistics) phục vụ nhập khẩu than bao gồm vận tải biển quốc tế, chuyển tải, kho bãi, vận tải nội địa, v.v...
- Có chính sách đầu tư xây dựng hệ thống kho dự trữ than quốc gia trong bối cảnh nhu cầu than tăng cao, nhập khẩu than khói lượng lớn, thị trường than thế giới có nhiều biến động mạnh, khó đoán định, gây cản trở, ách tắc cho việc nhập khẩu than.

Về tình hình nhập khẩu than hiện tại, Tập đoàn công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin) đã làm việc với các đối tác ở Indonesia, Malaysia, Australia, Nga, Ukraine để nhập khẩu than cho Việt Nam. Đến nay Vinacomin đã ký 10 Biên bản ghi nhớ, 1 Hợp đồng nguyên tắc với một số công ty than của Indonesia, Australia; Công ty Sojitz, Marubeni, Sumitomo của Nhật Bản và 1 Thỏa thuận cung cấp than dài hạn với Công ty ASPECT Resources của Australia với tổng khói lượng than đã ký kết khoảng trên 20 triệu tấn/năm, trong đó phần lớn là than nâu với tỷ suất nhiệt 5.000-6.000kcal/kg dùng cho các nhà máy điện. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) cũng đã ký được 4 Hợp đồng khung về cung cấp than với các đối tác Ensham Coal Sales và Peabody của Australia, Tuah Turangga Agung của Indonesia, Sojitz Corporation của Nhật Bản và 1 Biên bản ghi nhớ với Noble Group của Indonesia với tổng khói lượng than đã ký khoảng 10 triệu tấn/năm, đáp ứng đủ nhu cầu than cho các nhà máy nhiệt điện của PVN.

7.3.2. Đánh giá khả năng nhập khẩu LNG cho sản xuất điện.

Theo BP Statistical Review of World Energy 2019, đến năm 2019 toàn thế giới có trữ lượng dầu mỏ là 244,1 tỷ tấn, có thể khai thác trong 50 năm (với mức sản lượng năm 2018); trữ lượng khí tự nhiên đã được chứng minh là 196,9 ngàn tỷ m³, có thể khai thác trong 51 năm (với mức sản lượng tiêu thụ khí năm 2018)

Bảng 7.10: Trữ lượng khí tự nhiên đã được chứng minh và số năm khai thác còn lại của các nước có tiềm năng lớn

Nước	Tổng trữ lượng khí (ngàn tỷ m ³)	Tỉ trọng trên thế giới	Số năm khai thác còn lại (với mức khai thác năm 2018)
LB Nga	38,9	19,8%	58
Iran	31,9	16,2%	133

Nước	Tổng trữ lượng khí (ngàn tỷ m ³)	Tỉ trọng trên thế giới	Số năm khai thác còn lại (với mức khai thác năm 2018)
Qatar	24,7	12,5%	140
Turkmenistan	19,5	9,9%	316
Mỹ	11,9	6%	14,3
Venezuela	6,3	3,2%	190
China	6,1	3,1%	37,6
Saudi Arabia	5,9	3,0%	52
United Arab Emirates	5,9	3,0%	91
Nigeria	5,3	2,7%	108
Algeria	4,3	2,2%	47
Iraq	3,6	1,8%	273
Indonesia	2,8	1,4%	38
Australia	2,4	1,2%	18
Malaysia	2,4	1,2%	33
Tổng 15 nước	171,9	87,3%	

Nguồn: BP Statistical Review of World Energy 2019

Tốc độ tăng trưởng trung bình hàng năm của trữ lượng khí tự nhiên trên thế giới trong giai đoạn 10 năm gần đây là 1,9%/năm. Trong giai đoạn 2007 đến nay, Bắc Mỹ có tốc độ tăng trưởng trữ lượng khí tự nhiên cao nhất thế giới với tốc độ tăng trung bình 5,3%/năm. Chủ yếu đóng góp cho sự gia tăng trữ lượng này là sự phát triển của khí phi truyền thống, đặc biệt là cuộc cách mạng khí đá phiến tại Mỹ. Tiếp theo là khu vực các nước thuộc Liên Xô cũ và khu vực châu Á - Thái Bình Dương với tỷ lệ tăng trưởng trung bình lần lượt là 4,4%/năm và 3%/năm. Trữ lượng khí tự nhiên xác minh trên thế giới vẫn tập trung chủ yếu ở Trung Đông (chiếm 38,4% trữ lượng khí của thế giới), tiếp đến là khu vực các quốc gia thuộc Liên Xô cũ (chiếm 31,9% trữ lượng khí của thế giới).

Mặc dù trữ lượng khí tự nhiên đã được chứng minh của thế giới hiện tại không cao, nhưng tiềm năng khai thác khí trong tương lai sẽ chủ yếu là các loại khí phi truyền thống, mà trữ lượng của các loại khí này vẫn còn tiếp tục nghiên cứu. Các loại khí phi truyền thống được biết đến hiện nay gồm khí than (CBM), khí đá phiến (shale gas), khí đá chặt sít/khí từ đá cát kết (tight gas) và khí hydrate (băng cháy). Theo dự báo của IEA trong báo cáo World Energy Outlook năm 2018, ước tính trữ lượng thu hồi của khí truyền thống có thể lên tới khoảng 430 nghìn tỷ m³, cho phép khai thác khoảng 120 năm nữa với mức sản lượng hiện tại. Đối với khí phi truyền thống, trữ lượng thu hồi của khí đá phiến là 239 nghìn tỷ m³, khí hóa than là 50 nghìn tỷ m³, khí đá chặt sít là 81 nghìn tỷ m³, với băng cháy là rất lớn (dự báo gấp 10 lần khí đá phiến). Tuy nhiên, công nghệ khai thác vẫn còn là bài toán khó. Nếu cộng cả trữ lượng khí truyền thống và khí phi truyền thống trên thế giới được dự báo thì có thể khai thác được khoảng 250 năm với mức sản lượng hiện tại. Trong các loại khí phi truyền

thống, khí đá phiến được đánh giá có trữ lượng lớn nhất. Những nghiên cứu gần đây của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) và Cục khảo sát Địa chất Mỹ (USGS), tổng trữ lượng thu hồi của khí đá phiến ở 46 quốc gia được đánh giá là 7577Tcf. Tài nguyên khí đá phiến tập trung chủ yếu ở Trung Quốc (1115Tcf), Argentina (802Tcf), Algeria (707Tcf) và Mỹ (623Tcf)⁷

Căn cứ theo IEEJ Outlook 2020, nhu cầu khí toàn thế giới sẽ tăng từ 3702 tỷ m³ năm 2017 lên tới 4797 tỷ m³ năm 2030 và lên 6154 tỷ m³ năm 2050, dự kiến sản lượng khai thác khí trên thế giới để đáp ứng sự tăng trưởng của nhu cầu khí thế giới xem trong bảng dưới đây.

Bảng 7.11: Dự báo quy mô sản xuất khí tự nhiên trên thế giới (kịch bản thông thường) - Đơn vị: tỷ m³

Khu vực	2017	2030	2040	2050
Bắc Mỹ	945	1308	1389	1415
Mỹ Latin	215	295	403	479
OECD châu Âu	248	204	182	144
Nga	694	739	828	917
Trung Á và ngoài OECD châu Âu	226	265	309	356
Trung Đông	629	813	957	1132
Châu Phi	215	346	498	536
Trung Quốc	142	246	356	429
Ấn Độ	31	60	86	109
Đông Nam Á	222	226	237	273
Các nước Châu Á khác	91	92	82	82
Australia	110	185	232	257
Toàn thế giới	3768	4779	5559	6129

Nguồn: IEEJ Outlook 2020

Như vậy hầu hết các nước có tiềm năng còn lại đều phải tăng sản lượng khai thác trong tương lai (một số khu vực giảm là do tiềm năng đã giảm dần). Trong đó Bắc Mỹ sẽ tăng trưởng cao nhất, với mức tăng quy mô sản xuất thêm là 350 tỷ m³/năm trong giai đoạn tới năm 2030. Sản lượng dự kiến khai thác của Bắc Mỹ các năm 2040 và 2050 là giả thiết khu vực Bắc Mỹ tiếp tục có thể khai thác thêm khí từ nguồn khí băng

⁷ Nguồn: EIA. Shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the US. www.eia.gov. 2013

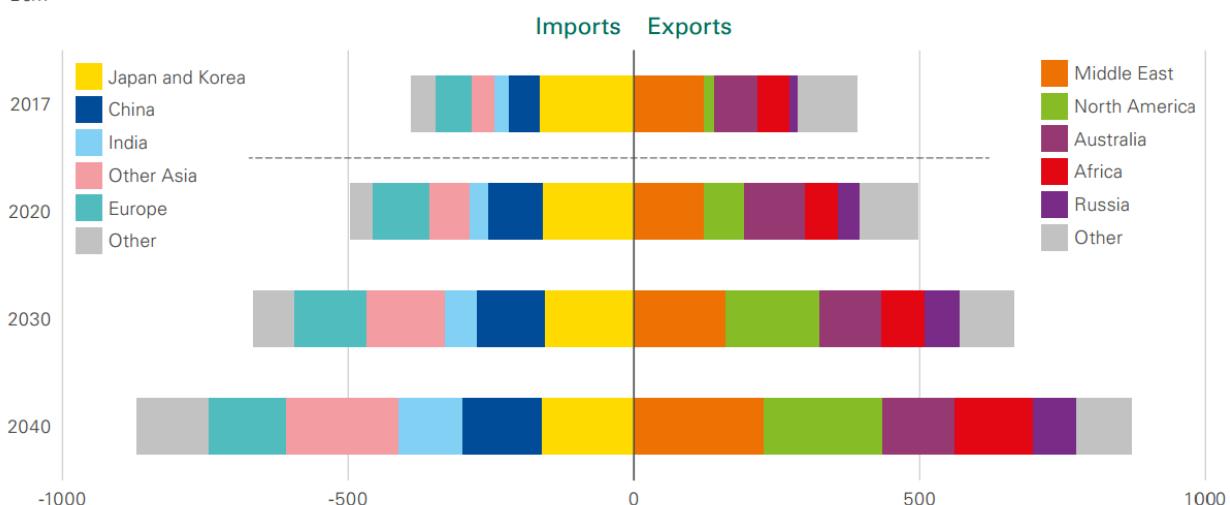
cháy. Tuy nhiên trữ lượng khí chứng minh hiện tại của khu vực Bắc Mỹ chỉ khoảng 11,9 ngàn tỷ m³ và chỉ có thể khai thác thêm trong 14 năm nữa. Như vậy nguồn cung khí thế giới sau năm 2040 sẽ phụ thuộc vào kết quả nghiên cứu về công nghệ khai thác các loại khí phi truyền thống.

Việt Nam hiện mới chuẩn bị bước chân vào thị trường nhập khẩu khí LNG, việc tìm kiếm nguồn nhập khẩu khí ổn định và đa dạng nguồn nhập khẩu khí (nhập từ nhiều nước khác nhau) là cần thiết để đảm bảo an ninh cung cấp nhiên liệu. Dưới đây sẽ phân tích các nguồn LNG có thể xem xét nhập khẩu cho Việt Nam.

Dự báo nguồn cung LNG thế giới: Các nước có sản lượng xuất khẩu LNG lớn nhất thế giới hiện nay là Qatar, Australia, Malaysia, Nigeria và Indonesia. Tại khu vực châu Á – Thái Bình Dương, Indonesia và Malaysia sẽ không tăng sản lượng xuất khẩu, duy trì ở mức: Indonesia: 50 triệu tấn và Malaysia: 22 triệu tấn trong giai đoạn 2020-2040, vì vậy Việt Nam sẽ khó có cơ hội nhập khẩu LNG từ các nước này. Với nguồn khí đá phiến bắt đầu được khai thác thương mại, Bắc Mỹ sẽ trở thành khu vực xuất khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng LNG lớn trên thế giới. Các cảng nhập LNG tại bờ Đông sẽ được cải tạo lại, trở thành cảng xuất khẩu LNG, đồng thời phát triển các dự án khai thác LNG ở bờ Tây nước Mỹ và Canada. Tổng qui mô công suất cảng xuất khẩu LNG các bờ Đông và Tây nước Mỹ lên gần 150 triệu tấn năm 2025.

LNG imports and exports

Bcm



Hình 7.10: Dự báo nhu cầu nhập khẩu và xuất khẩu LNG thế giới GD đến 2040

(Đơn vị: tỷ m³, Nguồn: BP Energy Outlook 2019)

Qua dự báo nguồn cung LNG của BP trình bày trong tài liệu BP Energy Outlook 2019, nguồn cung LNG toàn cầu sẽ tăng mạnh từ nay đến năm 2040, dẫn đầu tăng trưởng là khu vực Bắc Mỹ, tiếp theo là Trung Đông, Châu Phi và Nga. Australia vẫn nằm trong nhóm các nước có sản lượng xuất khẩu lớn, nhưng tốc độ tăng trưởng không cao bằng. Giai đoạn đến năm 2040, Mỹ, Qatar, Australia là những nước xuất

khẩu LNG lớn nhất thế giới. Mỹ và Qatar nổi lên như là những trung tâm xuất khẩu LNG chính với sản lượng chiếm tới 40% tổng sản lượng LNG xuất khẩu toàn cầu.

Dự báo nhu cầu tiêu thụ LNG: Hiện tại châu Á - Thái Bình Dương là khu vực tiêu thụ LNG lớn nhất trên thế giới (khoảng 69% tiêu thụ toàn thế giới). Các nước nhập khẩu LNG lớn nhất khu vực là Nhật Bản, Hàn Quốc, Trung Quốc và Ấn Độ. Khối lượng nhập khẩu LNG của Nhật Bản và Hàn Quốc trong giai đoạn tới sẽ vẫn tăng nhưng tốc độ tăng sẽ chậm lại. Trong khi đó nhu cầu nhập khẩu của các nền kinh tế mới nổi ở châu Á như Trung Quốc và Ấn Độ tăng rất nhanh, đến năm 2030 hai nước này nhập khẩu trên 120 triệu tấn LNG. Châu Á vẫn là điểm đến lớn nhất của LNG trong giai đoạn tới 2040. Trung Quốc, Ấn Độ và các nước châu Á khác đều tăng nhu cầu nhập khẩu LNG, trong giai đoạn tới tiêu thụ khí đốt sẽ phát triển nhanh hơn tiêu thụ dầu hoặc than. Châu Âu cũng có nhu cầu nhập khẩu LNG ngày càng tăng do giảm sản lượng khí sản xuất trong nước.

Nguồn cung LNG từ Australia sẽ chủ yếu được tiêu thụ ở châu Á. Xuất khẩu LNG của Hoa Kỳ sẽ đa dạng hơn, cung cấp khí đốt cho các thị trường ở Châu Âu, Châu Á, Nam và Trung Mỹ. Như vậy, giá khí ở Mỹ sẽ đóng một vai trò quan trọng trong việc giữ ổn định giá khí trên thị trường toàn cầu. Theo cân đối cung cầu LNG thế giới do công ty S&P Global Platts cung cấp (năm 2018), dự kiến giai đoạn 2020-2023 nguồn cung LNG thế giới sẽ vượt cầu khá nhiều. Với xu thế này, giá LNG sẽ có xu hướng không tăng trong ngắn hạn. Đây là cơ hội tốt để Việt Nam bước chân vào thị trường LNG. Trong ngắn và trung hạn, Việt Nam có thể nhập khẩu LNG từ các nước như Australia, Quata và Mỹ do đây là những nước xuất khẩu LNG lớn nhất và có kế hoạch tăng thêm sản lượng xuất khẩu. Trong dài hạn, cần xem xét khả năng nhập khẩu thêm LNG từ Nga, Turkmenistan, Iran.

Do nhu cầu sử dụng LNG thế giới sẽ càng ngày càng tăng trong tương lai, trong khi nguồn cung có hạn, Việt Nam cần nhanh chóng chuẩn bị hạ tầng nhập khẩu LNG, sớm xây dựng và đưa vào vận hành các nhà máy điện sử dụng LNG để tạo thị trường ổn định. Cần sớm xúc tiến tạo quan hệ ổn định với các nước xuất khẩu LNG, đồng thời đàm phán các hợp đồng mua LNG dài hạn. Cũng tương tự như nhập khẩu than, việc nhập khẩu LNG với quy mô lớn và ổn định là rất khó khăn đối với Việt Nam, do thị trường nhập khẩu LNG tại khu vực châu Á đã bị chiếm lĩnh bởi các nước nhập khẩu lớn như Nhật Bản, Hàn Quốc, Trung Quốc, Ấn Độ trong khi nhu cầu LNG của các nước này vẫn tiếp tục tăng trong giai đoạn tới. Trữ lượng khí đã được chứng minh của thế giới không còn nhiều (trường hợp chưa tìm được công nghệ khai thác phù hợp cho các loại nguồn phi truyền thống), việc hành động sớm và đưa ra các quyết sách nhanh là rất cần thiết để có thể hình thành thị trường LNG cho Việt Nam.

7.3.3. Đánh giá khả năng nhập khẩu điện từ các nước: Trung Quốc, Lào, Campuchia.

a) Nhập khẩu từ Lào

Thực hiện chủ trương thúc đẩy việc hợp tác, trao đổi, mua bán điện giữa nước Cộng hòa Dân chủ Nhân dân Lào và nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam, Bộ Công Thương Việt Nam và Bộ Năng Lượng và Mỏ, nước Cộng hòa Dân chủ Nhân dân Lào đã ký kết văn bản ghi nhớ ngày 16/9/2016 về khả năng hợp tác trao đổi, mua bán điện giữa hai bên. Tại cuộc họp này, hai bên đã thống nhất sơ bộ đến năm 2020, Lào có thể xuất khẩu 1000 MW cho Việt Nam, năm 2025 có thể xuất khẩu 3.000 MW và đến năm 2030 có thể xuất khẩu 5.000 MW. Phía Lào thông nhất sẽ đầu tư đường trục 500kV và các đường dây 230kV trên đất Lào để phục vụ bán điện cho Việt Nam. Đầu mối bán điện từ Lào sang Việt Nam sẽ là EDL, với vai trò mua gom điện từ các dự án tại Lào và bán cho Việt Nam (EVN).

Căn cứ theo tình hình triển khai hiện tại giai đoạn 2021-2025 quy mô nhập khẩu các dự án điện từ Lào được tổng hợp như sau:

- Tiếp tục mua điện từ các NMTĐ Xekaman 1, 3 và Xekaman Xanxay (tổng 572MW) qua hợp đồng song phương hiện hữu;
- Thu gom mua điện từ một số các NM thủy điện khu vực Nam Lào, gồm: Nậm Kong 2 (66 MW), Nậm Kong 3 (54 MW), Nậm Kong 1 (160 MW), Nậm Ngone 1 (45MW), Nậm Ngone 2 (35MW), Sekong 3A (129MW), Sekong 3B (146MW), Nậm Ang (41MW) về khu vực trạm 500kV Pleiku. Mua điện từ các nhà máy Xekaman 4 (70MW), Houay La Ngoe (60MW), Cụm TĐ Xavanakhet (360MW), TĐ Nậm Emeun (129MW) gom về khu vực trạm 500kV Thạch Mỹ.
- Thu gom các nhà máy thủy điện khu vực Bắc Lào gồm: Nậm Mô 1, Nậm Mô 2, Nậm San 3A, Nậm San 3B về khu vực TĐ Bản Vẽ (Nghệ An), cụm thủy điện Nậm Sum 3, 3A, 1AB, Sầm Nưa về khu vực TĐ Hủa Na (Thanh Hóa). Thu gom cụm thủy điện Nậm Ou (5,6,7,4,3) và Nậm Leng về phía trạm 500kV Sơn La.

Ngoài các dự án thủy điện, hiện một số nhà đầu tư các loại nguồn khác tại Lào cũng đang nghiên cứu bán điện cho Việt Nam như: NMNĐ than Sekong (900MW) dự kiến đầu nồi về trạm 500kV Quảng Trị; NĐ Houaphan (600MW) về khu vực trạm 500kV Nho Quan; điện gió Moonsun (600MW, tỉnh SeKong) về khu vực trạm 500kV Thạch Mỹ; và các nhà máy nhiệt điện theo MOU như NĐ Xieng Khoang, NĐ La Man (700MW, tỉnh SeKong) và NĐ Baulapha (1800MW, tỉnh Xaphanakhet). Tổng công suất nguồn điện có khả năng nhập khẩu từ Lào có thể lên tới 17000MW, gồm 7,4GW

nguồn thủy điện, 4,9GW nguồn ND than, 5GW nguồn điện gió và mặt trời. Cụ thể xem bảng sau:

Bảng 7.12: Danh mục các dự án thủy điện Lào có tiềm năng bán điện sang Việt Nam

TT	Hạng mục/năm	Công suất (MW)	Tiến độ Hiện trạng của dự án	Loại nguồn	Tiến độ thực hiện thủ tục để nhập khẩu
1	Bắc Bộ	2832			
	TĐ Nam Ou 5	240	Hiện có	TĐ hồ chứa	MOU
	TĐ Nam Ou 6	180	Hiện có	TĐ hồ chứa	MOU
	TĐ Nam Ou 7	210	Đang xây dựng	TĐ hồ chứa	MOU
	TĐ Nam Ou 4	132	Đang xây dựng	TĐ hồ chứa	MOU
	TĐ Nam Ou 3	210	Đang xây dựng	TĐ dòng chảy	MOU
	TĐ Nam Leng	60	Đang NCPT dự án	TĐ hồ chứa	MOU
	MK Luong Pra Bang	1200	Tiềm năng	TĐ dòng chảy	MOU IPP-EVN
	ND Houaphan	600		ND than	MOU CP VN - Lao
2	Bắc Trung Bộ	5338			
	TĐ Nam Sum 3	156	Đang xây dựng	TĐ hồ chứa	Đã được TTCP chấp thuận chủ trương nhập khẩu và pa liên kết đấu nối
	TĐ Nam Sum 1AB	64	Đang NCPT dự án	TĐ hồ chứa	
	TĐ Nam Sum 3A	45	Đang NCPT dự án	TĐ hồ chứa	
	Cụm NMTĐ Nam Yeuang và Nam Nuen 1	208	Đang NCPT dự án	TĐ dòng chảy	
	TĐ Nam Mo 1	60	Đang NCPT dự án, FS	TĐ hồ chứa	
	TĐ Nam Mo 2	120	Đang xây dựng	TĐ hồ chứa	
	TĐ Nam Mouan	100	ký MOU	TĐ hồ chứa	
	TĐ Nam Sannoi - Nam Xao 1	45	ký MOU	TĐ hồ chứa	
	TĐ Nam San 3A	69	Đã vận hành	TĐ hồ chứa	
	TĐ Nam San 3B	45	Đã vận hành	TĐ hồ chứa	
	TĐ Nam Tai	21	Đang XD	TĐ dòng chảy	
	TĐ Nam Xao 2,3	17	ký MOU	TĐ dòng chảy	
	TĐ Nam Sak, Nam Chao	28	ký MOU	TĐ dòng chảy	
	TĐ Sam Neua	200	Tiềm năng	TĐ hồ chứa	CV 7860/EVN_KH
	ĐMT Thathom	160	Tiềm năng	ĐMT	CV 7860/EVN_KH
	ND than Sam Neua	300	Tiềm năng	ND than	CV 7860/EVN_KH
	ND Xieng Khoang	600	PPA	ND than	MOU CP VN - Lao
	ND Boualapha	1800	MOU IPP-EVN	ND than	CV 7860/EVN_KH

TT	Hạng mục/năm	Công suất (MW)	Tiến độ Hiện trạng của dự án	Loại nguồn	Tiến độ thực hiện thủ tục để nhập khẩu
	Cụm điện gió Boualapha	600			CV 7860/EVN_KH
	Điện gió Khamkeuth	700			CV 7860/EVN_KH
3	Trung Trung Bộ	7101.4			
	TĐ Xebanghieng	350			CV 7860/EVN_KH
	Cụm TĐ Sepon	117			CV 7860/EVN_KH
	TĐ Xekaman 3	250	Đã vận hành	TĐ hồ chứa	Hiện có
	TĐ Xekaman 4	70	Đang NCPT dự án	TĐ hồ chứa	EVN đã báo cáo BCT trình CP phê duyệt
	Cum TĐ Xavanakhet	360	Đang NCPT dự án		CV 7860/EVN_KH
	TĐ Nam Emeun	129	Đang NCPT dự án	TĐ hồ chứa	Đã được TTCP chấp thuận chủ trương nhập khẩu và pa liên kết đấu nối
	TĐ Houay La Ngea	60	Đang NCPT dự án	TĐ hồ chứa	EVN đã báo cáo BCT trình CP phê duyệt
	Cụm TĐ Hat Xan	958.4			CV 7860/EVN_KH
	Cụm TĐ Xe Kong	607			CV 7860/EVN_KH
	Điện gió Monsoon	600	Đang NCPT dự án		Đã được TTCP chấp thuận chủ trương nhập khẩu và pa liên kết đấu nối
	Điện gió tỉnh SeKong	1000	Đang nghiên cứu		Cty Việt Phương đang nghiên cứu
	Điện mặt trời tỉnh SeKong	1000	Đang nghiên cứu		Cty Việt Phương đang nghiên cứu
	NĐ than Xekong	900	MOU	NĐ than	MOU CP VN - Lao
	NĐ La Mam	700	MOU	NĐ than	MOU CP VN - Lao
4	Tây Nguyên	2067.5			
	TĐ Xekaman sanxay	32	Đã vận hành	TĐ hồ chứa	Hiện có
	TĐ Xekaman1	290	Đã vận hành	TĐ hồ chứa	Hiện có
	TĐ Nam Kong 3	54	Đang XD	TĐ hồ chứa	Đã được TTCP chấp thuận chủ trương nhập khẩu và pa liên kết đấu nối
	TĐ Nam Kong 1	160	Đang XD	TĐ hồ chứa	Đã được TTCP chấp thuận chủ trương nhập khẩu và pa liên kết đấu nối
	TĐ Nam Kong 2	66	Đã vận hành	TĐ hồ chứa	Đã được TTCP chấp thuận chủ trương nhập khẩu và pa liên kết đấu nối
	TĐ Sekong3A	129	Đang NCPT dự án	TĐ hồ chứa	MOU CP VN - Lao

TT	Hạng mục/năm	Công suất (MW)	Tiến độ Hiện trạng của dự án	Loại nguồn	Tiến độ thực hiện thủ tục để nhập khẩu
	TĐ Sekong3B	146	Đang NCPT dự án	TĐ hò chúa	MOU CP VN - Lao
	TĐ Nam Ang	41	Đang NCPT dự án	TĐ hò chúa	MOU CP VN - Lao
	TĐ Nam Ngone 1	45	MOU	TĐ hò chúa	MOU
	TĐ Nam Ngone 2	35	MOU	TĐ hò chúa	MOU
	TĐ Houay Ka Ouy	17	MOU	TĐ hò chúa	MOU
	Cuộm TĐ Kaouan	52.5			CV 7860/EVN_KH
	Cụm điện mặt trời ở Champasak và Attapeu	1000	Đang nghiên cứu		Cty Việt Phương đang nghiên cứu
5	Toàn quốc	17338.9			

Nguồn: Tổng hợp thông tin từ các dự án, công văn số 7860/EVN_KH ngày 04/12/2020, hiệp định hợp tác phát triển các công trình năng lượng giữa chính phủ Việt Nam và chính phủ Lào – tháng 12/2020

b) Nhập khẩu từ Campuchia

Tháng 10/2017, EVN đã đàm phán với Royal Group- chủ đầu tư dự án NMTĐ Stung Treng (1.400 MW) và TĐ Sambor (2.600 MW) tại Campuchia, theo thông tin chủ đầu tư cung cấp, trong trường hợp Việt Nam có nhu cầu, Royal Group có thể bán toàn bộ điện năng từ các dự án NMTĐ Stung Treng và NMTĐ Sambor về Việt Nam. Hai nhà máy này dự kiến vào vận hành năm 2025-2026. Tuy nhiên đây là các nhà máy thủy điện nằm trên dòng chính Mê Kông, còn nhiều vấn đề tranh cãi về môi trường, sinh thái, tác động tới hạ du Đồng bằng sông Cửu Long... cần nghiên cứu kỹ hơn trước khi quyết định phát triển dự án.

c) Về liên kết lưới điện với Trung Quốc

Hiện nay, EVN đang mua điện từ Trung Quốc qua 2 đường dây 220kV theo phương án tách lưới, sản lượng cam kết mua tối thiểu hàng năm theo hợp đồng trong giai đoạn 2016-2020 là 1,5 tỷ kWh/năm, công suất truyền tải lớn nhất khoảng 800MW. Theo đàm phán giữa EVN và CSG, CSG có thể bán điện cho Việt Nam từ thời điểm hiện nay đến năm 2030 với công suất 3000 MW (hoặc cao hơn) trong cả năm và không phụ thuộc yếu tố mùa. EVN đề xuất phương án liên kết nhập khẩu điện Trung Quốc qua biên giới theo giải pháp hòa không đồng bộ ở cấp điện áp 500kV với công suất nhập khẩu khoảng 3.000 MW. Một trong các phương án nghiên cứu là xây dựng trạm Back to Back gần biên giới Việt – Trung tại Lào Cai và đường dây 500kV về trạm 500kV Vĩnh Yên. Đến tháng 6/2020, chính phủ Việt Nam đã quyết định mua Trung Quốc đến quy mô tổng là 9 tỷ kWh/năm, dự kiến mở rộng quy mô công suất đường dây truyền tải lên khoảng 1800MW ở 2 phía Lào Cai và Hà Giang.

7.4. THÔNG TIN VỀ CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG MỚI VÀ KHẢ NĂNG ÁP DỤNG

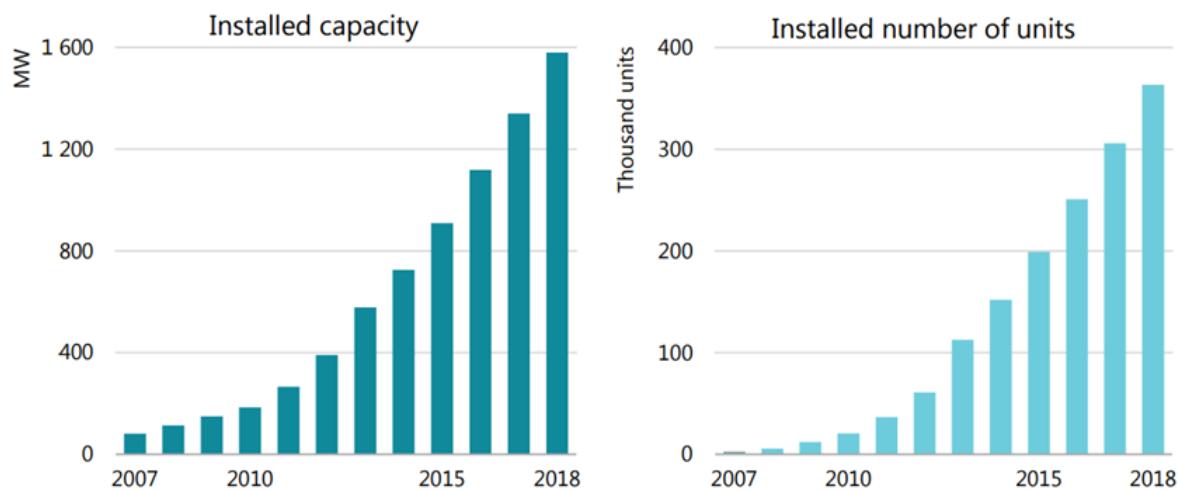
7.4.1. Sản xuất điện từ nhiên liệu khí hydro hóa lỏng (Hydrogen):

Hydro là một loại khí có nhiệt cháy cao nhất trong tất cả các loại nhiên liệu trong thiên nhiên, đã được sử dụng làm nhiên liệu phóng các tàu vũ trụ. Sản phẩm cháy của hydro chỉ là nước nên được gọi là nhiên liệu sạch lý tưởng. Hydro được sản xuất từ nước và năng lượng mặt trời, vì vậy hydro thu được còn gọi hydro nhờ năng lượng mặt trời (solar hydrogen),

Hiện nay, hydrogen có thể được sử dụng để sản xuất điện như sau⁸:

- Cùng đốt với amoniac trong các nhà máy nhiệt điện than,
- Là nguồn phát linh hoạt trong hệ thống điện (sử dụng trong các tua bin khí) để hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo.
- Là nguồn dự phòng và cung cấp điện cho các phụ tải xa lưới điện quốc gia: Điện được sản xuất từ các pin nhiên liệu. Pin nhiên liệu là một hệ mở, khi hydro và oxy được cấp vào liên tục thì nước và điện sẽ sinh ra liên tục với cường độ không đổi, kéo dài bao lâu cũng được tùy theo sự cung cấp hydro và oxy vào hệ. Điện từ các pin nhiên liệu hydro có thể sản xuất mọi nơi, mọi công suất từ vài watt cho đến hàng trăm kilowatt hoặc hàng trăm megawatt cho mọi nhu cầu, từ các vùng sâu, vùng xa, hoặc trạm điện, các cao ốc cho đến các thành phố, mà không cần đến những nhà máy điện đồ sộ cùng nguồn điện lưới từ trung tâm cung cấp phân phối điện quốc gia. Người tiêu thụ có thể tự sản xuất điện. Sản xuất điện bằng pin nhiên liệu hydro sẽ phá thế độc quyền trong sản xuất và phân phối điện.
- Dùng để tích trữ năng lượng quy mô lớn và thời gian xả dài: Khi tỷ lệ nguồn năng lượng tái tạo cao, việc sản xuất hydro có thể sử dụng nguồn điện từ năng lượng tái tạo vào các giờ hệ thống điện không có nhu cầu để tích trữ năng lượng. Tùy thuộc vào chi phí của điện được lưu trữ, lưu trữ hydro nén trở thành tùy chọn lưu trữ kinh tế nhất với thời gian xả dài từ trên 20 giờ (nếu so sánh với TĐTN, Pin tích năng Li-Ion)

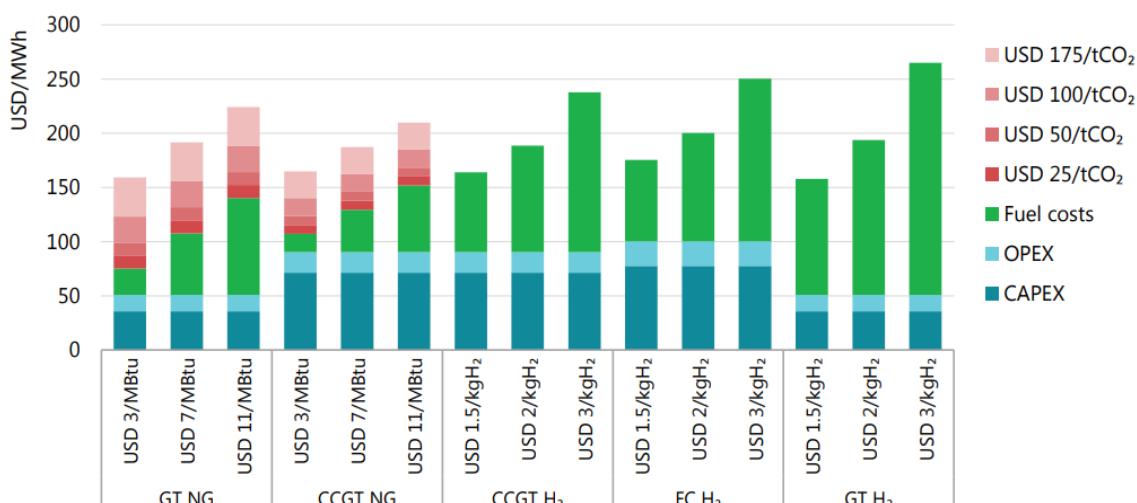
⁸ Nguồn: The future of hydrogen, 2019, IEA



Sources: E4tech (various years), *The Fuel Cell Industry Review*; S&P Global Platts (2018), *World Electric Power Plants Database*.

Nguồn: *The future of hydrogen*, 2019, IEA

Hình 7.11: Sự phát triển của pin nhiên liệu sử dụng hydrogen trên thế giới



Notes: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

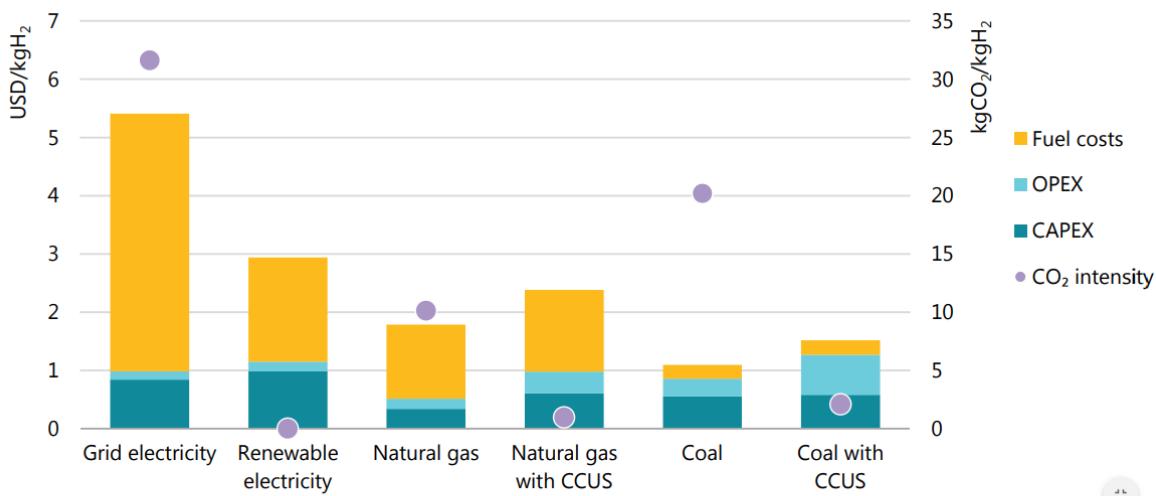
Source: IEA 2019. All rights reserved.

Nguồn: *The future of hydrogen*, 2019, IEA

Hình 7.12: So sánh chi phí sản xuất điện trung bình (LCOE) cho cân bằng hệ thống từ nguồn khí tự nhiên và khí hydrogen

Biểu đồ trên cho thấy: việc sản xuất năng lượng dựa trên hydro để cân bằng hệ thống có thể cạnh tranh về giá với khí đốt tự nhiên hay không là phụ thuộc vào giá của khí hydro, khí tự nhiên và thuế CO₂ trong khu vực.

Hydrogen có thể được chiết xuất từ nhiên liệu hóa thạch (khí tự nhiên, than, dầu), sinh khối, nước (chiết xuất từ nước có sử dụng điện lưới hoặc kết hợp với các nguồn điện từ gió, mặt trời).



Notes: CAPEX of coal with CCUS = USD 1 475/kW_{Hz}. Renewable electricity costs = USD 30/MWh at 4 000 full load hours. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Nguồn: The future of hydrogen, 2019, IEA

Hình 7.13: Chi phí sản xuất khí hydrogen từ các loại nhiên liệu hiện nay ở Trung Quốc

Qua hình trên ta thấy hiện nay nhiên liệu khí hydro vẫn khá đắt tiền. Khí hydro không bền và dễ cháy, khó khăn trong chuyên chở. Thường thì hydro được chuyển đi bằng đường ống dẫn hay những tàu chở dầu. Hydro được chuyên chở dưới dạng lỏng với áp suất cao.

Vì năng lượng hydro là sạch và tái tạo được, nên mặc dù đắt tiền và chuyên chở khó khăn, nhưng các nhà khoa học và các công ty vẫn ráo riết nghiên cứu để làm sao chế tạo ra hydro rẻ tiền hơn và dễ dàng sử dụng hơn. Việc sản xuất hydro trực tiếp từ nước biển đang có khả năng phát triển với quy mô lớn. Vì vậy trong tương lai dài hạn, nguồn nguyên liệu hydro chắc chắn sẽ được sử dụng nhiều hơn trong lĩnh vực sản xuất điện.

7.4.2. Nhiên liệu khí than:

Khí than có nguồn gốc từ than đá, là khí đốt tự nhiên được tạo thành trong quá trình hoạt động của vi sinh biến đổi than bùn thành than đá dưới tác động của nhiệt và áp suất. Thành phần chủ yếu trong khí than (CBM) là khí mêtan (CH₄), thường chiếm khoảng 94-95%, phần còn lại gồm etan, propen, butan, pentan, nitơ, dioxitcarbon, một ít sulfur (hoặc không). Vì thế, khí than khi khai thác đã đủ sạch để có thể đưa vào ống dẫn, cung cấp trực tiếp cho các hộ tiêu thụ. Trên thế giới, các tầng chứa khí than đã được phát hiện ở khắp nơi. Tập trung nhiều nhất là ở các nước có trữ lượng than lớn như Canada, Mỹ, Trung Quốc, Ấn Độ, Australia, Anh, Đức, Nga, Ukraina, Nam Phi, Indonesia... Sau Mỹ, việc khai thác và sử dụng khí than hiện cũng đã trở nên phổ biến ở nhiều nước. Tại Trung Quốc, nước có trữ lượng than rất lớn (khoảng 4.000 tỷ tấn),

được đánh giá là có nguồn khí than khổng lồ, đã được chính phủ hết sức quan tâm đầu tư nghiên cứu.

Tại Việt Nam, trữ lượng than antrxit (vùng Quảng Ninh) vào khoảng 5 tỷ tấn, theo số liệu của ngành than, hàm lượng khí than ở các mỏ than antrxit vùng Quảng Ninh là khá cao (từ 4 đến 10 m³/tấn than). Tại vùng đồng bằng sông Hồng, đặc biệt là miền vũng Hà Nội, trong quá trình thăm dò dầu khí đã phát hiện ở tất cả các bồn trầm tích đều gặp các lớp than (mà chủ yếu là than nâu), phân bố tới độ sâu hơn 2.500 mét, ước tính có trữ lượng khoảng hơn 200 tỷ tấn. Khí than được đánh giá có tiềm năng nhất nằm ở Đồng bằng Sông Hồng (chủ yếu thuộc diện tích các tỉnh Hưng Yên và Thái Bình), theo các nghiên cứu được thực hiện từ năm 2008 bằng các hợp đồng PSC ký kết với Arow Globe CBM và Keeper Resource, sau đó là Mitra (năm 2013). Viện Dầu khí Việt Nam và Công ty TNHH MTV Dầu khí Sông Hồng cũng đã đánh giá tiềm năng và trữ lượng khí than của Đồng bằng Sông Hồng trong báo cáo “Đánh giá tiềm năng và khả năng khai thác khí than (CBM) tại dải Trung tâm miền vũng Hà Nội (Phú Cù - Tiên Hưng - Kiến Xương - Tiên Hải), năm 2015”

7.4.3. Nghiên liệu khí đá phiến (shale gas):

Khí đá phiến là loại khí tự nhiên nằm trong nhiều tầng khác nhau của đá phiến. Hoa Kỳ, Canada, Nga, phần lớn Châu Âu, Nam Mỹ, Nam Phi và Trung Quốc là những nơi hiện đang sở hữu những mỏ khí/dầu đá phiến và rất có khả năng vẫn còn nhiều mỏ chưa được khai phá trên thế giới. Khí đá phiến đã được thế giới khai thác thương mại gần 1 thập kỷ nay. Nhờ khả năng khai thác khí đá phiến, Mỹ từ nước nhập khẩu năng lượng lớn đã trở thành nước xuất khẩu LNG như ngày nay và sẽ là nhà xuất khẩu LNG lớn nhất thế giới vào các năm 2030-2040. Sau thành công tại Mỹ, thăm dò khí đá phiến đang bắt đầu ở các nước như Ba Lan, Trung Quốc và Nam Phi

Tiềm năng dầu khí đá phiến trên vùng biển Việt Nam cũng đang được nghiên cứu. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã triển khai chương trình hợp tác toàn diện với công ty dầu khí của Italy đánh giá tổng thể tiềm năng khí đá phiến các bể trầm tích trên đất liền ở Việt Nam. Hợp tác nghiên cứu được tiến hành trong 2 giai đoạn từ năm 2013 - 2015. Sau khi lựa chọn và sàng lọc, 2 khu vực đã được tập trung nghiên cứu và đánh giá chi tiết là Đồng bằng Sông Hồng và khu vực trũng An Châu (chủ yếu thuộc diện tích các tỉnh Bắc Giang và Lạng Sơn). Theo nghiên cứu dầu khí và biển của KIGAM đã giới thiệu kết quả triển khai đánh giá tiềm năng dầu khí tại 13 bể trầm tích và 21 thành tạo đá phiến ở châu Á, thì Việt Nam có khoảng 77 TCF (tương đương 2.180 tỷ m³) tiềm năng dầu khí đá phiến.

7.4.4. Nghiên liệu băng cháy (methane hydrate):

Băng cháy là một hỗn hợp đông lạnh của nước và khí tự nhiên đậm đặc, tồn tại dưới dạng hỗn hợp rắn, trông bề ngoài giống băng hoặc cồn khô, nó có thể bị đốt cháy

trong trạng thái đông lạnh. Băng cháy được coi là một trong những nhiên liệu hóa thạch phong phú và dồi dào nhất thế giới. Các nhà khoa học USGS ước tính rằng Hoa Kỳ nguồn tài nguyên khí mêtan tại chỗ trong băng cháy khoảng 320.000 TCF; trong đó một nửa nguồn tài nguyên này nằm ở ngoài khơi Alaska và phần lớn còn lại nằm dưới rìa lục địa của 48 quốc gia khác. Khí băng cháy hiện nay mới đang ở trong giai đoạn nghiên cứu và thử nghiệm khai thác, với những nỗ lực nghiên cứu và phát triển người ta hi vọng rằng trong khoảng một vài thập kỷ tới khí băng cháy sẽ được khai thác thương mại. Hiện nay Canada, Trung Quốc, Nhật Bản và Hoa Kỳ đều đã bắt đầu thử nghiệm các quy trình khai thác. Nhật Bản là nước tiên phong trên thế giới đã thực hiện hai lần thử nghiệm sản xuất trên bờ ở Canada, dự kiến sử dụng phương pháp khử cực cho thử nghiệm sản xuất ngoài khơi, các thử nghiệm đã chỉ ra rằng sản xuất khí đốt từ băng cháy ngoài khơi là khả thi về mặt kỹ thuật.

Biển Đông là một trong 4 khu vực ở Đông Á có tiềm năng về băng cháy, nhưng cũng chỉ đạt cỡ trung bình của thế giới sau các vịnh Mexico và Nankai. Các nhà khoa học đã đưa ra 4 vùng dự báo để đánh giá tiềm năng băng cháy, đó là quần đảo Hoàng Sa và kế cận, Phú Khánh, Tư Chính-Vũng Mây và quần đảo Trường Sa và kế cận.

Công nghệ sản xuất điện từ khí than, khí đá phiến và băng cháy vẫn như các công nghệ cho nhiệt điện khí hiện nay. Tuy nhiên các nguồn tài nguyên hóa thạch về băng cháy, khí đá phiến, khí than của nước ta vẫn đang ở giai đoạn nghiên cứu tiềm năng, chưa có số liệu rõ ràng để có thể xem xét khả năng khai thác và sử dụng trong giai đoạn quy hoạch. Vì vậy, cần tiếp tục đầu tư và tập trung nghiên cứu để khẳng định tiềm năng và làm rõ bức tranh về dạng khí phi truyền thống ở các bể trầm tích. Việt Nam cần có cơ chế, chính sách hỗ trợ đặc biệt trong việc tăng cường hợp tác, thu hút đầu tư nước ngoài trong công tác nghiên cứu và đánh giá tiềm năng tài nguyên khí phi truyền thống

7.5. DỰ BÁO GIÁ NHIÊN LIỆU SƠ CẤP CHO SẢN XUẤT ĐIỆN

a) Các phương pháp và cơ sở dự báo giá các loại nhiên liệu

Sử dụng phương pháp phân tích thống kê, bao gồm kết hợp với các chính sách giá nhiên liệu cho sản xuất điện của thị trường Việt Nam và dự báo tương quan với giá các loại nhiên liệu tương ứng trên thị trường khu vực và thế giới.

Trên cơ sở số liệu hiện trạng, dự báo cho giai đoạn 2020-2050 tương quan theo các nghiên cứu dự báo thống kê điển hình từ các nguồn trên thế giới về giá các loại nhiên liệu năng lượng của thị trường khu vực và thế giới. Từ phân tích hiện trạng theo các số liệu cập nhật mới nhất về giá các loại nhiên liệu cho sản xuất điện trên thị trường thế giới và Việt nam, dự báo giá thế giới dựa trên các tài liệu phổ biến khá tin cậy về dự báo giá cho các loại nhiên liệu sản xuất điện tại thị trường thế giới (Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới năm 2019, dự báo của WB) và thị trường khu vực

Đông Nam Á. Từ đó, theo tốc độ tương quan giá và kết hợp với các chính sách giá, phí cho các loại nhiên liệu để dự báo xác định giá nhiên liệu sản xuất điện của thị trường Việt Nam. Cùng với đó, giá nhiên liệu cho sản xuất điện cũng được tham khảo theo tài liệu dự báo giá nhiên liệu của “Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam năm 2019” do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, đồng thời có cập nhật giá nhiên liệu nhập khẩu theo các dự báo ngắn hạn của WB, IMF, cập nhật các dự báo giá nhiên liệu trong nước

b) Dự báo giá nhiên liệu sơ cấp đến nhà máy điện

+ Giá than trong nước:

Giá than trong nước được ước tính bao gồm tất cả các thành phần chi phí. Chi phí được dự kiến dựa trên tổng chi phí và tổng sản lượng than của Vinacomin trong những năm tới. Các giả định chính cho chi phí sản xuất và các tiện ích bổ sung như sau:

- Chi phí sản xuất than trong nước dự kiến sẽ tăng trong Điều chỉnh Quy hoạch phát triển ngành than Việt Nam (VIMCC, 2016) do lượng than tăng từ các mỏ dưới lòng đất trong những năm tới. Chi phí sản xuất sẽ tăng từ 56,6 USD / tấn vào năm 2016 lên 72,4 USD / tấn vào năm 2030 và lên 78,3 USD / tấn vào năm 2050 (tỷ lệ tăng bình quân 2%/năm giai đoạn 2030-2050);
- Chi phí vận chuyển nội địa dự kiến sẽ giảm từ 5 USD / tấn vào năm 2016 xuống còn 3 USD / tấn vào năm 2050 do vận chuyển hàng hóa đường bộ và đường thủy được cải thiện
- Phí giấy phép khai thác dự kiến sẽ không đổi ở mức 1,3 USD / tấn trong giai đoạn 2016-2050

+ Giá than nhập khẩu:

Than được nhập khẩu vào Việt Nam sẽ từ bốn nguồn chính: Indonesia, Australia, Nga và Nam Phi. Giá than thế giới được dự báo theo các kịch bản trong báo cáo triển vọng năng lượng thế giới năm 2018 của cơ quan năng lượng thế giới (IEA). Đây được dự báo là giá CIF vào Việt Nam và giá được quy về USD năm 2016. Chi phí nội địa tăng thêm trong giá than nhập khẩu là chi phí cảng trung chuyển (nhập, lưu kho, xuất), chi phí này được dự kiến ở mức 9 USD/tấn. Chi phí vận chuyển nội địa cũng được giả định ở mức 4-5 USD/tấn.

+ Giá khí trong nước

Giá bán khí cho ngành điện theo cơ chế thị trường và được xác định theo giá bán khí bình quân gia quyền cho ngành điện (gọi giá khí trộn cho điện), bao gồm giá khí từ các loại nguồn bán cho từng loại hộ tiêu thụ điện tương ứng với sản lượng khí bán mỗi loại.

- Giá khí Đông Nam Bộ: Lấy theo giá bình quân gia quyền của các mỏ mới và các mỏ cũ do PVN cung cấp

- Giá khí cung cấp cho NĐ Cà Mau đến 2031: Theo thông báo số 459/TB-VPCP ngày 13/12/2018 về kết luận của TTCP tại cuộc họp về chủ trương mua khí từ Malaysia. Trữ lượng khí mua từ Malaysia bằng lượng khí chênh lệch giữa công suất khả dụng của đường ống PM3 với quyền lấy bù khí của Việt nam, giá khí bằng 0,9*HSFO trong giai đoạn 2020-2026 và bằng 1,0 *HSFO trong giai đoạn 2027-2031

- Giá khí Lô B: Theo Báo cáo phát triển nguồn khí Lô B đến thời điểm tháng 6/2018, giá khí miếng giềng được xác định trên cơ sở giá P_0 tại năm đầu tiên nhân với một hệ số trượt giá, cụ thể công thức như sau:

$$\text{Giá khí miếng giềng: } P_n = P_0 * (1 + x\%)^n$$

Trong đó:

$$P_n = \text{giá khí tại năm } n$$

P_0 = giá khí miếng giềng tại năm khởi điểm 2016, hiện nay dự kiến $P_0 = 9,36$ USD/triệu BTU

x: hệ số trượt giá được xác định là 2,5%/năm, không thay đổi trong suốt đời dự án

$$\text{Cước phí vận chuyển khí: } T_n = T_0 * (1 + x\%)^n$$

Trong đó:

$$T_n = \text{cước phí tại năm } n (\text{USD/triệu BTU})$$

T_0 = cước phí năm khởi điểm, được xác định là 1,53 USD/triệu BTU năm 2016

x: hệ số trượt giá được xác định là 2%/năm, không thay đổi trong suốt đời dự án

- Giá khí CVX: Theo thỏa thuận về giá khí và trượt giá khí đã được PVN và ExxonMobil thống nhất, đã được Bộ Công Thương chấp thuận như sau: giá khí P_0 vào thời điểm năm 2016 là 9,048 USD/triệu BTU, trượt giá hàng năm theo CPI của Mỹ.

- Giá LNG nhập khẩu: Giá khí LNG về đến Việt Nam được dự báo theo các kịch bản trong báo cáo triển vọng năng lượng thế giới năm 2018 của cơ quan năng lượng thế giới (IEA), là giá CIF đến cảng và quy về USD năm 2016. Giá khí LNG đến nhà máy điện dự kiến cộng thêm khoảng 1,9 USD/Triệu BTU cho các chi phí: chi phí hoá khí; lưu kho; vận chuyển (phạm vi 20km) và lợi nhuận hợp lý ứng với chi phí năm 2016. Hàng năm sẽ trượt giá 2% cho các phí này.

+ Giá dầu

Giá cơ sở cho các sản phẩm dầu trong nước được điều chỉnh cho mỗi 15 ngày dựa trên giá dầu thế giới. Do đó, giá dầu trong nước có tương quan cao với giá dầu thô thế giới. Giá dầu CIF trong nước được dự báo dựa trên tốc độ tăng trưởng của giá dầu thô thế giới dự kiến trong Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2018.

+ Giá sinh khói:

Giá sinh khói phụ thuộc nhiều vào nguồn cung và nhu cầu sử dụng. Những năm trước đây khi nhu cầu sử dụng SK vùng ĐBSCL cho mục đích năng lượng chưa cao. Do lượng SK dư thừa nhiều dẫn đến giá SK rất thấp. Ví dụ như trâu vào thời điểm chính vụ xay xát thường bị đổ xuống sông, thậm chí chủ cơ sở xay xát phải thuê người chở trâu đi xử lý. Rơm rạ bị đốt bỏ ngoài đồng sau mỗi vụ thu hoạch.

Những năm gần đây, khi lò gạch đốt trấu phát triển rầm rộ, các lò sấy lúa sử dụng trấu làm nhiên liệu, các cơ sở ép thanh/viên trấu tăng nhanh thì trâu trở lên rất có giá trị. Nhiều cơ sở xay xát không lấy công xay xát lúa, thậm chí còn trả cho người đến xay xát lúa 20.000 đ/tấn lúa để giữ lại trâu như ở tỉnh Kiên Giang, Tiền Giang... Giá sinh khói được tính toán giả định theo giá năm 2016 (được dựa trên kết quả điều tra khảo sát thị trường của Viện Năng lượng năm 2017), với hệ số trượt giá khoảng 2%/năm.

CHƯƠNG 8. NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CHO PHÁT ĐIỆN

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

- **Điện gió trên bờ và gần bờ:**

Các nguồn điện gió hiện đang vận hành khoảng 600MW. Tổng quy mô công suất nguồn điện gió đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch đến thời điểm tháng 12/2020 là khoảng 12GW, dự kiến theo quy hoạch sẽ vào vận hành giai đoạn 2021-2025. Tổng quy mô điện gió trên bờ và gần bờ đã đăng ký đầu tư nhưng chưa được bổ sung quy hoạch lên tới gần 30GW. Đặc biệt ở khu vực Tây Nam Bộ quy mô đăng ký các dự án điện gió gần bờ rất lớn, mặc dù cách bờ khá xa 20-25km.

Về mặt tiềm năng, tổng quy mô tiềm năng điện gió trên bờ và gần bờ khá lớn 217GW, tuy nhiên chủ yếu là tiềm năng gió thấp (4,5-5,5m/s) khoảng 163GW. Mặc dù chi phí đầu tư nguồn điện gió sẽ giảm trong tương lai, nhưng trong giai đoạn đến 2045, chỉ các khu vực gió cao (trên 6 m/s) và trung bình (5,5-6m/s) mới có thể khả thi về mặt kinh tế. Tổng tiềm năng của khu vực gió cao là 24GW và gió trung bình là 30GW. Tiềm năng này chủ yếu tập trung tại Tây Nam Bộ, Tây Nguyên và Nam Trung Bộ.

- **Điện gió offshore (tại khu vực có độ sâu đáy biển trên 20m):**

Nguồn điện gió offshore hiện đã có khá nhiều nhà đầu tư đăng ký nghiên cứu đầu tư tại khu vực Nam Trung Bộ với tổng quy mô đến tháng 12/2020 lên tới khoảng 36GW. Tổng quy mô tiềm năng kỹ thuật của điện gió ngoài khơi khoảng 160GW, khu vực gió cao và có tiềm năng kinh tế tốt chỉ nằm ở Nam Trung Bộ (Bình Thuận, Ninh Thuận, Khánh Hòa) với tổng tiềm năng khoảng 80GW (tốc độ gió trên 7-9m/s), các khu vực còn lại ở Trà Vinh, Hà Tĩnh và Quảng Ninh có tốc độ gió thấp hơn (chỉ 6-7m/s) nên khó cạnh tranh với gió gần bờ.

- **Điện mặt trời:**

Riêng năm 2019-2020, nguồn điện mặt trời nối lưới đã được đưa vào vận hành lên tới khoảng 9GW (trong đó tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận hơn 3,5GW). Quy mô công suất của các dự án điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch là trên 13GW, tổng quy mô đăng ký xây dựng nhưng chưa được bổ sung là 50GW.

Tổng tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời rất lớn lên tới 1646GW (1569GW là tiềm năng mặt đất và 77GW là tiềm năng mặt nước), tuy nhiên nếu xét thêm về điều kiện khả năng xây dựng và tiềm năng kinh tế theo từng tỉnh thì tổng quy mô tiềm năng có thể phát triển của điện mặt trời quy mô lớn toàn quốc khoảng 386GW, tập trung chủ yếu tại miền Nam, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên.

Về điện mặt trời áp mái, đến hết năm 2019 công suất lắp đặt ĐMT áp mái toàn quốc đạt 340MWp (272MW), đến hết năm 2020 tổng công suất lắp đặt là 7780MW. Suất vốn đầu tư điện mặt trời áp mái ở Việt Nam thấp hơn khoảng 10% so với điện mặt trời quy mô lớn. Tuy nhiên chi phí vận hành bảo dưỡng của điện mặt trời áp mái sẽ cao hơn nhiều so với điện mặt trời quy mô lớn (ước tính khoảng 1,6% vốn đầu tư). Ngoài ra, do khả năng bị đổ bóng cao hơn và việc bảo dưỡng không được thường xuyên như nhà máy quy mô lớn, nên số giờ phát điện Tmax của điện mặt trời áp mái sẽ thấp hơn điện mặt trời quy mô lớn (~ 10%). Tổng tiềm năng điện mặt trời áp mái toàn quốc lên tới 48GW, trong đó chủ yếu nằm ở khu vực miền Nam 22GW

- **Nguồn thủy điện:**

Nguồn thủy điện đã được khai thác gần hết, hiện tại toàn quốc có khoảng 17GW nguồn thủy điện lớn trên 30MW và 3,4GW nguồn thủy điện nhỏ. Tiềm năng xây dựng thủy điện còn lại chỉ khoảng 2,6 GW thủy điện lớn trên 30MW dự kiến vào vận hành trong giai đoạn 2020-2025, và khoảng 2,8GW thủy điện nhỏ.

- **Nguồn sinh khối và NLTT khác:**

Hiện tại điện sinh khối có khoảng 500MW điện bã mía đang hoạt động cấp điện đồng phát cho các nhà máy đường đồng thời phát điện lên lưới, khoảng 100MW điện trấu và khoảng 600MW điện gỗ đang ở giai đoạn chuẩn bị đầu tư. Quy mô tiềm năng phát triển của điện sinh khối khoảng 5 GW, nguồn rác thải khoảng 1,5GW, nguồn địa nhiệt 460MW.

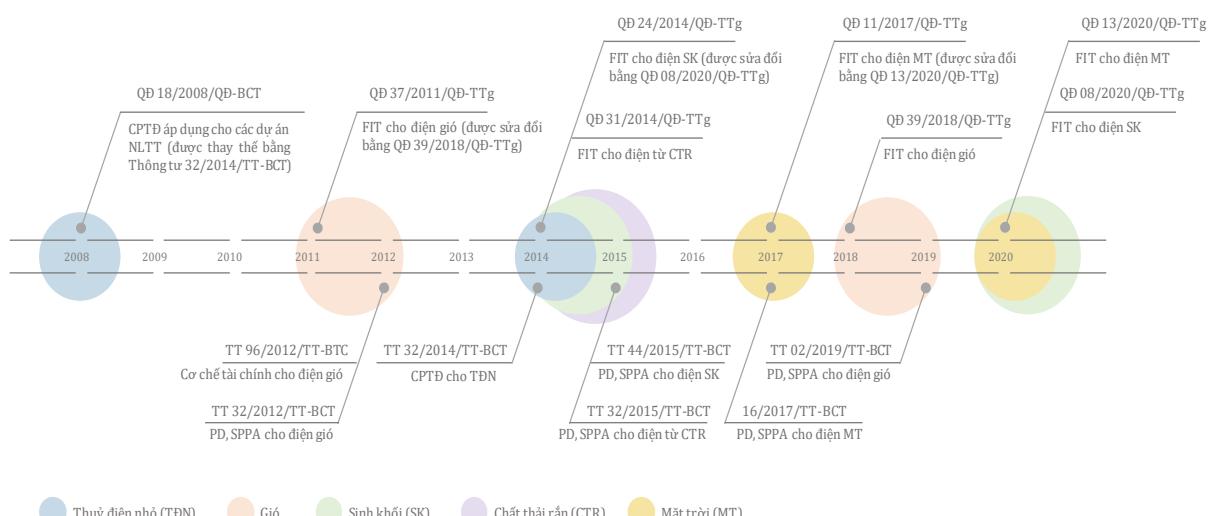
8.1. HIỆN TRẠNG PHÁT TRIỂN ĐIỆN TÁI TẠO VIỆT NAM

8.1.2. Hiện trạng cơ chế chính sách cho phát triển điện tái tạo

Về mặt chủ trương chính sách, Chính phủ đã đặt ra mục tiêu phát triển NLTT trong các tài liệu: Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 đến 2020 có xét đến 2030, Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị.

- *Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam giai đoạn đến 2030 có xét đến năm 2050* đã được Thủ tướng phê duyệt tại Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015, trong đó đề ra tỷ lệ điện sản xuất từ NLTT (bao gồm cả thủy điện lớn và nhỏ) trong tổng điện năng sản xuất của quốc gia phải đạt 38% vào năm 2020; 32% vào năm 2030 và 43% vào năm 2050.
- *QHĐ7 điều chỉnh*: dự kiến các nguồn điện NLTT (bao gồm thủy điện nhỏ, điện gió, điện mặt trời, và điện sinh khối) sẽ chiếm 21% tổng công suất nguồn điện của quốc gia vào năm 2030
- *Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị*: quy định tỷ lệ nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045, tương ứng tỷ lệ điện năng của năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc là khoảng 30% năm 2030 và 40% năm 2045

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



Hình 8.1: Cơ chế khuyến khích phát triển điện tái tạo hiện hành

Bảng 8.1: Tổng hợp cơ chế khuyến khích phát triển điện tái tạo hiện hành

Loại NLTT	Loại hình công nghệ	Cơ chế khuyến khích và hiệu lực	Giá bán (chưa gồm VAT)
Thuỷ điện nhỏ (<30MW)	Sản xuất điện	Biểu giá chi phí tránh được ¹	Biểu giá CPTĐ được BCT công bố hàng năm
Điện gió (cho các dự án vào vận hành trước tháng 11/2021)	Dự án trên đất liền	FIT cho 20 năm	8,5 UScent/kWh
	Dự án ngoài khơi	FIT cho 20 năm	9,8 UScent/kWh
Sinh khối	Đồng phát nhiệt - điện	FIT cho 20 năm	7,03 USCents/kWh
	Không phải đồng phát nhiệt - điện	FIT cho 20 năm	8,47 USCents/kWh
Điện từ chất thải	Thiêu đốt	FIT cho 20 năm	10,05 USCents/kWh
	Chôn lấp	FIT cho 20 năm	7,28 USCents/kWh
Điện mặt trời (cho các dự án vào vận hành đến 31/12/2020)	Điện mặt trời nổi	FIT cho 20 năm	7,69 USCents/kWh
	Điện mặt trời mặt đất	FIT cho 20 năm	7,09 USCents/kWh
	Điện mặt trời mái nhà	FIT cho 20 năm	8,38 USCents/kWh

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

Bảng 8.2: Cơ chế khuyến khích cho dự án điện tái tạo nói lướt tại Việt Nam

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

8.1.3. Hiện trạng phát triển điện tái tạo

a) Điện gió

Năng lượng gió là nguồn năng lượng tái tạo nhận được sự quan tâm của Chính phủ Việt Nam từ rất sớm. Đến nay số lượng dự án điện gió được phát triển tăng rất

¹ Biểu phí chi phí tránh được cho SHP bao gồm thành phần giá điện năng và giá công suất. Giá điện năng được quy định cho mùa khô và mùa mưa. Đối với mỗi mùa, giá được quy định cho các giờ cao điểm, bình thường và thấp điểm và thay đổi theo vùng Bắc, Trung và Nam.

nhanh, đặc biệt là khi Chính phủ ban hành cơ chế khuyến khích phát triển điện gió (Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 29/6/2011 và Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018). Đến thời điểm tháng 12/2020, tổng công suất đặt khoảng 600 MW điện gió đã được đưa vào vận hành trên toàn quốc. Tuy nhiên khá nhiều dự án đã khởi công xây dựng, tổng công suất nguồn điện gió đã ký PPA với EVN khoảng 3000MW.

+ *Tình hình triển khai lập quy hoạch điện gió tỉnh*

Để thúc đẩy phát triển điện gió theo mục tiêu của Chính phủ đề ra, Bộ Công Thương đã ban hành Văn bản số 4308/BCT-TCNL ngày 17/5/2013 đề nghị 24 tỉnh/thành phố dự báo có tiềm năng tốt cho phát triển điện gió tổ chức lập quy hoạch phát triển điện gió cấp tỉnh. Hiện nay đã có 11/24 tỉnh thực hiện Quy hoạch phát triển điện gió và đã được Bộ Công Thương phê duyệt. Theo đó, tổng công suất điện gió quy hoạch tại các tỉnh này khoảng 2.511 MW cho giai đoạn đến năm 2020 và khoảng 15.380,9 MW cho giai đoạn đến năm 2030.

Bảng 8.3: Quy hoạch phát triển điện gió các tỉnh

TT	Tỉnh	Công suất (MW)	
		2020	Dự kiến đến 2030
1	Thái Bình		70
2	Quảng Trị	110	110
3	Ninh Thuận	220	1.429
4	Bình Thuận	700	1.570
5	Đăk Lăk	110	1.382
6	Bà Rịa - Vũng Tàu		107
7	Bến Tre	150	1.520
8	Trà Vinh	270	1.608
9	Sóc Trăng	200	1.470
10	Bạc Liêu	401,2	2.507
11	Cà Mau	350	3.607
	Tổng	2.511	15.380

Nguồn: Nhóm nghiên cứu Viện Năng lượng, tổng hợp từ Quy hoạch phát triển điện gió các tỉnh

+ *Tình hình triển khai quy hoạch dự án điện gió riêng lẻ*

Bên cạnh các dự án đã được phê duyệt quy hoạch theo quy hoạch phát triển điện gió cấp tỉnh, trong thời gian vừa qua có rất nhiều dự án điện gió được UBND các tỉnh trình bổ sung quy hoạch riêng lẻ theo quy định hiện hành. Đến tháng 12 năm 2020, có hơn 12000 MW đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt bổ sung vào quy hoạch phát triển điện lực các cấp. Các dự án này tập trung chủ yếu tại khu vực miền Trung, Tây Nguyên và đồng bằng Sông Cửu Long.

b) Điện mặt trời

Trước năm 2017, mặc dù có tiềm năng to lớn nhưng tình hình phát triển điện mặt trời nối lưới được thực hiện ở Việt Nam vẫn còn thấp hơn mong đợi. Tính đến tháng 8/2017, tổng công suất đặt điện mặt trời chỉ khoảng 28 MW, chủ yếu là nguồn điện quy mô nhỏ (hệ thống không nối lưới và một số dự án trình diễn nối lưới hạ thế - đặt tại các tòa nhà và văn phòng). Tuy nhiên, kể từ khi Chính phủ ban hành Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam và Thông tư số 16/2017/TT-BCT quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời, trong vòng hơn 3 năm đã có nhiều nhà đầu tư trong và ngoài nước đã tìm kiếm cơ hội đầu tư vào các dự án điện mặt trời có quy mô lớn trên toàn quốc. Các dự án chủ yếu tập trung ở khu vực miền Trung và miền Nam nơi có bức xạ mặt trời cao.

Đến hết năm 2020, nguồn điện mặt trời nối lưới đã được đưa vào vận hành lên tới khoảng 9000 MW (trong đó tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận gần 3,5GW). Quy mô công suất của các dự án điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch là trên 13GW, tổng quy mô đăng ký xây dựng nhưng chưa được bổ sung khoảng 50GW.

Bên cạnh các dự án điện mặt trời dạng trang trại (lắp đặt trên mặt đất, mặt nước), các dự án điện mặt trời mái nhà cũng phát triển với tốc độ rất nhanh. Đến hết năm 2019 công suất lắp đặt ĐMT áp mái toàn quốc mới đạt 340MWp (272MW), nhưng đến hết năm 2020 tổng công suất lắp đặt đạt tới 7780MW. Các tỉnh vùng Đông Nam Bộ (bao gồm Tp Hồ Chí Minh) vẫn duy trì là các địa phương dẫn đầu trong lắp đặt điện mặt trời áp mái với cả hai tiêu chí là số lượng dự án và tổng công suất lắp đặt.

c) Điện sinh khối

Mặc dù đã có cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện sinh khối tại Quyết định số 24/2014/QĐ-TTg ngày 24/3/2014, tính đến nay việc phát triển các dự án điện SK không được như kỳ vọng, chưa tương xứng với tiềm năng sẵn có. Mới đây Chính phủ tiếp tục ban hành Quyết định số 08/2020/QĐ-TTg ngày 05 tháng 3 năm 2020 sửa đổi, bổ sung một số điều của quyết định số 24/2014/QĐ-TTg. Điểm đáng lưu ý nhất là việc hiệu chỉnh giá mua điện đối với dự án điện sinh khối:

- Đối với các dự án đồng phát nhiệt - điện: tăng từ 5,8 UScents/kWh lên 7,03 UScents/kWh
- Đối với các dự án không phải là đồng phát nhiệt - điện: chuyển từ cơ chế Chi phí tránh được (với giá bình quân năm 2019 khoảng 7,36 UScents/kWh) sang cơ chế FIT (Feed in Tariff) với giá mua điện là 8,47 UScents/kWh.
 - + Thực trạng phát triển điện trấu

Cho đến thời điểm hiện nay, ở Việt Nam chưa có nhà máy điện SK chỉ sản xuất

điện riêng rẽ. Dựa theo nguồn thông tin sẵn có² và nguồn số liệu thu thập bổ sung từ các địa phương³, hiện tại, chỉ có khoảng 10 chủ đầu tư đã xin phép xây dựng với quy mô công suất trung bình 10MW/nhà máy. Phần lớn là các chủ đầu tư trong nước với 8 dự án, 2 dự án còn lại liên doanh với nước ngoài. Các dự án điện tráu nêu trên đều tập trung ở các tỉnh thuộc vùng Đồng bằng sông Cửu Long, gồm: Tiền Giang: 02 dự án; Đồng Tháp: 03 dự án; Cần Thơ: 03 dự án; Kiên Giang: 01 dự án, Hậu Giang: 01 dự án.

Trong số 10 dự án kể trên, chỉ có duy nhất nhà máy điện tráu Đình Hải tại Cần Thơ được đầu tư xây dựng. Tuy nhiên, nhà máy này mới chỉ xây dựng xong hệ thống lò hơi và sản xuất hơi bán cho các hộ tiêu thụ trong khu công nghiệp Trà Nóc, Cần Thơ. Các dự án còn lại có 01 dự án đã hoàn thành giai đoạn lập Dự án đầu tư⁴, 02 Dự án hoàn thành giai đoạn lập Báo cáo đầu tư⁵, số còn lại chỉ dừng ở bước xin chủ trương đầu tư. Phần lớn các dự án được lập cách đây khá lâu, từ những năm 2007, 2008. Đến nay nhiều dự án đã bị thu hồi giấy phép đầu tư hoặc không có thông tin thêm về các giai đoạn tiếp theo.

+ Thực trạng phát triển điện bã mía

Tính đến hết niên vụ 2018-2019, tổng công suất lắp đặt nguồn điện từ bã mía tại 38 nhà máy đường hiện hữu đạt 504,7 MW, trong đó 40MW tại Bắc Bộ, 74MW tại Bắc Trung Bộ, 3MW tại Trung Trung Bộ, 143MW tại Tây Nguyên, 145MW tại Nam Trung Bộ, và 98MW tại Nam Bộ. Dải công suất của các nhà máy phần lớn nằm trong khoảng từ 1,5MW đến 60MW. Riêng nhà máy đường An Khê (công ty đường Quảng Ngãi) tại tỉnh Gia Lai có tổng công suất lắp đặt điện lớn nhất 95MW. Trong số các nhà máy đường nêu trên, niên vụ 2018/2019 có 10 nhà máy đường với tổng công suất điện lắp đặt là 377,6MW bán điện thua lén lưới quốc gia với sản lượng điện đạt khoảng 347 GWh/năm.

+ Thực trạng phát triển điện gỗ

Tính đến thời điểm hiện tại, có một số dự án sản xuất điện độc lập sử dụng gỗ năng lượng làm nhiên liệu chính được triển khai thực hiện. Diễn hình là dự án Nhà máy điện sinh khối Quế Sơn. Dự án có quy mô công suất lắp đặt là 7MW tại huyện Quế Sơn, tỉnh Quảng Nam do Công ty TNHH Vietpeco làm chủ đầu tư. Hiện dự án đang trong giai đoạn xây dựng. Dự kiến dự án sẽ đi vào vận hành vào năm 2021, sản lượng điện hàng năm cung cấp lên lưới điện quốc gia ước khoảng 47,4 triệu kWh.

² Nguồn: Viện Năng lượng, các báo cáo từ 2008-2011

³ Biểu mẫu điều tra gửi 41 nhà máy đường hiện hữu và 63 Sở Công Thương trên toàn quốc

⁴ Dự án NM điện tráu Hậu Giang, tỉnh Hậu Giang

⁵ NM ND đốt tráu 6 MW, Cao Lãnh, Đồng Tháp; Dự án NM nhiệt điện đốt tráu công suất 10 MW, Lấp Vò, Đồng Tháp

Đến thời điểm tháng 11/2020 có khoảng 560MW tổng quy mô công suất các dự án nguồn điện sinh khối từ điện gỗ được đăng ký đầu tư và nghiên cứu đầu tư (Bắc Bộ: 166MW, Bắc Trung Bộ: 50MW, Trung Trung Bộ: 117MW, Tây Nguyên: 120MW, Nam Trung Bộ: 50MW, Nam Bộ: 60MW). Ngoài ra, hiện có 2 dự án điện sinh khối từ phế phẩm nông nghiệp (cây cao lương) với quy mô đăng ký là 600MW tại tỉnh An Giang đang được đề xuất đầu tư.

d) Điện rác

Ở Việt Nam, việc tận dụng nguồn rác thải để sản xuất điện năng đã manh nha hình thành từ năm 2006. Tuy nhiên phần lớn dự án mới chỉ dừng lại ở bước xin chủ trương đầu tư hoặc ý tưởng dự án hoặc dự án đầu tư. Dự án đầu tiên được đưa vào hoạt động thành công, đó là nhà máy xử lý rác thành điện sạch tại Gò Cát - TP.HCM bao gồm 3 tổ máy phát điện với tổng công suất lắp đặt là 2,4 MW, ước tính thu hồi 410 m³ khí/ngày, tổng mức đầu tư khoảng 242 tỷ đồng.

Năm 2017, Nhà máy xử lý chất thải công nghiệp phát điện (Nhà máy điện rác Nam Sơn) đầu tiên của Việt Nam đã được khánh thành, đưa vào sử dụng tại Khu liên hợp xử lý chất thải Nam Sơn (Sóc Sơn, Hà Nội) với tổng mức đầu tư trên 645 tỷ đồng. Nhà máy sử dụng công nghệ đốt rác phát điện tiên tiến của Nhật Bản với công suất 75 tấn/ngày và tạo ra 1,93 MW điện. Đây được đánh giá là dự án tiên phong trong quy trình xử lý rác thải công nghiệp hiện đại chưa từng có tại Việt Nam và khu vực. Tháng 8/2018, dự án nhà máy điện rác Cần Thơ đã được đưa vào vận hành. Nhà máy có quy mô công suất 7,5 MW, công suất xử lý khoảng 400 tấn rác/ngày và phát điện khoảng 60 triệu kWh/năm.

Bên cạnh một số ít nhà máy xử lý rác phát điện đã đi vào hoạt động ở Hà Nội, Hà Nam (khảo nghiệm thành công dây truyền chuyển rác thành điện qua công nghệ khí hóa, sản xuất khí tổng hợp - syngas), TP Hồ Chí Minh, Cần Thơ, Quảng Bình (dây chuyền lén men tạo biogas và lò đốt phát điện công suất 2MW tại nhà máy xử lý rác thải sinh hoạt Lý Trạch). Hiện nay có khá nhiều dự án điện rác đang đề xuất đầu tư, những dự án này được cấp giấy phép đầu tư bởi các tỉnh thành Hà Nội, Phú Thọ, Hải Dương, Bắc Giang, Thái Bình, Thanh Hóa, Thừa Thiên Huế, Đà Nẵng, Đồng Nai, TP Hồ Chí Minh, Hậu Giang... Đến thời điểm tháng 11/2020, có khoảng 586MW tổng công suất các dự án điện từ chất thải rắn đang xây dựng, đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch và đang được đề xuất kêu gọi đầu tư tại các tỉnh, trong đó có 226MW tại Bắc Bộ, 48MW tại Bắc Trung Bộ, 12MW tại Trung Trung Bộ, 299MW tại Nam Bộ, dự kiến vào vận hành trong giai đoạn đến 2025.

e) Thủ điện nhỏ

Đến nay, vì các dự án thủy điện quy mô lớn (> 100MW) ở những khu vực thuận lợi nhất để phát triển - hiện đã đạt đến giới hạn, cơ hội hiện tập trung vào các dự án thủy

điện quy mô nhỏ với công suất dưới 30 MW. Tính đến hết tháng 6 năm 2017, tổng công suất lắp máy các dự án thủy điện nhỏ trên địa bàn toàn quốc sau rà soát là 391 dự án với $\sum N_{lm} = 4.800$ MW. Trong đó:

- Nhà máy đang vận hành khai thác 226 dự án với tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm} = 2.562,9$ MW.
- Nhà máy đang thi công xây dựng 165 dự án với tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm} = 1.834,44$ MW.

f) Các loại hình điện tái tạo khác

+ Địa nhiệt

Cùng với nguồn năng lượng từ gió, mặt trời, sóng biển... địa nhiệt là nguồn năng lượng sạch, thân thiện với môi trường được nhiều nước trên thế giới sử dụng để sản xuất điện năng. Tại Việt Nam, việc nghiên cứu địa nhiệt được bắt đầu từ những năm 80, 90 của thế kỷ trước và đã có những điều tra, đánh giá sơ bộ tiềm năng các nguồn địa nhiệt trên phạm vi toàn quốc. Tuy nhiên, hiện nguồn năng lượng này gần như vẫn chưa được khai thác cho sản xuất điện mà chỉ được sử dụng trong các ứng dụng trực tiếp như nước khoáng đóng chai, tắm nóng chữa bệnh, khu du lịch suối nước nóng (như tại Bình Châu), sấy nông sản, sản xuất muối iod và chất khí CO₂....

+ Thuỷ triều

Năng lượng thuỷ triều hay Điện thuỷ triều là một dạng của thủy năng có thể chuyển đổi năng lượng thu được từ thuỷ triều thành các dạng năng lượng hữu ích khác, chủ yếu là điện. Mặc dù chưa được sử dụng rộng rãi, năng lượng thuỷ triều được xem là nguồn năng lượng tiềm năng cho việc sản xuất điện trong tương lai.

Việt Nam có bờ biển dài trên 3.000 km và ven biển có nhiều vũng, vịnh, cửa sông, đầm phá, là tiền đề để khai thác năng lượng thuỷ triều. Tuy nhiên, nguồn năng lượng này mới ở giai đoạn nghiên cứu sơ khai, chưa có những ứng dụng cụ thể cho sản xuất điện.

+ Khí sinh học

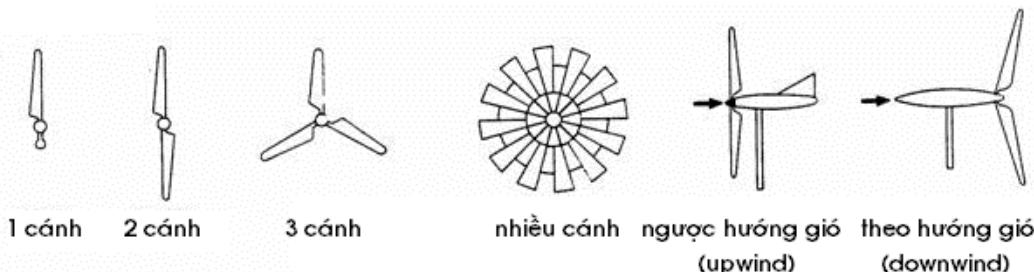
Các nghiên cứu, ứng dụng năng lượng khí sinh học hiện nay mới chỉ tập trung chủ yếu vào lĩnh vực cung cấp nhiệt quy mô hộ gia đình; xử lý chất thải, nước thải trong quá trình sản xuất công nghiệp. Chưa có nhiều nghiên cứu, ứng dụng nguồn năng lượng này cho sản xuất điện. Hiện cũng có một vài cơ sở lắp đặt hệ thống sản xuất điện sử dụng KSH, tuy nhiên các hệ thống này đều ở dạng mô hình thí điểm với nguồn kinh phí được hỗ trợ từ các tổ chức quốc tế. Mô hình này vẫn chưa được nhân rộng do những hạn chế về mặt kỹ thuật cũng như cơ chế khuyến khích (hiện chưa có cơ chế khuyến khích giá mua điện từ các công trình KSH).

8.2. DỰ BÁO PHÁT TRIỂN CÔNG NGHỆ VÀ CÁC THÔNG SỐ KINH TẾ-KỸ THUẬT VÀ CHI PHÍ ĐẦU TƯ CỦA CÁC LOẠI HÌNH NGUỒN ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO GIAI ĐOẠN TỚI NĂM 2030 CÓ XÉT ĐẾN 2050

8.2.1. Công nghệ điện gió

a) Xu hướng phát triển công nghệ

Phân loại tuabin gió: Liên quan tới số cánh của tuabin gió có thể chia thành công nghệ tuabin gió một cánh, hai cánh, ba cánh, hoặc nhiều cánh. Trong đó, công nghệ tuabin gió 3 cánh là phổ biến nhất. Các công nghệ khác chủ yếu được phát triển dưới dạng nghiên cứu, thử nghiệm hoặc triển khai ở quy mô nhỏ.

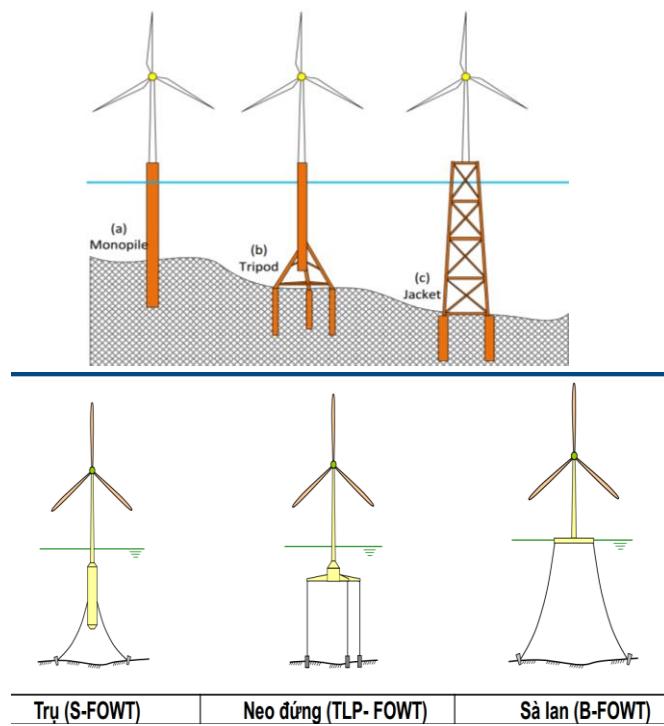


Hình 8.2: Phân loại tuabin gió

Dựa vào vị trí của trục tuabin thì công nghệ tuabin gió được chia làm 2 loại: Loại trục đứng (VAWT – Vertical Axis Wind Turbine) và trục ngang (HAWT – Horizontal Axis Wind Turbine). Trong loại tuabin trục ngang, còn phân biệt vị trí khi tuabin ngược hướng gió (upwind) hay theo chiều gió (downwind).

Trong tương lai, có thể xuất hiện một số dạng công nghệ sản xuất điện gió mới, hiện đang được tiến hành thử nghiệm ở quy mô nhỏ: như dạng công nghệ điện gió bay với nhiều biến thể như điều gió, turbine bay tầng cao (drone turbine); và dạng turbines đa động cơ (multi-rotor wind turbine).

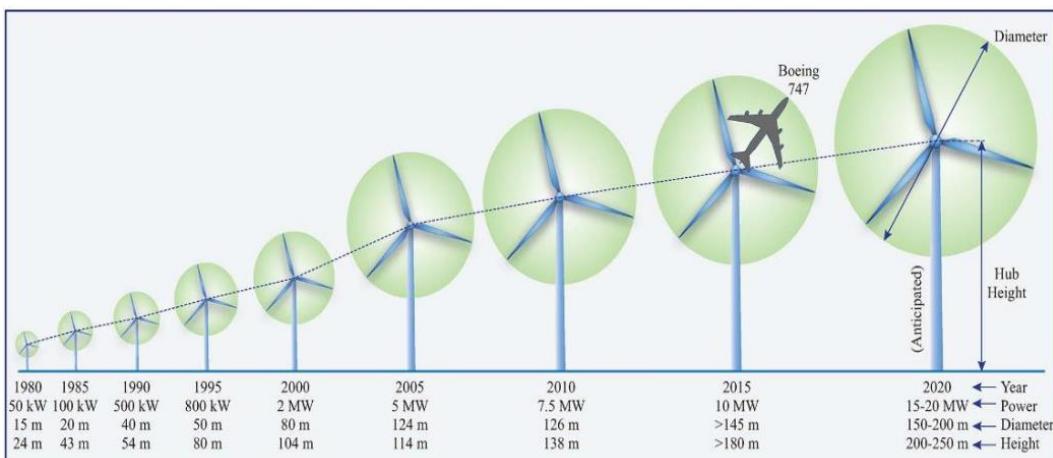
Về công nghệ móng cột điện gió ngoài khơi hiện 5 loại công nghệ có thể áp dụng: móng cố định (cọc đơn, cọc ba chân, cọc jacket), móng nổi (móng trụ, móng neo đứng, sà lan). Trong đó loại móng cột cố định thường được áp dụng cho khu vực nước có độ sâu dưới 50m. Loại móng cột nổi hiện mới có một dự án đang hoạt động năm 2017: Hywind Scotland do Equinor phát triển 30MW, còn lại đều ở giai đoạn đăng ký phát triển. Công nghệ móng nổi có thể được phát triển mạnh trong tương lai khi giảm giá thành chi phí sê cho phép khai thác các khu vực xa bờ, nước sâu hơn 50m và có tốc độ gió cao, chế độ gió ổn định.



Hình 8.3: Công nghệ chân móng trụ gió turbine ngoài khơi

Xu hướng phát triển công nghiệp điện gió hiện nay tập trung vào việc tăng kích thước tuabin gió, tối ưu hóa diện tích quét năng lượng, tích hợp lưới thân thiện, điều kiện hoạt động đa dạng và hướng tới các dự án điện gió ngoài khơi

Chiều cao và công suất của tuabin gió cũng đã được các nhà chế tạo nâng lên cùng với việc tăng độ dài cánh. Hình dưới minh họa cho sự phát triển về kích cỡ của tuabin gió theo từng năm, với turbine gió ngoài khơi lớn nhất được đưa vào khai thác hiện nay là 9,5MW (Vestas V164-9.5, năm 2019), và đang vận hành thử nghiệm là 12MW/turbine (Haliade X-12) dự kiến có thể khai thác thương mại vào giai đoạn 2023-2025.



Hình 8.4: Sự phát triển tuabin gió theo đường kính cánh và độ cao tháp đỡ

Nhìn nhận về xu hướng công nghệ điện gió trong giai đoạn 10-15 năm tới, có thể thấy rằng công nghệ turbine 3 cánh, trục ngang, ngược gió, sử dụng bước điều chỉnh xung lực, tốc độ thay đổi và điều khiển hướng, lắp đặt trên bờ và ngoài khơi vẫn sẽ là công nghệ chủ lực của điện gió, công xuất turbine gió sẽ lớn hơn rất nhiều và cùng theo đó là chiều cao cột nhằm giảm chi phí suất đầu tư và giảm giá thành LCOE.

b) Thông số kinh tế-kỹ thuật và chi phí đầu tư

+ Điện gió trên bờ:

Suất đầu tư: Trong vòng 35 năm qua, suất đầu tư đối với các dự án điện gió trên bờ đã giảm khoảng 71% từ 5000 USD/kW năm 1983 xuống mức 1500 USD/kW năm 2018 và có xu hướng tiếp tục giảm. Tuy nhiên, cũng cần chú ý rằng, mức giá nói trên là đối với vùng có tiềm năng gió cao và có các chỉ tiêu tài chính (vay dài hạn và lãi suất rất thấp, sử dụng đất có nhiều ưu đãi...) và sự giảm giá tuabin gió do được hoàn thiện công nghệ phù hợp. Theo số liệu thống kê của IRENA, trong giai đoạn 1984-2018, xuất đầu tư điện gió giảm mạnh, tại Mỹ chi phí này giảm đến 66%, trong khi đó tại Đức xuất đầu tư điện gió giảm (52%), các quốc gia như Đan Mạch giảm (50%), Thụy Điển giảm 41%.

Chi phí quy định: Cũng theo báo cáo mới nhất của IRENA (2019), chi phí quy định trung bình của các trang trại gió trên bờ mới trong năm 2016 là từ 0,05 đến 0,12 USD / kWh tùy theo khu vực, nhưng chi phí có thể thấp tới 0,03 USD / kWh cho các dự án cạnh tranh nhất mà không cần hỗ trợ tài chính. Chi phí trung bình sẽ tiếp tục giảm do áp lực liên tục lên giá tuabin gió và tiếp tục tăng trưởng về chiều cao trung tâm và khu vực quét, dẫn đến hệ số công suất cao hơn cho gió. Gió ngoài khơi đất hơn đáng kể, với chi phí từ 0,10 đến 0,21 USD / kWh cho các dự án được vận hành trong năm 2014-16.

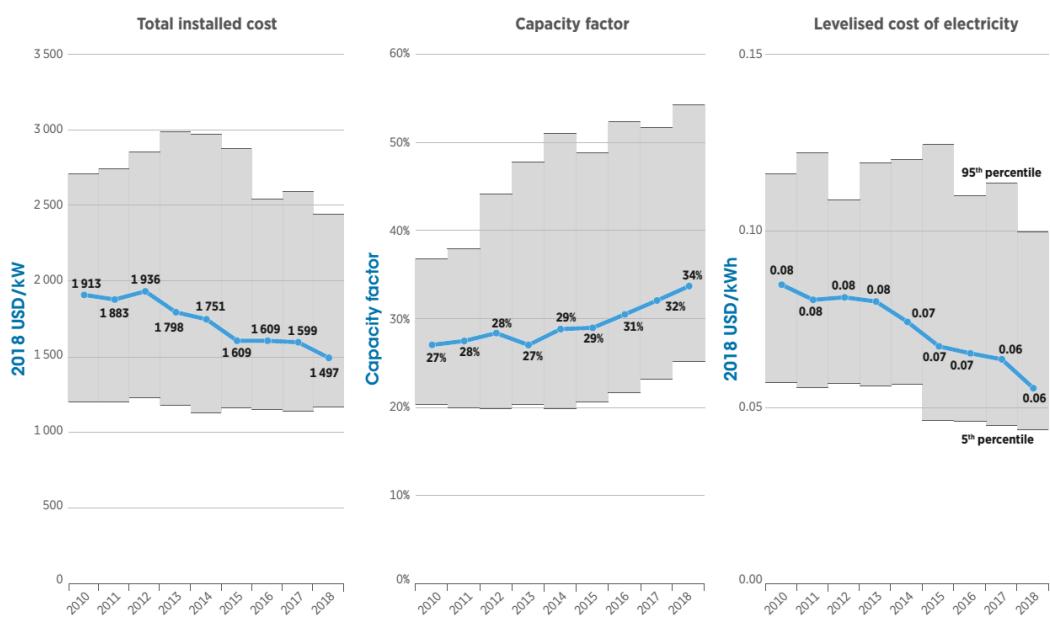
Hệ số công suất của các nhà máy điện gió trong năm 2018 theo thống kê số liệu của các nhà máy điện gió hiện đang hoạt động nằm trong dải 30-35% như trong bảng sau:

Bảng 8.4: Hệ số công suất của các nhà máy điện gió trong năm 2018

NM Điện Gió	Hệ số công suất (%)	Ghi chú
Bạc Liêu	31	Ngoài khơi gần bờ
Hướng Linh 2	35	
Phú Lạc	35	
Tuy Phong	22	Các turbines gió hoạt động không hết công suất do gặp nhiều sự cố, dừng để sửa chữa nhiều

Theo nghiên cứu mới nhất của IRENA (2019), điện gió trên bờ sẽ trở thành một trong các công nghệ phát điện cạnh tranh nhất trong tương lai. **Suất đầu tư dự kiến** sẽ

giảm hơn nữa trong ba thập kỷ tới, đạt mức trung bình phạm vi từ 800 đến 1350/kW vào năm 2030 và 650 USD đến 1000/kW vào năm 2050 so với trung bình hiện tại mức 1497/kW năm 2018. **Hệ số công suất** được dự báo sẽ đạt được ngưỡng cao hơn, do tiến bộ KHCN, phát triển turbine lớn hơn, vào khoảng từ 35-55% năm 2030, và 35-58% vào năm 2050. **Chi phí quy đổi** trong tương lai cũng do vậy được dự báo sẽ hoàn toàn cạnh tranh được với các dạng công nghệ phát điện truyền thống khác, nằm trong dải 3-5 UScents/kWh vào năm 2030 và 2-3 cents vào năm 2050. Tuy nhiên cũng lưu ý rằng các đánh giá của IRENA thường được coi là quá lạc quan. Khả năng chi phí quy đổi cho điện gió trên bờ của Việt Nam vẫn được dự báo ở mức cao hơn, 5-10cents/kWh vào năm 2030 và 4-6 cents vào 2050



Hình 8.5: Suất đầu tư trung bình trên thế giới, hệ số công suất và chi phí quy đổi cho điện gió trên bờ

Nguồn: IRENA, năm 2019

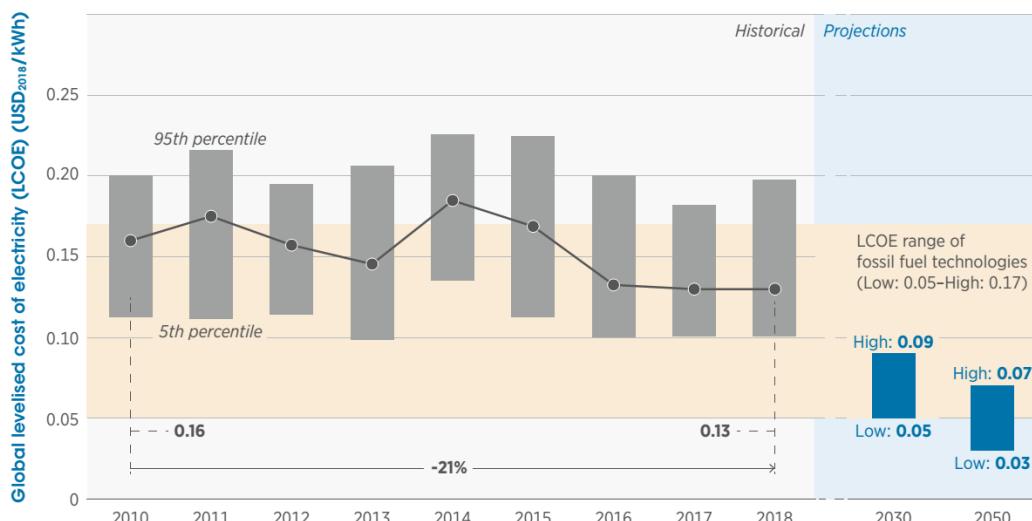
+ Điện gió ngoài khơi

Hiện tại Việt Nam chưa có dự án điện gió. Tuy nhiên với tốc độ phát triển công nghệ, nhu cầu năng lượng tăng cao và tiềm năng gió ngoài khơi được đánh giá rất tốt, khả năng sẽ xuất hiện điện gió ngoài khơi từ năm 2025 và tăng trưởng nhanh chóng sau 2030-2050.

Với sự dịch chuyển đến vùng nước sâu hơn và các địa điểm xa hơn từ các cảng, suất đầu tư lắp đặt của các trang trại gió ngoài khơi thuộc các nước phát triển đã tăng, từ mức trung bình khoảng 2,500USD/kW năm 2000 lên khoảng 5,400 USD/kW vào năm 2011-2014, và được giảm xuống khoảng 4350USD/kW năm 2018. Giá tuabin gió luôn có xu hướng giảm, đặc biệt trong giai đoạn 2020 – 2025 khi có sự đột phá trong

công nghệ turbine và kết cấu móng cột, có sự cải tiến đổi mới công nghệ nâng cao hiệu suất, sản lượng phát điện có thể tăng cho một đơn vị công suất lắp đặt. Theo dự báo và các đánh giá trên thế giới (DEA, IRENA, IEA), suất đầu tư cho điện gió ngoài khơi sẽ dao động trong khoảng 1700-3200 US\$/MW vào năm 2030 và khoảng 1400 – 2800US\$/MW vào 2050. Việt Nam trong giai đoạn phát triển ban đầu có thể sẽ nằm trong giới hạn cao của dải suất đầu tư trung bình thế giới do chi phí phát triển, logistics, và O&M cao, chi phí vốn cao.

Hệ số công suất của điện gió ngoài khơi bình quân trên thế giới đã tăng lên đáng kể từ 38% năm 2010 lên 43% năm 2018. Theo dự báo xu thế thiết kế chế tạo turbine thế hệ mới, hệ số công suất sẽ đạt ngưỡng 36-58% vào năm 2030 và 43-60% năm 2050. Theo đánh giá của các chuyên gia, Việt nam có thể đạt hệ số công suất ở mức cao trung bình thế giới do chế độ gió tốt.



Hình 8.6: Chi phí quy dân của điện gió ngoài khơi

Nguồn: Future of Wind, IRENA 2019

Theo báo cáo của IRENA 2019, chi phí quy dân trung bình thế giới của điện gió ngoài khơi cho đến năm 2018 vẫn còn tương đối cao, 10-19 UScents và được dự báo giảm xuống 5-9 cents/kWh vào 2030 và 3-7 cent vào 2050. Tuy nhiên các nghiên cứu khác của DEA (Danish Energy Agency 2020), NREL⁶, cho thấy giá trị LCOE được dự báo trong khoảng 11-15 cents vào năm 2030 và 8-13 cents/kWh vào năm 2050. Giá trị này theo đánh giá của nhóm chuyên gia là phù hợp với Việt nam.

⁶ IEA 2017, “Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: The Views of the World’s Leading Experts”

8.2.2. Công nghệ điện mặt trời

a) Xu hướng phát triển công nghệ

Hiện nay, có 3 công nghệ đã được phát triển và thương mại hóa. Đó là: Công nghệ quang điện hay Điện mặt trời (DMT); Công nghệ Nhiệt Điện mặt trời (NDMT); Công nghệ Nhiệt mặt trời (NMT).

Phương thức sử dụng quan trọng nhất của năng lượng mặt trời hiện nay và trong tương lai vẫn là sản xuất điện năng. Ở đây, hai loại công nghệ sản xuất điện mặt trời được phát triển rộng rãi, đó là: Công nghệ hội tụ năng lượng mặt trời CSP (concentrated solar power) và Công nghệ quang điện SPV (Solar Photovoltaic).

Công nghệ điện mặt trời (SPV) phổ biến nhất hiện nay bao gồm:

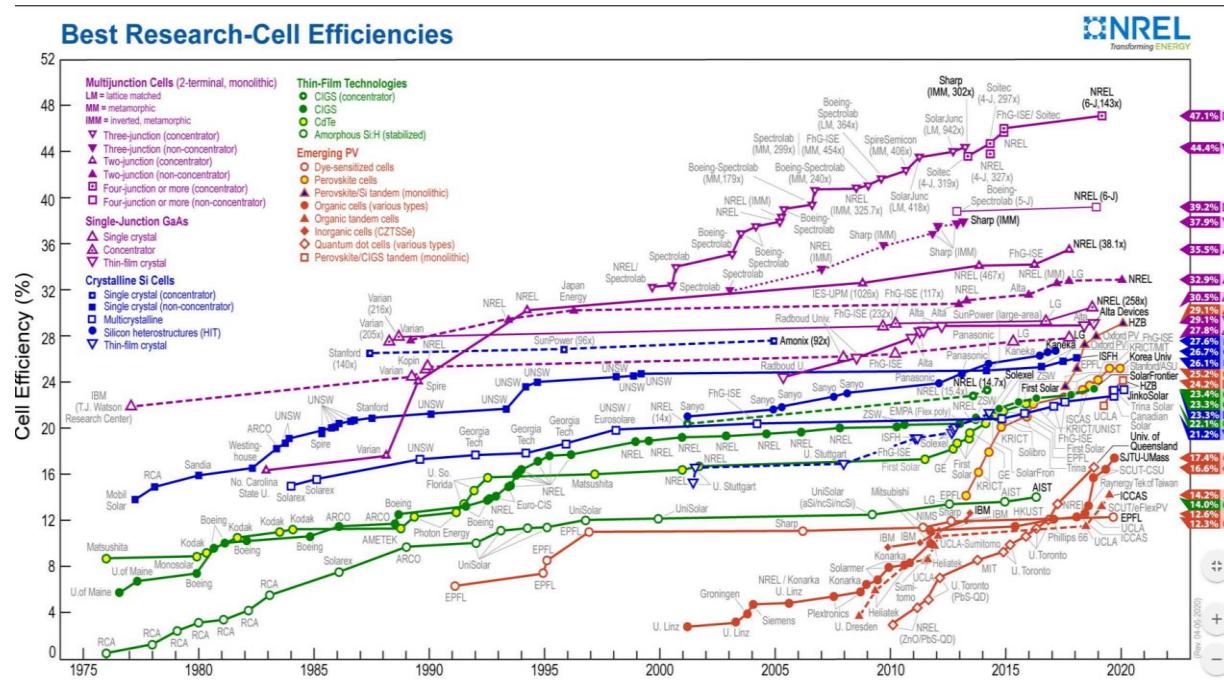
- Pin mặt trời tinh thể, thị phần khoảng 90%
- Pin mặt trời màng mỏng, thị phần khoảng 10%

Công nghệ hội tụ năng lượng mặt trời (CSP) sử dụng một hệ thống nhiều tấm kính, gương phản chiếu và các hệ thống theo dõi nhằm tập trung ánh sáng mặt trời trên một khu vực rộng lớn vào một diện tích nhỏ.

Xu hướng phát triển điện mặt trời trên thế giới

Công nghệ điện mặt trời đã được phát triển tương đối lâu, vào giai đoạn chín muồi dẫn đến giảm giá thành nhanh cho các tấm pin crystalline silicon. Công nghệ xây dựng nhà máy DMT cũng đã được tối ưu hóa giảm giá thành.

- Hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao: Hiệu suất chuyển đổi năng lượng ngày càng cao nhờ áp dụng các vật liệu mới (tấm in nhiều lớp, Perovskite Solar Cells, Vật liệu hữu cơ...) sẽ có thể đẩy hiệu suất đạt đến ngưỡng 30-35% trong điều kiện thực tế vận hành vào năm 2030.



Hình 8.7: Hiệu suất chuyển đổi pin năng lượng mặt trời cho các dạng công nghệ pin khác nhau

Nguồn: NREL, năm 2019

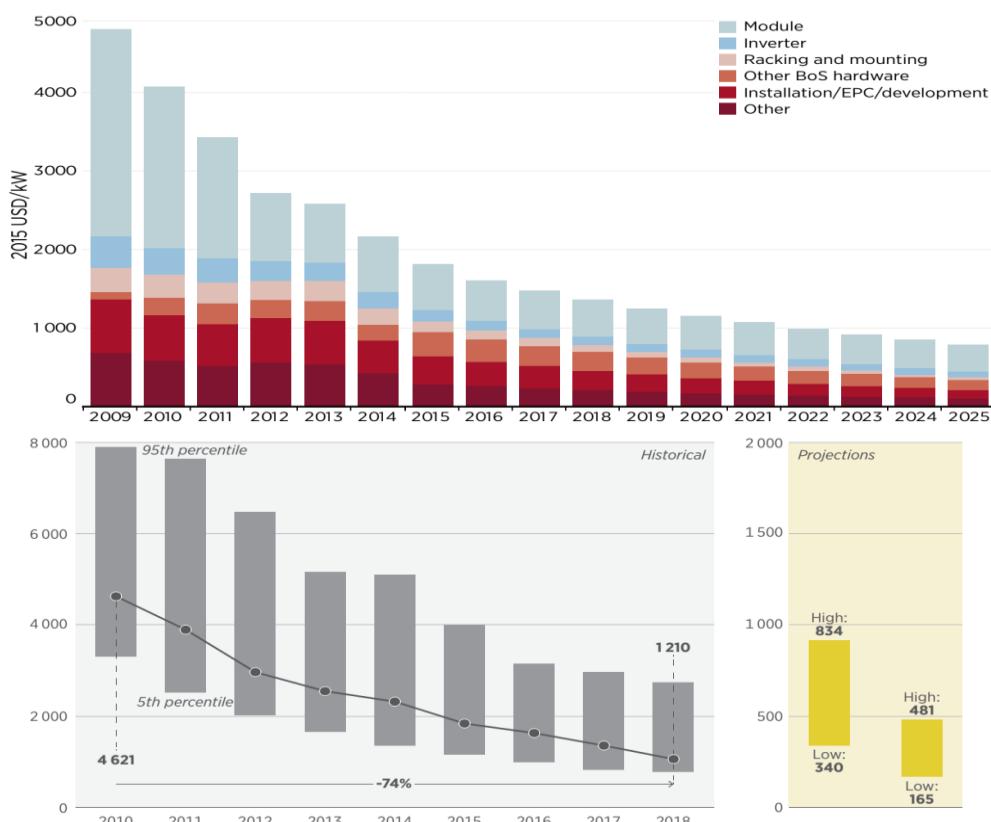
Hầu hết các nhà sản xuất tấm pin mặt trời cung cấp một loạt các dòng sản phẩm bao gồm các loại đơn tinh thể (Mono) và đa tinh thể (Poly) với các xếp hạng công suất và điều kiện bảo hành khác nhau. Hiệu quả của các tấm pin năng lượng mặt trời (Solar panels) đã tăng đáng kể trong vài năm qua do nhiều tiến bộ trong công nghệ tế bào quang điện (Solar Cells). Đã có những ý kiến trái chiều kéo dài về sự vượt trội về mặt công nghệ giữa các tế bào silicon đơn tinh thể và đa tinh thể. Các tế bào đơn tinh thể (mono) sẽ hiệu quả hơn vì chúng được cắt từ một tinh thể đơn sắc, nhưng chi phí sản xuất chúng cũng đắt hơn. Trong quá khứ, vì chi phí thấp hơn nên công nghệ đa tinh thể trở thành loại công nghệ được ưa thích được sử dụng. Tuy nhiên, trong vài năm qua, chi phí của các tấm mono giảm đáng kể và hầu hết các nhà sản xuất hiện đã chuyển trở lại sử dụng các tế bào đơn tinh thể.

Theo dự báo xu hướng công nghệ sản xuất điện từ năng lượng mặt trời, sản xuất điện từ NLMT sẽ được phát triển cả trên mặt đất, mái nhà và mặt nước, vẫn dựa chủ yếu trên công nghệ PV đa tinh thể. Công nghệ điện mặt trời hội tụ (CSP) theo đánh giá của các nghiên cứu quốc tế sẽ còn đắt trong tương lai, nên không có dự kiến đưa vào hoạt động nhà máy quy mô lớn⁷.

⁷ Chí phí quy đắn cho công nghệ CSP hiện tại 2018 vào khoảng 20UScent/kWh, với suất đầu tư trên 5000USD/kW (IRENA 2019).

b) Các thông số kinh tế-kỹ thuật và chi phí đầu tư

Suất đầu tư: Chi phí lắp đặt cho nhà máy điện mặt trời PV nối lưới dự báo sẽ giảm từ mức khoảng 1200USD/kW (2018) xuống còn khoảng dưới 900USD/kW (chưa tính IDC) vào năm 2025. Cũng theo đánh giá của các nghiên cứu của các tổ chức thế giới và ý kiến các chuyên gia trong nước (IRENA, NREL, IEA, IoE), suất đầu tư của ĐMT đến 2030 sẽ nằm trong khoảng 350 - 840 USD/kW⁸ nhờ giảm giá thành trong sản xuất tấm pin, tiến bộ trong nâng cao hiệu xuất biến đổi năng lượng, giảm chi phí và modul hóa trong xây dựng nhà máy ĐMT.



Hình 8.8: Chi phí lắp đặt hệ thống PV nối lưới 2009-2025 và dự báo đến 2050

Nguồn: IRENA Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, Future of Solar PV, 2019

Hệ số công suất: Hệ số công suất của các nhà máy điện mặt trời tại Việt Nam hiện tại dao động trong khoảng 18%, cao nhất là 26% (theo tính toán dựa trên số liệu thống kê của các NM ĐMT năm 2019, đã hiệu chỉnh theo thời gian thực đưa vào vận hành trong 2019). Với tiến bộ khoa học công nghệ trong bố trí các dàn pin quay, phát triển điện trên mặt nước, nâng cao hiệu suất và các tiến bộ KHCN, tích hợp hệ thống lưu trữ pin vào NMĐMT..., hệ số công suất của NM ĐMT sẽ đạt mức cao hơn 25% vào 2030 và 28% vào 2050.

⁸ Future of Solar PV, 2019

Chi phí quy định: Trong khoảng hơn 1 thập kỷ từ 2010-2018, giá thành sản xuất điện trung bình toàn cầu LCOE từ công nghệ PV đã giảm 77% từ khoảng 37,1 UScent/kWh xuống còn chỉ 8,5 UScent/kWh. Chi phí sản xuất điện năng LCOE hiện tại Trung Quốc là khoảng 6,7 UScent/kWh, giảm 20% so với năm 2017, trong khi LCOE tại Ấn Độ đã giảm 21% xuống mức 6,2 UScent/kWh. Trong khi đó, năm 2018 chứng kiến chi phí LCOE của Nhật Bản giảm chỉ 1% so với 2017 tới mức 15,3 UScent/kWh, vẫn ở mức cao nhất thế giới hiện nay.

Theo IRENA 2020, giá thành sản xuất điện năng công nghệ SPV trên toàn cầu vẫn tiếp tục giảm trong năm 2019. Mức giá đấu thầu thấp nhất ghi nhận tại một số dự án ở Brazil, Bồ Đào Nha và Dubai với mức giá bỏ thầu lần lượt là 1,648 UScent/kWh, 1,653 UScent/kWh và 1,695 UScent/kWh. Ngoài ra, tại Mỹ và Qatar cũng ghi nhận một số dự án SPV đã ký hợp đồng mua bán điện PPA với mức giá rất thấp. Tại Mỹ, giá điện ký PPA của 1 số dự án dao động trong dải 1,6-3,5 UScent/kWh trong khi dự án SPV kèm theo hệ thống pin lưu trữ nằm trong sa mạc Mojave, California đã ký PPA với mức 4 UScent/kWh, dự kiến đưa vào vận hành 2023. Theo dự báo và đánh giá mới nhất của IRENA 2019, chi phí quy định của ĐMT sẽ vào khoảng 2 – 8 UScent/kWh vào năm 2030 và giảm xuống còn 1,4 – 5 UScent /kWh vào năm 2050. Theo tính toán và đánh giá của nhóm chuyên gia VNL, với số liệu bức xạ của Việt nam ở mức trung bình của thế giới, kinh nghiệm xây dựng, vận hành, và trình độ công nghệ sẽ nằm trong khoảng tốp đầu của thế giới, chi phí quy định của Việt Nam dự kiến nằm trong khoảng ~6 USCent/kWh vào năm 2030 và ~ 4 USCent/kWh vào 2050.

8.2.3. Công nghệ thủy điện nhỏ

a) Xu hướng công nghệ

Công nghệ thiết bị

Thủy điện là một công nghệ chín muồi và được hiểu rõ. Nhìn chung trong những năm qua, công nghệ thiết bị chính của thuỷ điện không có những thay đổi đáng kể về mặt nguyên lý. Xét về tổng thể các thiết bị thuộc công nghệ cũ vẫn chiếm tỷ trọng 21% đối với các tua bin thuỷ lực, 23% đối với các máy phát. Nói chung các thiết bị của Liên Xô cũ vận hành tương đối tốt như ở nhà máy thuỷ điện Hoà Bình. Các turbine thủy điện nhỏ hiện nay đạt tới giới hạn hiệu suất thuỷ lực 90-95%.

Công nghệ đập

- Tùy theo tiêu chí phân loại mà người ta chia đập thành các loại khác nhau.
- Theo chế độ thuỷ lực phân ra làm hai loại: đập dâng (không cho nước tràn qua) và đập tràn (cho nước tràn qua).
- Theo vật liệu để xây dựng đập: đập đất (vật liệu làm bằng đất), đập đá đỗ, đập bê tông...

- Theo thiết kế trên mặt bằng: đập vòm (với đỉnh đập hình cánh cung),...

Các nhà máy thủy điện nhỏ của Việt Nam đã và đang xây dựng thường sử dụng công nghệ đập dâng, vật liệu sử dụng chế tạo đập là:

- Đập đất đồng chất, đập đá đỗ lõi sét, đập đất đá hỗn hợp lõi sét, các loại đập này thường là rẻ và yêu cầu thi công không đòi hỏi công nghệ cao nên rất phù hợp với điều kiện nước ta thời gian qua và cho đến nay các đập này vẫn đang vận hành an toàn và ngày càng ổn định hơn
- Đập bê tông: Hiện nay, các công trình đang thi công sử dụng công nghệ đập bê tông trọng lực, chiếm 40% trong tổng số 30 đập thống kê được (cả các đập đã xây dựng). Đập bê tông đầm lăn (RCC) được xây dựng sử dụng nhiều bê tông khô, cho phép xây dựng nhanh với chi phí thấp hơn sẽ được áp dụng nhiều trong thời gian tới

b) Các thông số kinh tế - kỹ thuật và chi phí đầu tư

Chi phí của thủy điện nhỏ phụ thuộc rất nhiều vào vị trí, địa hình, và các điều kiện tự nhiên khác. Do vậy rất khó đưa ra được giá trị xuất đầu tư chuẩn để ước tính các thông số kinh tế kỹ thuật.

Suất đầu tư: Suất đầu tư cho thủy điện nhỏ ở Việt nam có sự dao động rất lớn. Theo thống kê dựa trên cơ sở dữ liệu của 120 dự án, suất đầu tư trung bình là 850USD/kW. Tuy nhiên theo đánh giá gần đây nhất đối với một dự án mới được thực hiện (TĐ Sông Bung 6) tương đối điển hình là 1250 USD/kW. Đánh giá của IRENA đưa ra con số 1500USD/kW (chưa tính IDC) cho thủy điện nhỏ.

Do các thủy điện nhỏ (dưới 30MW) sẽ được đưa vào khai thác hết trước 2030 đều là các khu vực khó khăn cho xây dựng và vận hành, dự kiến suất đầu tư cho thủy điện nhỏ khoảng 1200 - 1500 USD/kW (chưa tính IDC), trong đó thiết bị chiếm 25% - 30%; xây lắp chiếm 70% - 75%.

Hệ số công suất trung bình của 120 dự án thủy điện nhỏ hiện đang hoạt động là 56%, và dự kiến sẽ không thay đổi đối với các dự án sẽ được xây dựng cho đến 2030.

Chi phí quy dân: các nhà máy thủy điện nhỏ sẽ được áp dụng cơ chế “chi phí tránh được”.

8.2.4. Công nghệ điện thủy triều

a) Xu hướng công nghệ

Năng lượng thủy triều có thể thu được bằng hai cách: đưa tuabin nước vào dòng chảy triều hoặc xây dựng các ao hồ nhận/thoát nước thông qua một tuabin. Trường hợp đầu tiên, lượng năng lượng hoàn toàn được xác định bởi biên độ và thời gian của dòng

chảy triều. Trường hợp thứ hai, chi phí xây dựng các đập ngăn nước là rất tốn kém, các chương trình nước tự nhiên bị phá vỡ hoàn toàn, giao thông thủy cũng bị gián đoạn.

Xu hướng công nghệ điện thủy triều phát triển gồm:

Máy phát điện thủy triều: Các máy phát điện thủy triều sử dụng Động năng của dòng chảy tác động tới hệ thống cánh của tuabin điện thủy triều, một số máy phát điện thủy triều có thể được xây dựng nhiều tổ máy hợp thành dạng kết cấu của các cầu cùa hoặc xây dựng chìm hoàn toàn dưới mặt nước biển. Chế độ làm việc của các tuabin này có thể nằm ngang, thẳng đứng, mở, hoặc ngầm hóa. Hiện nay việc sử dụng công nghệ tương tự như tua-bin gió, để chuyển đổi năng lượng thủy triều sẽ hiệu quả hơn nhiều.

Đập thuỷ triều: Đập thuỷ triều tận dụng thế năng giữa thủy triều cao và thấp. Vật liệu xây dựng đập chủ yếu là vật liệu bê tông cốt thép chịu mặn.

Động năng thuỷ triều: Động năng thuỷ triều (hoặc DTP, Dynamic tidal power) là một công nghệ chưa được thử nghiệm nhưng hứa hẹn sẽ khai thác sự tương tác giữa động năng và thế năng trong dòng thủy triều. Để tạo được động năng thuỷ triều, các dự án điện thủy triều phải xây dựng các đập rất dài (30–50 km) từ bờ biển thẳng ra biển hoặc đại dương.

Đàm phá thuỷ triều: Một lựa chọn mới trong việc thiết kế công trình khai thác năng lượng thủy triều là xây dựng các bức tường chắn tròn được gắn với các tuabin có thể thu được năng lượng động năng của thủy triều. Các hồ chứa được tạo ra tương tự như hồ chứa thủy triều (đập thuỷ triều).

b) Các thông số kinh tế-kỹ thuật và chi phí đầu tư

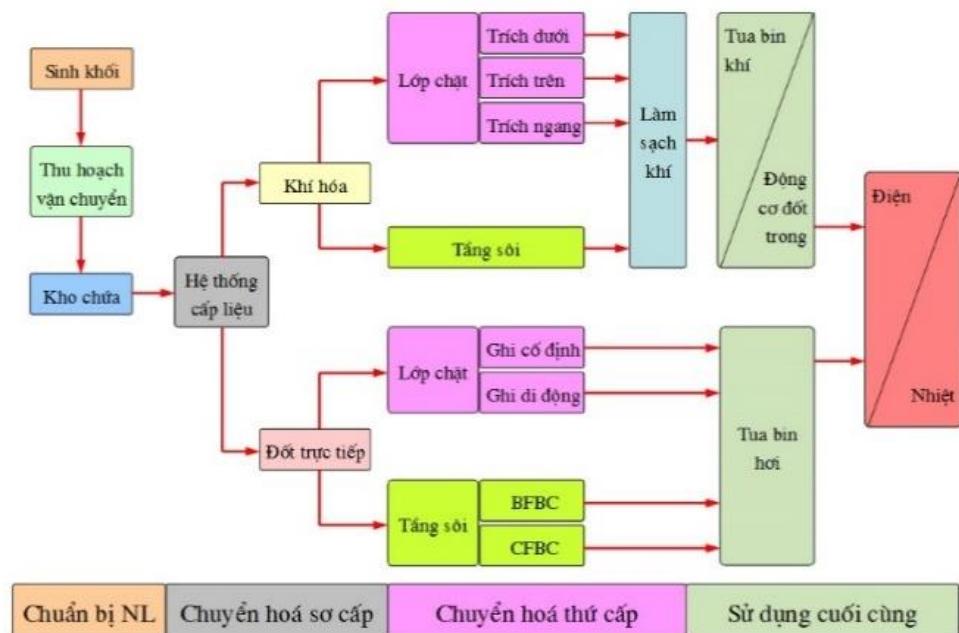
Theo tính toán của các chuyên gia trong báo cáo IES 2019, với giá thành sản xuất điện thủy triều là hơn 10 UScents/kWh, cao hơn giá thủy điện và nhiệt điện và tương đương giá thành của điện gió. Tuy nhiên, thủy triều có thể cung cấp một nguồn năng lượng ổn định. Những giá trị này khiến cho việc sản xuất điện bằng thủy triều trở thành hình thức sản xuất điện thích hợp nhất cho chiến lược đa dạng hóa nguồn điện. Trong tương lai cho đến 2030, tại Việt Nam khó có thể có nhà máy điện thủy triều xuất hiện, trừ trường hợp có chính sách hỗ trợ mạnh mẽ của chính phủ. Giai đoạn sau 2030 khi đó điện thủy triều có thể có khả năng cạnh tranh với các dạng năng lượng khác tuy nhiên ở mức độ không đáng kể⁹.

⁹ Hiện tại 2018, có một vài dự án năng lượng biển (thủy triều) công suất từ 10kW – 1 MW đang hoạt động dưới dạng thử nghiệm tại Anh, Canada, Úc và Trung Quốc (IEA, Renewables report 2019).

8.2.5. Công nghệ Điện sinh khối, Điện rác

a) Xu hướng công nghệ Điện sinh khối

Có nhiều loại công nghệ chuyển hóa sinh khối thành điện năng và nhiệt năng. Các công nghệ sử dụng sinh khối cho sản xuất năng lượng được mô tả trong sơ đồ khái như hình dưới đây.



Hình 8.9: Sơ đồ công nghệ sử dụng sinh khối cho sản xuất năng lượng

Sơ đồ trên cho thấy, để sản xuất ra điện từ SK sẽ phải trải qua các giai đoạn chuẩn bị nhiên liệu, chuyển hóa sơ cấp và chuyển hóa thứ cấp. Có hai dạng chuyển hóa sơ cấp chính là đốt trực tiếp và khí hóa. Đối với từng dạng chuyển hóa sơ cấp khác nhau sẽ có từng loại hình công nghệ sản xuất điện khác nhau. Bảng dưới đây tổng hợp các công nghệ sản xuất điện từ sinh khối đã cơ bản hoàn thiện và thương mại hóa hoàn toàn, được ứng dụng cho các mục đích khác nhau.

Bảng 8.5 Các công nghệ sản xuất điện SK theo mục đích, quy mô sử dụng

Mục đích sử dụng	Quy mô nhà máy	Dạng sinh khối ¹⁰	
		Rắn	Khí
Dân dụng	< 15 kW	n/a	GE
Thương mại	15-100 kW	n/a	GE
	100-1.000 kW	ST/IGGE	GE
	1-5 MW	ST	GE/GT

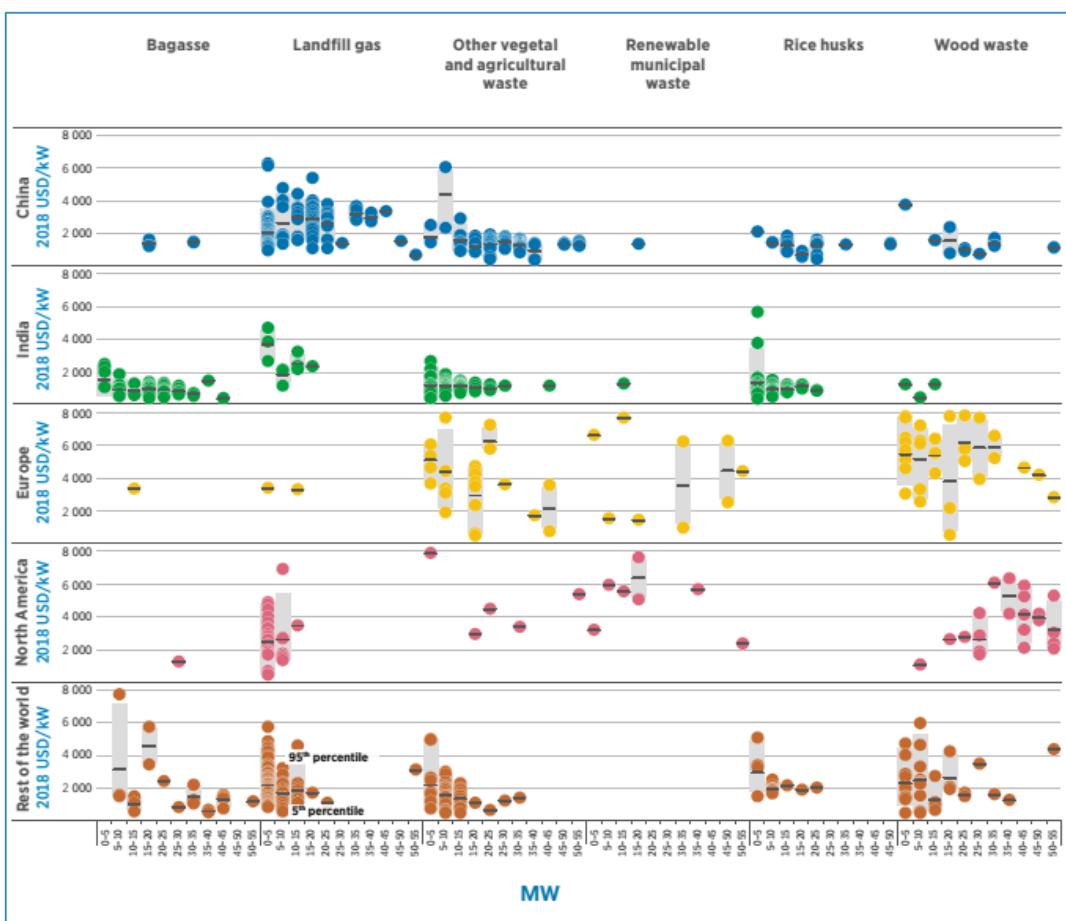
¹⁰ Các dạng sinh khối bao gồm dạng rắn (củi gỗ, phế thải nông nghiệp), dạng khí (khí hóa sinh khối).

Mục đích sử dụng	Quy mô nhà máy	Dạng sinh khối ¹⁰	
		Rắn	Khí
Công nghiệp	1-5 MW	ST	GE/GT
	5-50 MW	ST	GT/CCGT
	> 50 MW	ST	CCGT

Nguồn: Technical Report on Available Cogeneration Technologies in Europe. EC-ASEAN Cogeneration Programme (COGEN 3), 2004. Ghi chú: N/A- không áp dụng; ST- Tuabin hơi; GE- Động cơ đốt trong; GT- Tuabin khí; IGGE- Động cơ khí tích hợp khí hóa; CCGT- Tuabin khí chu trình hở; CCGT- Tuabin khí chu trình hỗn hợp.

b) Các thông số kinh tế-kỹ thuật và chi phí đầu tư điện sinh khối

Suất đầu tư nhà máy điện sinh khối: thiết bị có xuất xứ từ các nước G7 thường có suất đầu tư cao hơn bởi 3 yếu tố chính: i). Tiêu chuẩn phát thải ra môi trường đòi hỏi cao hơn; ii). Chi phí O&M thấp; và iii). Tuổi thọ dự án, độ sẵn sàng và hiệu suất của thiết bị. Nhìn chung xuất đầu tư cho điện sinh khối dao động rất lớn theo vùng (Trung Quốc, Ấn Độ, Châu Âu, Châu Mỹ...), theo công nghệ và nguồn nhiên liệu...

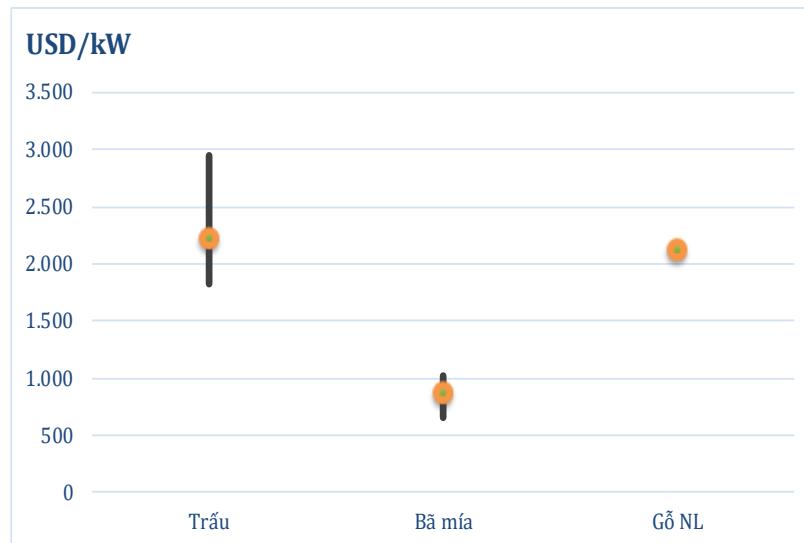


Hình 8.10: Suất đầu tư nhà máy điện sinh khối hiện tại theo khu vực và công nghệ

Nguồn: IRENA, năm 2019

Tại Việt Nam, theo kết quả thống kê từ những báo cáo đầu tư/dự án đầu tư đã lập cho thấy suất đầu tư điện sinh khối phụ thuộc vào công nghệ sản xuất điện, loại nhiên liệu sử dụng cho thấy:

- Suất đầu tư cho nhà máy đồng phát nhiệt điện từ nguồn bã mía nằm trong khoảng 657 - 1023 USD/kW.
- Suất đầu tư cho nhà máy điện trâu dao động từ 1822 - 2954 USD/kW.
- Suất đầu tư cho nhà máy điện sử dụng gỗ cùi dự kiến khoảng 2127 USD/kW.



Hình 8.11: Suất đầu tư tổng hợp các dự án điện sinh khối tại Việt Nam

Nguồn: Dự thảo báo cáo Quy hoạch phát triển điện sinh khối, Viện Năng lượng 2017

Dự kiến suất đầu tư điện sinh khối theo từng loại hình công nghệ sử dụng tại Việt Nam trong giai đoạn 2020 - 2030 được thể hiện ở bảng dưới đây.

Bảng 8.6 Lựa chọn suất đầu tư cho điện SK tại Việt Nam

Loại sinh khối	Suất đầu tư (USD/kW)
Điện trâu	1900
Điện gỗ	2000
Đồng phát - bã mía	1000
Điện rơm rạ	2200

Hệ số công suất: Hệ số công suất của các nhà máy điện sinh khối trên thế giới theo thống kê cơ sở dữ liệu của IRENA 2019 cho thấy có dao động rất lớn, từ 50-95%, giá trị trung bình năm 2018 là 78%. Hệ số công suất cho Việt Nam được dự kiến theo như bảng dưới đây, căn cứ theo tính toán quy hoạch điện sinh khối:

Bảng 8.7: Hệ số công suất theo công nghệ điện sinh khối giai đoạn 2020 – 2030

Công nghệ	Tmax (h)	HSCS (%)	Nguồn
Điện trâu	6500	74	Tham khảo 10 dự án điện trâu; và ii). Các dự án của Thái Lan, Trung Quốc.
Điện bã mía	3600	41	Tham khảo 2 dự án điện bã mía của VN; và ii). các dự án của Thái Lan, Trung Quốc.
Điện gỗ	6500	74	Tham khảo quy mô các dự án của Thái Lan, Trung Quốc; ii). Các giả định của nhóm nghiên cứu
Điện rơm rạ	6500	74	Tham khảo quy mô các dự án của Thái Lan, Trung Quốc; ii). Các giả định của nhóm nghiên cứu

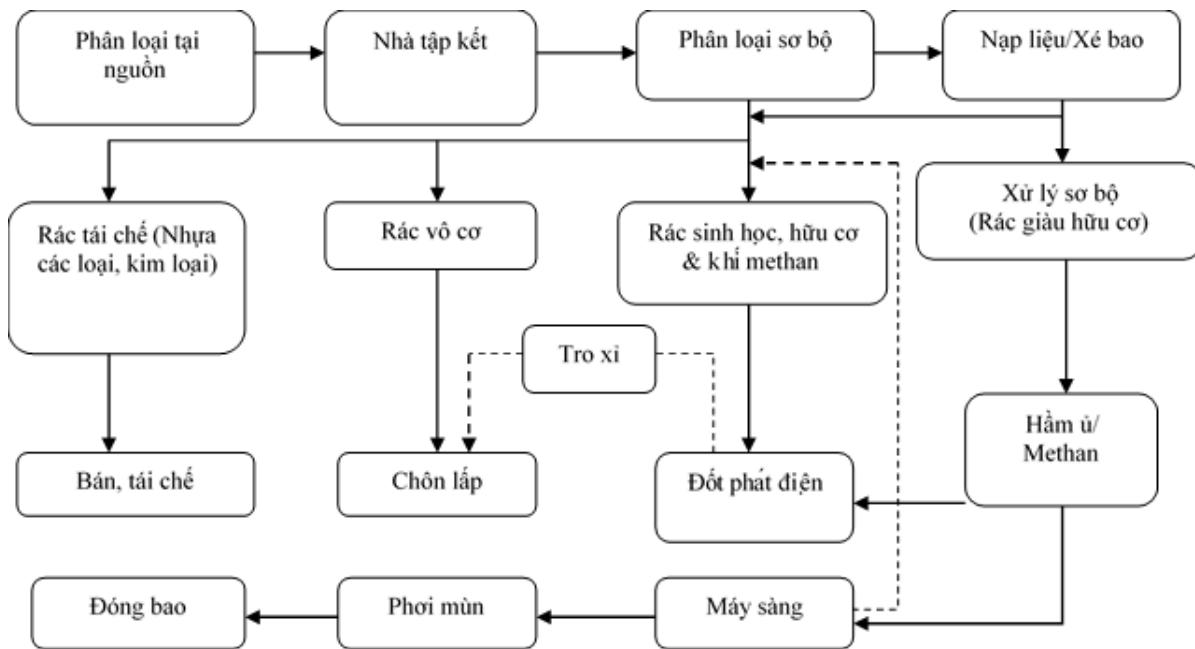
Nguồn: Dự thảo báo cáo Quy hoạch phát triển điện sinh khối, Viện Năng lượng 2017

Chi phí quy dẫn LCOE: Theo quy hoạch phát triển điện sinh khối được Viện Năng lượng lập năm 2017, kết quả phân tích kinh tế cho thấy để có thể khai thác được những dự án điện SK tiềm năng (dự án đạt hiệu quả tài chính với mức lợi nhuận hợp lý cho chủ đầu tư) thì chi phí quy dẫn với từng loại dự án điện SK như sau:

- Điện bã mía: chi phí quy dẫn ở mức 6,42 US\$cent/kWh
- Điện trâu: chi phí quy dẫn ở mức 7,76 US\$cent/kWh
- Điện gỗ:
 - + Điện gỗ sử dụng nhiên liệu gỗ củi: chi phí quy dẫn ở mức 7,99 US\$cent/kWh
 - + Điện gỗ sử dụng nhiên liệu gỗ năng lượng: chi phí quy dẫn ở mức 10,78 US\$cent/kWh
- Điện rơm rạ: chi phí quy dẫn ở mức 9,26 US\$cent/kWh.

c) Xu hướng công nghệ điện rác

Tổng quan chu trình xử lý chất thải rắn vào các mục đích sử dụng hiệu quả rác thải như nguồn năng lượng, nguồn nguyên liệu được thể hiện ở hình dưới đây:



Hình 8.12: Mô hình công nghệ xử lý CTR

Các công nghệ phát điện từ chất thải rắn

- Phân hủy yếm khí và khí thu hồi Methan từ các bãi chôn lấp CTR
 - Công nghệ theo quy trình nhiệt: bao gồm:
 - + Công nghệ đốt thu hồi năng lượng;
 - + Công nghệ khí hóa;

d) Các thông số kinh tế-kỹ thuật và chi phí đầu tư điện rác

Tại Việt Nam, theo kết quả thống kê từ những báo cáo đầu tư/dự án đầu tư đã lập cho thấy suất đầu tư điện rác phụ thuộc vào công nghệ xử lý rác cho phát điện.

- Đối với công nghệ chôn lấp, thu hồi khí, sử dụng động cơ đốt trong cho phát điện, suất đầu tư khoảng 2270 USD/kW.
 - Công nghệ thiêu đốt có suất đầu tư cao hơn, khoảng 4670 USD/kW.

Bảng 8.8: Suất đầu tư một số dự án điện rác tại Việt Nam

TT	Tên Dự án	Công nghệ	Công suất lắp đặt (MW)	Suất đầu tư (triệu USD/MW)
1	Nhà máy điện Rác Đông Thạnh	Chôn lấp	4	2,27
2	Phước Hiệp I - TP. HCM	Chôn lấp	3	2,27
3	Hệ thống xử lý chất thải công nghiệp phát điện tại Nam Sơn, Hà Nội	Đốt CTR CN	1,93	14,26

TT	Tên Dự án	Công nghệ	Công suất lắp đặt (MW)	Suất đầu tư (triệu USD/MW)
4	Nhà máy đốt rác phát điện Củ Chi - TP. HCM	Đốt CTR SH	30	4,67

Căn cứ vào những số liệu suất đầu tư điện rác của thế giới và trong nước theo từng loại hình công nghệ để tính toán giá thành quy dẫn trong nghiên cứu này được thể hiện ở bảng dưới đây.

Bảng 8.9: Suất đầu tư cho nhà máy điện từ nguồn CTR tại Việt Nam

Quốc gia	Suất đầu tư (USD/kW)	
	Công nghệ chôn lấp	Công nghệ thiêu đốt
Trung Quốc và một số quốc gia khác	1.130 - 2.900	2.200 - 4.250
Các nước phát triển	1.917 - 2.436	6.500 - 7.200
Việt Nam	2.270	4.670
Giá trị đề xuất cho giai đoạn 2020- 2030	2.250	4.000

8.2.6. Công nghệ điện địa nhiệt

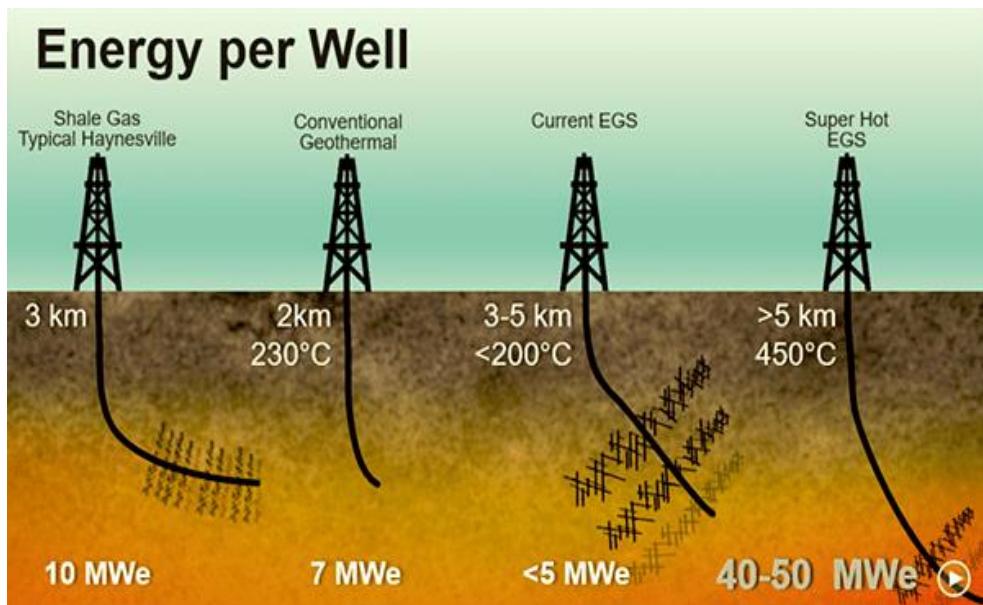
a) Xu hướng công nghệ

Hiện tại có 5 dạng nguồn địa nhiệt khác nhau, trong đó bồn trũng thủy địa nhiệt (hydrothermal reservoirs), năng lượng trái đất (earth energy) đã đưa vào khai thác thương mại. 3 dạng còn lại, nước muối địa áp (geopressured brine), đá khô nóng (dry hot rock) và magma, vẫn còn yêu cầu phát triển các kỹ thuật cao/tân tiến.

Có 3 kỹ thuật chính được sử dụng trong việc sản xuất điện từ địa nhiệt, 4 kiểu nhà máy điện địa nhiệt:

- 1) Nhà máy điện địa nhiệt kỹ thuật hơi khô
- 2) Nhà máy điện địa nhiệt kỹ thuật hơi nước
- 3) Nhà máy điện địa nhiệt kỹ thuật chu kỳ nhị phân
- 4) Nhà máy điện địa nhiệt kết hợp cả 2 kỹ thuật hơi nước và nhị phân.

Việc lựa chọn giải pháp kỹ thuật phụ thuộc vào nhiệt độ và áp suất của bể địa nhiệt (pha của lưu chất thủy nhiệt: dạng hơi hoặc dạng lỏng).



Hình 8.13: So sánh tiến bộ về công nghệ địa nhiệt giữa khí đá vôi, địa nhiệt truyền thống, địa nhiệt cải tiến và địa nhiệt siêu tối hạn

Nguồn: National Renewable Energy Laboratory NREL

b) Các thông số kinh tế-kỹ thuật và chi phí đầu tư

Trên thế giới địa nhiệt mặc dù được phát triển đã lâu và có tính khả thi về mặt kinh tế (chi phí quy dân trung bình chỉ 5-8 UScents/kWh, hệ số công suất trung bình 80-84%), tuy nhiên trong giai đoạn 2010 – 2018 chỉ có hơn 500MW được đưa thêm vào hoạt động, do tiềm năng không nhiều, và phụ thuộc vào điều kiện địa chất của từng khu vực. Bảng tóm tắt các chi phí đầu tư trực tiếp (tính trên USD/kW) cho 3 qui mô nhà máy từ nhỏ đến lớn và cho 3 dạng bồn địa nhiệt từ chất lượng thấp đến cao. Phần chi phí thăm dò bao gồm thăm dò địa chất bề mặt (600.000 USD) và chi phí cho 1-5 giếng khoan thăm dò (mỗi giếng có chi phí khoảng 1,5 triệu USD).

Bảng 8.10: Tổng mức đầu tư xây dựng nhà máy điện địa nhiệt

Đơn vị: USD/kW

Qui mô nhà máy	Nguồn chất lượng cao	Nguồn chất lượng trung bình	Nguồn chất lượng thấp
Nhỏ (<5 MW)	Thăm dò: 400-800 Steam field: 100-200 Nhà máy: 1100-1300 Tổng cộng: 1.600-2.300	Thăm dò: 400-1000 Steam field: 300-600 Nhà máy: 1100-1400 Tổng cộng: 1.800-3.000	Thăm dò: 400-1000 Steam field: 500-900 Nhà máy: 1100-1800 Tổng cộng: 2.000-3.700
Trung bình (5-30 MW)	Thăm dò: 250-400 Steamfield: 200-500 Nhà máy: 850-1200 Tổng cộng: 1.300-2.100	Thăm dò: 250-600 Steam field: 400-700 Nhà máy: 950-1200 Tổng cộng: 1.600-2.500	Thường không thích hợp
Lớn (>30 MW)	Thăm dò: 100-200 Steam field: 300-450 Nhà máy: 750-1100 Tổng cộng: 1.150-1.750	Thăm dò: 100-400 Steam field: 400-700 Nhà máy: 850-1100 Tổng cộng: 1.350-2.200	Thường không thích hợp

Theo đánh giá chuyên gia và các nghiên cứu được thực hiện ở Việt Nam trước đây cho phát triển địa nhiệt, điện địa nhiệt sẽ có thể có một vài khu vực có tiềm năng phát triển các nhà máy điện công suất nhỏ (xem phần 8.1), không đáng kể và ít có ảnh hưởng đến việc nguồn cung trong tương lai.

8.2.7. Công nghệ điện khí sinh học

Công nghệ Khí sinh học được nghiên cứu và ứng dụng ở VN từ những năm đầu thập niên 60 của thế kỷ trước. Đặc biệt sau năm 1990 nhiều mẫu thiết bị được ứng dụng rộng rãi như mẫu thiết bị nắp cố định NL3, thiết bị nắp nổi quy mô 100m3, thiết bị nắp cố định... các mẫu bếp, đèn sử dụng KSH.

Các công trình KSH có suất đầu tư rất khác nhau tùy theo quy mô của công trình và công nghệ ứng dụng. Nói chung đầu tư cho một hệ thống phát điện độc lập quy mô gia đình gồm hai thành phần chính là: đầu tư xây dựng công trình và đầu tư mua sắm thiết bị (chủ yếu là máy phát điện và hệ thống điều khiển...). Mức đầu tư trung bình cho quy mô này được tính như sau:

- Xây dựng công trình: 45 USD/m3 phân hủy
- Máy phát điện: 150 USD/1kW (máy Trung Quốc); 250 USD/1kW (máy Nhật)

Bảng 8.11: Suất đầu tư các công trình quy mô trang trại

TT	Quy mô công suất	Chi phí xây dựng (10 ³ đồng/m ³)	Chi phí thiết bị (10 ³ USD/kW)
1	Quy mô trung bình		
1.1	50 – 100m ³ 7 – 10kW	600	350
1.2	101 – 300 m ³ 11 – 20 kW	650	500
1.3	301 – 500m ³ 30 – 40kW	750	500
2	Quy mô công nghiệp		
	Công nghệ xây	1000	1000
	Công nghệ hò che phủ	350	1000

8.3. ĐÁNH GIÁ, TÍNH TOÁN TIỀM NĂNG KỸ THUẬT CHO PHÁT ĐIỆN CỦA CÁC LOẠI HÌNH NGUỒN ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO THEO VÙNG LÃNH THỔ

8.3.2. Tiềm năng năng lượng gió cho phát điện

Tiềm năng lý thuyết: Khu vực được coi là có tiềm năng gió lý thuyết khi vận tốc gió trung bình năm tại độ cao đặt tuabin gió xếp loại từ khá trở lên (6,0m/s trở lên theo thông tư của BCT; 4,5 m/s theo thông lệ và đánh giá tiềm năng lý thuyết quốc tế).

Tiềm năng kỹ thuật: khu vực có tiềm năng kỹ thuật là khu vực có tiềm năng lý thuyết nhưng được đánh giá là có thể triển khai xây dựng và vận hành nhà máy điện gió với điều kiện kỹ thuật và công nghệ hiện nay. Tiềm năng gió lý thuyết được sử dụng kết hợp với số liệu bản đồ quy hoạch sử dụng đất, bản đồ địa hình... để tính toán tiềm năng kỹ thuật dựa trên các tiêu chí phân loại đất, địa hình và các tiêu chí loại trừ khác đối với các khu vực không phù hợp cho phát triển điện gió.

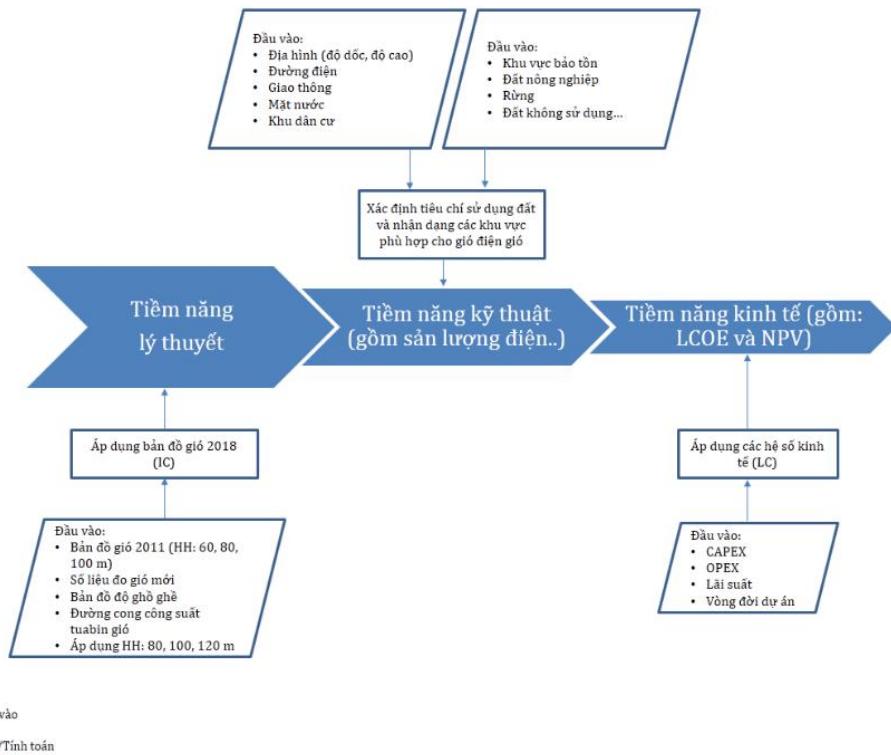
Tiềm năng quy hoạch (hay tiềm năng kinh tế): một khu vực có thể phù hợp với nhiều chức năng khác nhau, khi quy hoạch cho chức năng này sẽ không thực hiện được chức năng khác. Cần lưu ý là, khi phát triển một nhà máy phong điện trong khu vực tiềm năng, các tua bin gió sẽ được phân bố rải rác, và khi nhà máy đi vào hoạt động, diện tích chiếm đất vĩnh viễn sẽ vào khoảng 5% diện tích khu vực nghiên cứu. Phần diện tích đất còn lại (khoảng 95%) vẫn hoàn toàn thích hợp để quy hoạch cho trồng trọt, chăn nuôi hoặc thậm chí cho lâm nghiệp đan xen với phong điện nhằm phát huy hiệu quả sử dụng đất và khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên thiên nhiên.

Tiềm năng tài chính (hay tiềm năng khả thi theo biểu giá điện gió hiện hành): là khu vực mà khi triển khai dự án có thể khai thác hiệu quả, đem lại lợi nhuận cho chủ đầu tư trong điều kiện hiện tại. Do vậy, tiềm năng về tài chính có thể thay đổi rất lớn

theo thời gian, một khu vực được đánh giá là hiện tại không có tiềm năng về tài chính, nhưng có thể sẽ có tiềm năng này trong năm sau.

Vùng loại trừ được định nghĩa là vùng có chức năng sử dụng đất được quy hoạch không phù hợp với điện gió. Như vậy, vùng loại trừ điện gió là vùng không phù hợp cho quy hoạch phát triển điện gió.

Vùng đệm là vùng có bề rộng tối thiểu để vùng điện gió không gây ảnh hưởng đến vùng có chức năng sử dụng đất khác.



Hình 8.14: Sơ đồ mô phỏng phương pháp tính toán các tiềm năng gió cho quy hoạch

a) Tiềm năng lý thuyết

Bảng 8.12: Tiềm năng lý thuyết gió trên đất liền tại độ cao 80 m

Tốc độ gió (m/s)	5.5 - 6.0	6.0 - 6.5	6.5 - 10	Tổng
Diện tích (km ²)	27505	16070	19187	62762

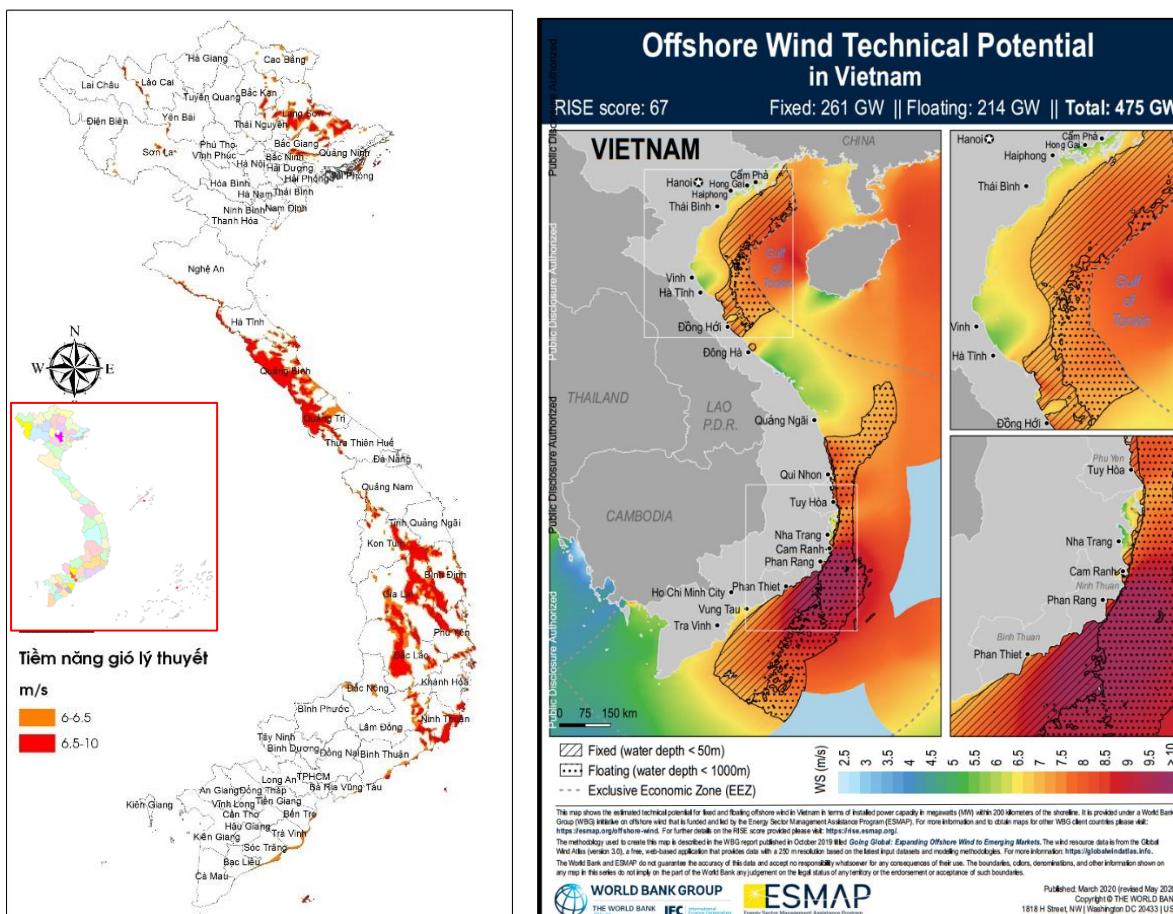
Nguồn: Wind potential map – WB, 2011

Theo Thông tư 06/2013/TT-BCT thì “Tiềm năng điện gió lý thuyết” là tiềm năng điện gió được xác định với vận tốc gió từ 6,0 m/s trở lên ở độ cao 80m. Tuy nhiên, phần lớn diện tích này là khu vực đất nằm dọc ven biển Nam Trung Bộ, Nam Bộ, khu vực Tây Nguyên, khu vực Bắc Trung Bộ và một phần diện tích nhỏ ở khu vực miền Bắc

Để xác định lượng công suất có thể lắp đặt trên tiềm năng điện lý thuyết, nhóm nghiên cứu sử dụng loại tuabin gió 4,0 MW có đường kính cánh 150 m và khoảng cách giữa các hàng (hướng vuông góc với hướng gió chính) của tuabin gió được lấy là 7 lần

đường kính tuabin, khoảng cách giữa các tuabin gió trong một hàng là 5 lần đường kính tuabin. Như vậy, công suất lắp đặt sẽ khoảng 5,1 MW/km² và tổng công suất điện gió theo lý thuyết ước tính **320,1 GW**. Nếu tính theo thông tư 06/2013/TT-BCT cho tốc độ gió từ 6m/s trở lên thì tiềm năng lý thuyết điện gió trên bờ của Việt Nam thấp hơn: **179,8 GW**¹¹ (Xem hình dưới đây).

Đối với tiềm năng lý thuyết cho điện gió ngoài khơi, hiện chưa có một đánh giá chi tiết nào được thực hiện do các số liệu đầu vào chưa được thu thập và đánh giá trên cơ sở khoa học. Theo số liệu mới cập nhật nhất của Ngân Hàng Thế giới thì tiềm năng lý thuyết - kỹ thuật sơ bộ là 475GW¹² (Xem hình dưới đây).



Hình 8.15: Tiềm năng lý thuyết về điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi

¹¹ Tiềm năng lý thuyết này được tính theo Thông tư 06/2013/TT-BCT cho tốc độ gió từ 6m/s trở lên.

¹² Theo đánh giá của nhóm lập QHD 8, kết quả tính toán của Ngân hàng Thế giới đưa ra gọi là tiềm năng kỹ thuật, tuy nhiên chưa loại trừ theo tiêu chí sử dụng mặt biển, chống lấn đường hàng hải, đảo... mà mới chỉ áp dụng 2 tiêu chí là tốc độ gió >7m/s và độ sâu đáy biển ≤1000m, nên kết quả này có thể coi là nhỏ hơn tiềm năng lý thuyết, lớn hơn tiềm năng kỹ thuật theo định nghĩa trong báo cáo QHD 8 này, xem phần tiềm năng kỹ thuật tiếp theo.

b) Tiềm năng kỹ thuật điện gió

+ Tiềm năng kỹ thuật điện gió trên bờ:

Tiềm năng kỹ thuật được xác định dựa trên tiềm năng lý thuyết với hiện trạng và quy hoạch sử dụng đất. Những loại đất không phù hợp cho quy hoạch phát triển điện gió sẽ được loại bỏ như:

- Đất ở, đất cơ quan;
- Khu vực an ninh, quốc phòng;
- Khu công nghiệp, cơ sở sản xuất kinh doanh;
- Khu vực hạ tầng giao thông, bao gồm đường hàng không, đường sắt, đường bộ, đường thủy và các công trình giao thông khác.
- Các khu di tích khảo cổ, lịch sử, các địa điểm văn hóa, tôn giáo, khu vực sinh thái nhạy cảm, khu vực bảo tồn thiên nhiên.
- Cách xa khu dân cư ít nhất 300 m.
- Không được ảnh hưởng đến các loại sóng vô tuyến, viễn thông điện tử của các khu dân cư và các công trình xung quanh.

Vùng loại trừ và vùng đệm được xác định trên cơ sở tham khảo các tài liệu hướng dẫn quy hoạch điện gió (của GIZ) và một số quy hoạch điện gió các tỉnh đã được thực hiện. Vùng loại trừ được định nghĩa là vùng có chức năng sử dụng đất được quy hoạch không phù hợp để “sống chung” với điện gió, vùng đệm là vùng có bề rộng tối thiểu để vùng điện gió không gây ảnh hưởng đến vùng loại trừ.

Bảng 8.13: Bảng quy định khoảng cách vùng đệm và các vùng loại trừ

TT	Vùng loại trừ theo chức năng quy hoạch sử dụng đất	Vùng đệm (m)
1	Đô đốc Đô cao loại trừ	>30° >2000
2	Khu vực bản tồn (điểm và vùng) và vùng đệm	1000
3	Khu đô thị và vùng đệm	1000
4	Khu vực nông thôn, mật độ dân số và vùng đệm	500
5	Đường bờ biển, mặt nước (ao, hồ, sông, suối...) và vùng đệm	100
6	Đường quốc lộ, đường sắt, đường biển và vùng đệm	250
7	Rừng với độ bao phủ > 15% và vùng đệm	100
8	Loại bỏ các khu vực	1000

Trên cơ sở xếp chồng các lớp bản đồ để loại bỏ các vùng có tiềm năng lý thuyết nhưng không phù hợp để phát triển điện gió, đề án tính toán được tổng tiềm năng kỹ

thuật cho cả nước có thể đạt là 42608 km² hoặc **217,3 GW**. Nếu loại trừ khoảng gió tốc độ thấp ≤5,5 m/s được coi là không khả thi với trình độ KHCN hiện tại thì tiềm năng kỹ thuật của điện gió trên đất liền còn khoảng **47 GW**. Kết quả tổng hợp tính toán tiềm năng kỹ thuật của điện gió trên đất liền theo các vùng như sau:

Bảng 8.14: Tiềm năng kỹ thuật điện gió trên đất liền theo các vùng

Khoảng tốc độ gió (m/s)	Tiềm năng (km ²)				Tiềm năng (MW)			
	Bắc	Trung	Nam	Tổng	Bắc	Trung	Nam	Tổng
4.5 - 5	1898	11807	2955	16660	9679	60218	15069	84.966
5 - 5.5	473	8139	8141	16752	2412	41508	41517	85.437
5.5 - 6	83	4262	3287	7632	421	21738	16764	38.923
6 - 6.5	7	1187	56	1250	37	6051	284	6.373
6.5 - 7	3	238	0	241	15	1213	0	1.228
7 - 7.5	0	59	0	59	0	303	0	303
> 8	0	14	0	14	0	72	0	72
Tổng	2464	25707	14438	42608	12564	131103	73635	217.305

Nguồn: Kết quả tính toán của nhóm lập đề án QHĐ8

+ Tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi:

Tiềm năng điện gió ngoài khơi hiện chưa được tiến hành đánh giá đầy đủ. Căn cứ theo số liệu đánh giá tiềm năng lý thuyết-kỹ thuật nêu trên của Ngân hàng Thế giới là 475GW là rất lớn, tập trung chủ yếu vùng Trung bộ, Nam Trung bộ và một phần duyên hải Bắc bộ.

Một nghiên cứu khác của cơ quan năng lượng Đan Mạch (DEA) cho Bộ Công thương năm 2020, đã đánh giá chi tiết tiềm năng kỹ thuật theo một số tiêu chí loại trừ như: - Luồng hàng hải; - Khu vực bảo tồn, cấm khai thác; - Mỏ khai thác dầu khí; - Khoảng cách đến bờ và độ sâu đáy biển; - Vùng gió bão khắc nghiệt, và động đất; - Cáp ngầm dưới biển. Kết quả đánh giá tiềm năng kỹ thuật của điện gió ngoài khơi khoảng 162GW (chi tiết xem bảng sau). Trong đó điện gió ngoài khơi móng cố định (độ sâu đáy biển ≤50m) khoảng 132GW và móng nổi khoảng 30GW.

Bảng 8.15: Tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi theo các vùng

TT	TÊN VÙNG / TỈNH	Diện tích (km ²)					Tiềm năng kỹ thuật (MW)				
		(6 - 6.5) m/s	(6.6 - 7) m/s	(7.1 - 7.9) m/s	>8 m/s	Tổng	(6 - 6.5) m/s	(6.6 - 7) m/s	(7.1 - 7.9) m/s	>8 m/s	Tổng
I	Khu vực bắc bộ	1.578	971	-	-	2.549	8.048	4.952	-	-	13,000
II	Khu vực bắc trung bộ	607	266	107	-	980	3.095	1.357	545	-	5,000
III	Khu vực nam trung bộ	4.671	2.000	4.540	11.930	23.141	23.821	10.200	23.154	60.841	118,000
III	Khu vực nam bô	3.808	1.330	-	-	5.138	19.419	6.783	-	-	26,200
Tổng		10.664	4.567	4.647	11.930	31.808	54.383	23.292	23.699	60.841	162.200

Nguồn: Vietnam Offshore Wind Country Screening and Site Selection – C2Wind - Denmark - 2020

Qua phân tích và tính toán, tiềm năng kỹ thuật cho điện gió ngoài khơi có thể đạt **31.808 km²** hoặc **162.200MW** (Nguồn DEA/EREA).

Chi tiết xem phần phụ lục tính toán tiềm năng

8.3.3. Tiềm năng năng lượng điện mặt trời

Việc nghiên cứu đánh giá, tính toán tiềm năng kỹ thuật cho điện mặt trời nổi lưới sẽ tiến hành từng bước, đi từ khái quát đến cụ thể, từ các dữ liệu thô đến chi tiết. Trong quá trình nghiên cứu có kế thừa kết quả của các nghiên cứu liên quan trước đó và có vận dụng theo, phù hợp với hoàn cảnh đặc thù của tỉnh. Dưới đây là các bước thực hiện:

Bước 1: Thu thập tài liệu, số liệu

- Thu thập tài liệu, số liệu liên quan đến phát triển kinh tế xã hội, quy hoạch sử dụng đất, quy hoạch phát triển các ngành trên toàn quốc.
- Thu thập thông tin các dự án điện đã và đang triển khai trên toàn quốc.

Bước 2: Dánh giá sơ bộ tiềm năng điện mặt trời

- Dựa trên Bản đồ tài nguyên năng lượng mặt trời do Bộ Công Thương ban hành tháng 1/2015. Đây là cơ sở quan trọng trong việc xác định sơ bộ các khu vực trên địa bàn thôn, xã, huyện có tiềm năng năng lượng mặt trời để tiến hành xác định vùng khảo sát lập quy hoạch.

Bước 3: Xác định tiềm năng điện mặt trời lý thuyết

- Dựa vào các số liệu về dữ liệu bức xạ mặt trời, số ngày nắng trung bình thu thập từ các cơ quan đo đạc, quan trắc khí hậu trên địa bàn các tỉnh xác lập bản đồ sơ bộ về tiềm năng năng lượng mặt trời lý thuyết toàn quốc.
- Đánh giá sự tương quan bản đồ ở bước 3 so với bản đồ của Bộ Công Thương ở bước 2.

Bước 4: Xác định tiềm năng điện mặt trời kỹ thuật

- Từ bản đồ địa hình, địa chất, Bản đồ Quy hoạch sử dụng đất, Quy hoạch khu kinh tế, cụm công nghiệp ... kết hợp bản đồ tiềm năng điện mặt trời lý thuyết xây dựng bản đồ tiềm năng điện mặt trời kỹ thuật sơ bộ
- Khảo sát thực địa, thu thập các dữ liệu quy hoạch liên quan (Quy hoạch khu kinh tế, cụm công nghiệp, Quy hoạch Nông nghiệp, Quy hoạch thủy lợi, Quy hoạch rừng) để xác định vùng loại trừ.
- Xây dựng bản đồ vùng loại trừ và vùng đệm dự kiến xây dựng quy hoạch phát triển điện mặt trời bằng phần mềm MapInfo.
- Chồng xếp bản đồ vùng loại trừ với bản đồ tiềm năng điện mặt trời kỹ thuật sơ bộ để tạo bản đồ tiềm năng điện mặt trời kỹ thuật

- Trong báo cáo này sẽ sử dụng những tiêu chí để ước tính tiềm năng kỹ thuật từ tiềm năng lý thuyết, theo phương pháp đã được mô tả trong “Sổ tay sử dụng các công cụ GIS phân vùng năng lượng tái tạo” của Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA) và Phòng Thí nghiệm Quốc gia Lawrence Berkeley (LBNL), đã được chi tiết cụ thể hóa cho phù hợp với điều kiện của Việt nam (xem phần trên):
- Loại trừ các vùng sử dụng đất, dựa vào quy hoạch sử dụng đất (quy hoạch cấp quốc gia và cấp tỉnh) đối với các khu vực được bảo vệ, đất lâm, nông nghiệp, các khu công nghiệp, ... phụ thuộc vào mức độ sẵn có của số liệu.
- Loại trừ hạ tầng cơ sở, các công trình văn hóa và các khu văn hóa
- Loại trừ những khu vực nhỏ, không phù hợp cho các nhà máy điện mặt trời nối lưới lắp trên mặt đất¹³

Những công thức sau được đưa vào tính toán là:

Tiềm năng kỹ thuật quốc gia (hoặc cấp tỉnh) đối với phát điện được diễn đạt bằng công thức sau:

$$\text{Tiềm năng phát điện kỹ thuật (MWh/năm)} = \frac{\text{Diện tích không gian khả dụng (km}^2\text{)}}{\text{x mật độ điện (MW/km}^2\text{)} \times \text{hệ số công suất (\%)} \times 8760\text{h}}$$

Mật độ điện là:

$$\text{Mật độ năng lượng ĐMT} = \frac{\text{Công suất dàn PMT}}{\text{Diện tích đất}}$$

Những mô đun pin mặt trời hiện nay trên thị trường có hiệu suất khoảng 15–17%, tạo ra công suất khoảng 150–170 Wp DC trên một mét vuông.

- a) Tiềm năng năng lượng mặt trời trên mặt đất quy mô lớn và nối lưới

Mật độ công suất điện của dàn bằng mật độ công suất điện của mô đun (100–150 MWp/km² đối với các mô đun silicon). Theo khảo sát các dự án lớn và thảo luận với các nhà lắp đặt hệ thống ĐMT cho thấy khoảng cách tối thiểu cho các phương tiện vụ hoạt động là 3,5 m giữa các hàng và trong thực tế đã áp dụng là 4–5 m. Theo quy định của Bộ Công Thương, diện tích yêu cầu là ≤1,2ha/MWp, tương đương 77-82MWp/km². Đối với một số trường hợp chung, có tính đến các cấu hình khác nhau của mặt đất và độ dốc, vv... thì áp dụng mật độ công suất điện **33 MW/km² từ nay đến năm 2045¹⁴** là phù hợp.

¹³ Trong nghiên cứu này, quy mô công suất cỡ >1MW mới được xem xét, tương đương với các diện tích >1,2ha.

¹⁴ Theo báo cáo của NREL (Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United, 2013), Hệ số công suất nhà máy điện mặt trời (công suất lớn, trực tiếp) tại Mỹ hiện tại là 5,8 acres diện tích sử dụng trực tiếp của nhà máy/MWac, nếu tính thêm tổng diện tích phụ trợ sẽ là 7,5 acres/MWac. Tương đương 43MW/km² và 33 MW/km².

Hệ số công suất trung bình năm của nhà máy ĐMT nếu nó phát điện liên tục cả năm ở công suất định mức.

$$\text{Hệ số công suất} = \frac{\text{Sản lượng ĐMT phát trong năm}}{8760h \times \text{công suất của dàn pin}}$$

Trong đánh giá này, đề án giả định rằng tất cả các hệ thống điện mặt trời là các hệ thống nghiêng cố định về hướng nam, có độ nghiêng bằng vĩ tuyến của vị trí địa điểm.

b) Tiềm năng năng lượng mặt trời nổi trên mặt hồ

Đối với các dự án điện mặt trời nổi trên mặt hồ, tiềm năng kỹ thuật sẽ được tính toán dựa trên một số giả định như sau:

- Các hồ đều có diện tích mặt nước tối thiểu 1ha
- Diện tích sử dụng cho phát triển ĐMT nổi chiếm 30% diện tích mặt hồ
- Diện tích đất yêu cầu theo quy định của Bộ Công Thương là 1,2ha/MWp

c) Tiềm năng năng lượng mặt trời áp mái

Tiềm năng kỹ thuật các dự án điện mặt trời áp mái sẽ dựa theo các số liệu và giả định dưới đây:

- Diện tích đất yêu cầu theo quy định của Bộ Công Thương là 1,2ha/MWp
- Hệ số DC/AC là 1,25
- Diện tích sử dụng cho phát triển điện mặt trời áp mái chỉ chiếm 20-40% diện tích mái của các hộ gia đình tùy theo khu vực

Bảng 8.16: Tiềm năng kỹ thuật ĐMT mặt đất

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	826.800	1.046.034.825
II	Khu vực Bắc trung bộ	103.600	136.978.380
III	Khu vực Trung trung bộ	31.459	45.371.264
IV	Khu vực Tây nguyên	199.763	344.599.657
V	Khu vực Nam trung bộ	159.320	280.175.340
VI	Khu vực Nam bộ	247.609	439.649.328
TỔNG		1.568.551	2.292.808.795

Chi tiết xem phần phụ lục chương 8

Bảng 8.17: Tiềm năng kỹ thuật DMT trời áp mái

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	10.724	13.626.460
II	Khu vực Bắc trung bộ	5.542	7.351.891
III	Khu vực Trung trung bộ	3.521	5.376.031
IV	Khu vực Tây nguyên	2.448	4.186.539
V	Khu vực Nam trung bộ	4.165	7.210.286

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
VI	Khu vực Nam bộ	22.091	38.591.658
	TỔNG	48.491	76.342.864

Chi tiết xem phần phụ lục chương 8

Bảng 8.18: Tiềm năng kỹ thuật DMT trên mặt nước

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	16.859	26.974.318
II	Khu vực Bắc trung bộ	8.895	14.231.346
III	Khu vực Trung trung bộ	11.323	18.116.781
IV	Khu vực Tây nguyên	8.855	14.167.771
V	Khu vực Nam trung bộ	10.871	17.394.291
VI	Khu vực Nam bộ	20.373	32.596.591
	Tổng	77.176	123.481.098

Chi tiết xem phần phụ lục chương 8

8.3.4. Tiềm năng năng lượng sinh khối, rác thải

a) Điện Sinh khối

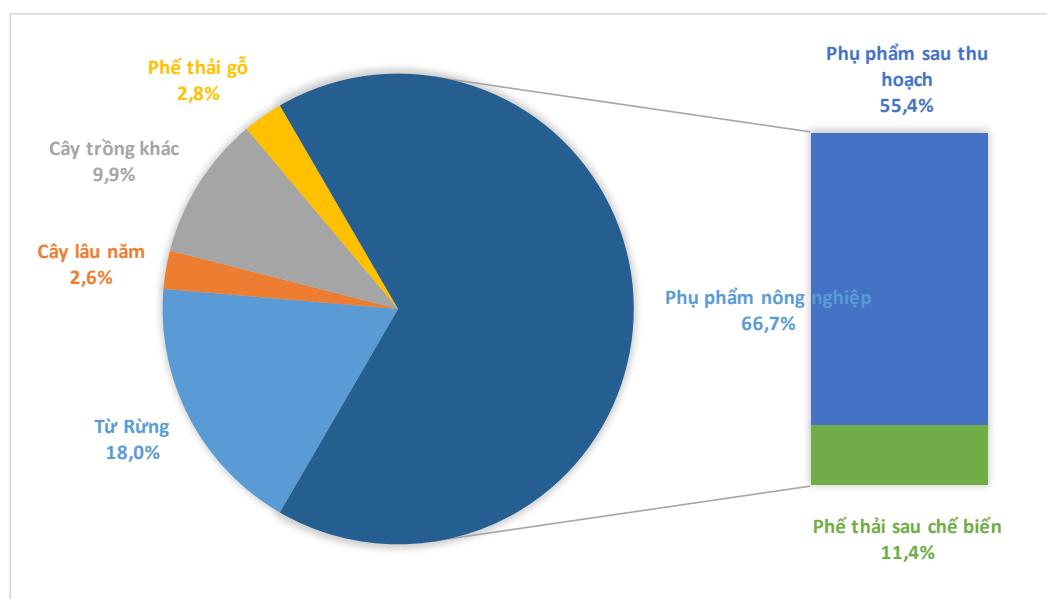
Việc đánh giá các nguồn SK được thực hiện bao gồm cả đánh giá hiện tại và dự báo trong tương lai. Trong khi đánh giá hiện trạng, phần lớn là dựa trên nguồn số liệu thống kê và kiểm kê thì đánh giá cho các năm tương lai như năm 2030 lại chủ yếu dựa trên số liệu quy hoạch, kế hoạch phát triển được nêu trong Quyết định được phê duyệt bởi cấp quốc gia, hoặc ngành và địa phương có liên quan trực tiếp hoặc gián tiếp đến cung-cầu SK.

Phương pháp luận đánh giá tiềm năng lý thuyết nguồn SK trong tương lai sẽ được bắt đầu bằng việc rà soát quy hoạch sử dụng đất, các thay đổi sử dụng đất đối với từng loại đất nông nghiệp, đất lâm nghiệp, chẳng hạn như diện tích đất trồng lúa năm 2025, năm 2030. Tiếp theo là năng suất cây trồng (chẳng hạn tấn lúa/ha, tấn mía cây/ha...) Tương tự là đất rừng tự nhiên, đất rừng trồng, cây trồng phân tán, cây công nghiệp lâu năm..., và các quy định liên quan đến bảo tồn, phát triển bền vững, đa dạng sinh học, bảo vệ nguồn đất và nguồn nước cũng như các vấn đề về xã hội và bảo vệ môi trường (chẳng hạn như giảm phát thải khí nhà kính) ...

Việc tính toán tiềm năng lý thuyết nguồn SK trong tương lai cũng sẽ được thực thi như đã tính toán cho năm hiện trạng. Số liệu đầu vào là số liệu tại năm tính toán. Trong một số trường hợp không có số liệu (chẳng hạn số liệu sử dụng đất đến 2035, kiểm kê rừng cho các năm tương lai...) thì các giả định cần thiết sẽ được đặt ra với các minh chứng và chứng cứ rõ ràng, minh bạch dựa trên các tài liệu có sẵn kèm theo là các phân tích dựa trên các nhân tố tác động.

Đối với đánh giá tiềm năng kỹ thuật trong tương lai, như thường lệ là sẽ dựa trên 3 hệ số ảnh hưởng như trong đánh giá cho năm cơ sở thì có thêm hai nhân tố mới được xem xét và phân tích đó là cơ sở hạ tầng được cải thiện (tiếp cận nguồn dễ dàng hơn với chi phí thấp hơn) và các tiến bộ kỹ thuật được áp dụng trong sản xuất, chế biến SK (chẳng hạn như các máy gặt lúa kèm bộ phận cuộn rơm như các nước phát triển ở châu Âu đã sử dụng...).

Theo dự thảo Báo cáo Phát triển Điện sinh khối Quốc gia do Viện Năng Lượng lập năm 2018, tiềm năng lý thuyết các nguồn sinh khối tại Việt Nam đến năm 2030, tăng khoảng 1,9%/năm cho giai đoạn từ nay đến năm 2025 và tăng khoảng 0,6%/năm cho giai đoạn 2026 – 2030. Ước tính, đến năm 2025 tổng tiềm năng lý thuyết nguồn sinh khối đạt 130,59 triệu tấn (tương đương 454,89 triệu MWh) và năm 2030 đạt 138,41 triệu tấn (tương đương 483,16 triệu MWh). Nguồn phụ phẩm nông nghiệp vẫn chiếm tỷ trọng lớn với trên 67%, tiếp đến là gỗ NL với khoảng 30%, phần còn lại là phế thải gỗ với khoảng 3%.



Hình 8.16. Tỷ trọng nguồn sinh khối trong tổng tiềm năng lý thuyết, năm 2030

Tiềm năng kỹ thuật nguồn sinh khối: được định nghĩa là một phần tiềm năng lý thuyết khi xem xét và tính đến các giới hạn trong khai thác, khả năng tiếp cận và kỹ thuật thu gom nguồn SK. Hệ số thu gom phụ thuộc các giới hạn trên theo loại SK, từng địa điểm/khu vực khai thác.

Sau khi loại trừ nguồn sinh khối cho các mục đích sử dụng thiết yếu và nguồn sinh khối phân tán, không tập trung và có xét đến khả năng thu hút nguồn gỗ đang được khai thác cho sản xuất dăm gỗ, viên nén gỗ xuất khẩu chuyển sang sản xuất điện trong nước, ước tính tiềm năng khai thác nguồn sinh khối cho sản xuất điện đến năm 2030 được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 8.19: Tiềm năng kỹ thuật nguồn NLSK - Đơn vị: MW

TT	TÊN VÙNG / TỈNH	Trầu (MW)	Gỗ (MW)	Bã mía (MW)	Rơm rạ (MW)	Sinh khối khác (MW)	Tổng Công suất (MW)	Tổng Sản lượng (MWh)
I	Khu vực Bắc bộ	43	927	104	40	496	1.611	9.421.541
II	Khu vực Bắc trung bộ	-	385	162	-	-	548	3.089.305
III	Khu vực Trung trung bộ	-	321	15	-	-	336	2.140.446
IV	Khu vực Tây nguyên	-	349	82	-	232	663	3.722.881
V	Khu vực Nam trung bộ	-	363	141	-	17	521	2.951.175
VI	Khu vực Nam bộ	371	435	447	384	-	1.638	9.347.391
	Toàn Quốc	414	2.780	952 (*)	424	745	5.316	30.672.738

Ghi chú: (*) Bao gồm cả các nhà máy điện đồng phát hiện hữu với tổng công suất lên đến 500MW

So với dự thảo Quy hoạch phát triển và sử dụng sinh khối quốc gia do Viện Năng lượng lập năm 2017, QHĐ8 đã hiệu chỉnh tiềm năng kỹ thuật cho sản xuất điện từ rơm rạ giảm xuống, do hiện nay việc sử dụng rơm rạ cho các mục đích khác cao hơn.

Kết quả tính toán cho thấy, khi chưa xem xét đến sự cạnh tranh về giá cho các mục đích sử dụng khác thì đến năm 2030 ước đạt 5.316 MW, sản lượng phát điện khoảng 30.672 GWh. Bã mía và gỗ củ là những nguồn sinh khối có khả năng khai thác cho sản xuất điện lớn nhất, tiếp đến là các nguồn trầu và rơm rạ.

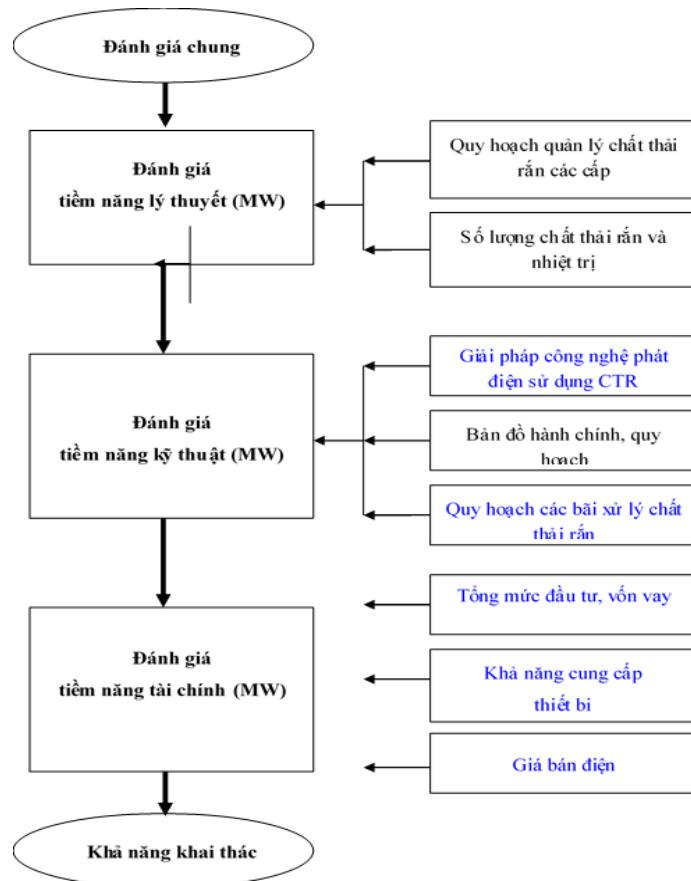
b) Điện rác

Theo dự thảo Báo cáo Quy hoạch phát triển nguồn điện sử dụng CTR Quốc gia đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 do PECC4 lập, hiện Bộ Công Thương đã tổ chức họp thẩm định và trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, phê duyệt. Mô hình đánh giá tiềm năng phát điện sử dụng CTR bao gồm các bước từ đánh giá sơ bộ đến đánh giá tiềm năng lý thuyết, tiềm năng kỹ thuật, tiềm năng thương mại và khả năng khai thác.

Tiềm năng lý thuyết được đánh giá trên cơ sở công tác dự báo lượng chất thải rắn sinh hoạt dựa theo số lượng dân số các địa phương, kết hợp với số liệu dự báo Tổng số chất thải rắn của mỗi địa phương trong các quyết định của Chính phủ và địa phương, được nội suy theo phương pháp tuyến tính và tính tương đồng của điều kiện tự nhiên xã hội theo vùng, miền, cấp đô thị.

Tiềm năng kỹ thuật được đánh giá dựa trên quy hoạch các khu xử lý, công nghệ, cơ sở hạ tầng đầu nối điện, cấp nước vận hành. Quan trọng nhất trong tiêu chí đánh giá kỹ thuật là mức công suất lắp đặt để đạt được hiệu quả kinh tế.

Tiềm năng thương mại được đánh giá dựa trên tổng mức đầu tư, vốn vay, khả năng cung cấp thiết bị và giá bán điện. Chi tiết mô hình được mô tả trong hình sau.



Hình 8.17 - Mô hình thực hiện đánh giá tiềm năng lượng CTR

Tiềm năng lý thuyết các năm 2020, 2025, 2030 được tính dựa vào tổng lượng CTR (chất thải rắn) từng tỉnh, thành phố Trung ương đã có trong các quyết định phê duyệt quy hoạch quản lý CTR. Các tỉnh, thành phố Trung ương không có dữ liệu sẽ được bổ sung căn cứ theo Báo cáo “Điều tra dân số và nhà ở giữa kỳ thời điểm 1/4/2014 - Các kết quả chủ yếu” của Tổng cục Thống kê ban hành tháng 9/2015 kết hợp Quy chuẩn xây dựng Việt Nam – Quy hoạch xây dựng (QCXDVN 01:2008/BXD) qui định về lượng CTR phát sinh theo từng loại đô thị.

Tổng hợp tiềm năng lý thuyết đến năm 2030 được thể hiện tại bảng sau:

Bảng 8.20: Tổng hợp tiềm năng lý thuyết đến năm 2030

STT	Tỉnh/Thành phố	Tiềm năng lý thuyết (MW)		
		2020	2025	2030
I	Miền Bắc	1.100,92	14.23,11	1.849,14
II	Miền Trung	616,18	840,01	1.179,26
III	Miền Nam	1.597,11	2.252,31	3.261,84
	Tổng	3.314,22	4.515,43	6.290,23

Tiềm năng kỹ thuật được đánh giá dựa trên quy hoạch các khu xử lý, công nghệ, cơ sở hạ tầng đấu nối điện, cấp nước vận hành. Quan trọng nhất trong tiêu chí đánh giá kỹ thuật là mức công suất lắp để đạt được hiệu quả kinh tế.

Các tiêu chí đánh giá tiềm năng kỹ thuật phát điện sử dụng CTR như sau:

- Căn cứ vào công suất của các khu xử lý CTR được trích từ các quyết định phê duyệt và báo cáo quy hoạch quản lý CTR các cấp.
- Ưu tiên sử dụng CTR thông thường là nguồn nhiên liệu cho các nhà máy phát điện với tỷ lệ đốt phát điện chiếm khoảng 85%.
- Nhà máy phát điện CTR thuộc khu xử lý CTR phải phù hợp với quy hoạch quản lý và quy hoạch khu xử lý CTR của địa phương.
- Địa điểm phải có đủ cơ sở hạ tầng bao gồm đường giao thông.
- Tuyến đường cấp thoát nước.
- Tuyến cung cấp điện lực.
- CTR phải được phân loại sơ bộ và phơi, sấy trước khi làm nhiên liệu đưa vào lò đốt.
- Đảm bảo các điều kiện môi trường trong quá trình xây dựng và vận hành.

Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật đến năm 2030 được thể hiện tại bảng sau:

Bảng 8.21: Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật điện rác

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (GWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	360	2,516,570
II	Khu vực Bắc trung bộ	65	453,250
III	Khu vực Trung trung bộ	33	234,010
IV	Khu vực Tây nguyên	14	99,050
V	Khu vực Nam trung bộ	46	324,660
VI	Khu vực Nam bộ	999	6,990,200
Tổng		1,517	10,617,740

Nguồn: Quy hoạch phát triển nguồn điện sử dụng CTR Quốc gia đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 – PECC4

8.3.5. Tiềm năng thủy điện nhỏ

Đánh giá tiềm năng (với công suất lắp máy từ 1÷ 30 MW/trạm, có hai tiếp cận) được xem xét đó là:

- Tiềm năng lý thuyết: Là NL tiềm tàng của dòng nước trong sông tính từ thượng nguồn đến cửa sông.

- Tiềm năng kinh tế - kỹ thuật: Là NL có thể khai thác được về kỹ thuật và có hiệu ích về kinh tế.

Tiềm năng TĐN phân bố tập trung ở các vùng núi phía Bắc, miền Nam Trung bộ và Tây Nguyên. Tiềm năng nêu trên chưa tính đến các trạm thuỷ điện cực nhỏ có công suất từ 100W ÷ dưới 0,1MW.

Việc quy hoạch các công trình thuỷ điện và thủy điện nhỏ được tiến hành cụ thể theo từng lưu vực sông, phân theo địa giới hành chính từng tỉnh. Trên cơ sở tài liệu địa hình tỷ lệ 1:50.000 đã tiến hành rà soát các phụ lưu nhằm xác định tiềm năng thuỷ điện của từng lưu vực sông. Sau đây là một số tiêu chí để loại trừ các công trình thuỷ điện và thủy điện nhỏ không có khả năng đưa vào quy hoạch phát triển các công trình thủy điện nhỏ giai đoạn đến 2025 có xét đến năm 2035

- Những công trình không có tính khả thi do tác động đến môi trường nhiều như ngập đất canh tác hoặc ngập khu dân cư, gần biên giới quốc gia hoặc nằm trong vùng bảo tồn thiên nhiên, hoặc phải xây đập dâng cao để tạo cột nước v.v.v... thì sẽ bị loại (giai đoạn sàng lọc thô) và không mô tả chi tiết trong báo cáo này.
- Căn cứ vào điều kiện địa hình và địa chất, đã tiến hành tính toán thuỷ văn, thuỷ năng và thiết kế các hạng mục công trình như đập dâng nước, kênh dẫn nước hay đường hầm (tuyến năng lượng) và bố trí nhà máy thủy điện.
- Đối với từng công trình cụ thể, căn cứ vào tài liệu khảo sát địa hình và địa chất, đã tiến hành tính toán khối lượng đào đắp đất, đá, khối lượng bê tông, sắt thép và thiết bị cơ khí thuỷ công và thiết bị cơ khí thuỷ lực và tính toán các chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật.
- Kết quả phân tích kinh tế của một dự án thủy điện nhỏ bằng phương pháp so sánh lợi ích của công trình (B) với chi phí xây dựng (C) và lấy chỉ tiêu B/C làm căn cứ để xếp hạng thứ tự ưu tiên xây dựng theo phạm vi từng tỉnh.

Tổng hợp kết quả đánh giá tiềm năng kinh tế công trình thủy điện nhỏ các tỉnh đã tiến hành xếp hạng thứ tự ưu tiên theo chỉ tiêu B/C. Theo các báo cáo về thủy điện nhỏ của các tỉnh báo cáo Bộ Công Thương, kết quả nghiên cứu của Viện Năng lượng về đánh giá tiềm năng kinh tế công trình thủy điện nhỏ toàn Quốc, tính từ tháng 6 năm 2017 đến nay, đảm bảo các yêu cầu Nghị quyết 62 của Quốc hội, tổng công suất lắp máy các dự án thủy điện nhỏ trên địa bàn toàn quốc sau rà soát là 313 dự án với $\sum N_{lm} = 2.860$ MW. Trong đó:

- Nhà máy đang nghiên cứu đầu tư 246 dự án với tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm} = 2.435,15$ MW.
- Nhà máy chưa nghiên cứu đầu tư 67 Dự án với tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm} = 424,78$ MW.

Bảng 8.22: Tiềm năng kỹ thuật thủy điện nhỏ phân theo các tỉnh

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	SỐ DỰ ÁN	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (GWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	150	1474	13332
II	Khu vực Bắc trung bộ	30	242	917
III	Khu vực Trung trung bộ	38	410	1558
IV	Khu vực Tây nguyên	55	384	1626
V	Khu vực Nam trung bộ	32	279	1407
VI	Khu vực Nam bộ	8	71	280
Tổng		313	2860	19120

Ghi chú: Chi tiết danh sách các dự án thủy điện nhỏ xem phụ lục

8.3.6. Tiềm năng năng lượng địa nhiệt, thủy triều và các dạng NLTT khác

a) Thủy triều

Viện Năng Lượng đã sơ bộ hoàn thành một báo cáo nghiên cứu tiền khả thi về tiềm năng điện thuỷ triều ở Việt Nam năm 2004. Các khảo sát đã được tiến hành trên suốt dọc bờ biển. Trên cơ sở đặc điểm địa hình và kiến tạo địa chất của các vịnh, vũng, vũng..., chế độ triều, độ lớn triều, các vị trí có tiềm năng năng lượng và khả năng khai thác điện năng thuỷ triều dọc theo ven bờ biển Việt Nam được phân chia theo 18 vị trí trên bản đồ. Qua điều tra khảo và tính toán, bước đầu cho thấy:

- Tiềm năng năng lượng thuỷ triều ở nước ta không lớn.
- Có khá nhiều vị trí (vũng, vịnh) về mặt địa hình rất thuận lợi cho việc xây dựng điện thuỷ triều, nhưng ngược lại trữ lượng không lớn.
- Nước ta chỉ có hai vùng (1) và (2) có diện tích lớn, độ lớn triều ở mức trung bình (so với thế giới) nhưng lại là nhặt triều đều, do vậy trữ lượng chỉ bằng 1/2 so với chế độ triều là bán nhặt triều (các nước trên thế giới có các nhà máy điện thuỷ triều chủ yếu với chế độ triều là bán nhặt triều).
- Ngoài hai vùng (1) và (2) còn có các mảng vùng (9), (10), (11), (12), (16) và vịnh Cam Ranh có khả năng xây dựng điện thuỷ triều với công suất nhỏ.
- Vùng châu thổ sông Cửu Long có chế độ triều là bán nhặt triều, độ lớn triều lại lớn xấp xỉ so với vùng (1) và (2). Trữ lượng năng lượng thuỷ triều cũng rất lớn, xong chỉ có thể cho phép khai thác điện năng thuỷ triều trên các kênh rạch nhỏ của vùng này theo kiểu công nghệ dòng chảy.
- Để có thể khai thác được điện thuỷ triều tại Việt Nam mang tính khả thi cao, cần phải thực hiện các bước tính toán, khảo sát hết sức cụ thể, phải kết hợp chặt chẽ với các qui hoạch của các ngành kinh tế khác liên quan.

Tiềm năng điện thuỷ triều ở Việt Nam không lớn, trữ lượng điện năng thuỷ triều của Việt Nam chỉ vào khoảng 1,5 tỷ kWh/năm và tập trung chủ yếu ở vùng bờ biển tinh

Quảng Ninh (~1,3 tỷ kWh/năm), ngoài ra còn vào khoảng gần 0,2 tỷ kWh/năm có thể được khai thác với công suất nhỏ trong vùng hạ lưu của hệ thống sông Cửu Long.

Vốn đầu tư cho xây dựng nhà máy điện thuỷ triều lớn và hiệu quả về kinh tế tài chính thấp. Nếu khai thác điện thuỷ triều thì các công trình NMĐTT sẽ được tập trung vào vùng biển tỉnh Quảng Ninh.

Hiện nay, để có thể xây dựng được NMĐTT tại Việt Nam mang tính khả thi cao, cần phải thực hiện các bước tính toán, khảo sát hết sức cụ thể, trên cơ sở lợi ích kinh tế, môi trường chung của cả nước trong tương lai, đồng thời phải kết hợp chặt chẽ với các qui hoạch của các ngành kinh tế khác liên quan tới vùng có dự kiến lựa chọn nhà máy điện Thuỷ triều. Giá đầu tư và giá điện năng của NMĐTT phụ thuộc vào chế độ triều, độ lớn triều và địa hình cụ thể của từng vùng, giải pháp công nghệ điện thủy triều chưa phù hợp với điều kiện kinh tế - kỹ thuật của Việt Nam.

b) Năng lượng Địa nhiệt

Trên đất liền, theo kết quả nghiên cứu của Đề án “Đánh giá tài nguyên địa nhiệt làm cơ sở thiết kế và khai thác sử dụng thử nghiệm vào mục đích năng lượng ở một số vùng triển vọng” do Tổng cục Địa chất thực hiện năm 1983, Việt Nam có khoảng gần 300 điểm lộ nước nóng và hàng ngày vẫn thường gọi là nước nóng - nước khoáng. Những điểm lộ đó nằm rải rác từ miền Bắc tới miền Nam, nhiệt độ thường vào khoảng từ 30°C tới 105°C, nhiều nhất ở các tỉnh ven biển miền Trung. Riêng tại Đồng bằng sông Hồng, bồn địa nhiệt tại đây có trữ lượng nhiệt có thể cung cấp lượng điện bằng 1,16% tổng sản lượng điện cả nước.

Bảng 8.23: Thông kê các nguồn nước nóng theo nhiệt độ và vùng

Cấp nhiệt độ	Các vùng						Tổng
	Tây Bắc	Đông Bắc	Đồng bằng sông Hồng	Bắc Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Đồng bằng sông Mê kông	
Âm (30 – 40°C)	35	6	9	11	27	52	140
Nóng vừa (41-60°C)	38	3	3	19	20	1	84
Rất nóng (61-100°C)	6	2	2	11	20	0	41
Quá nóng (>100°C)	0	0	3	1	0	0	4
Cộng theo vùng	79	11	17	42	67	53	269
% so với toàn quốc	29,4	4,1	6,3	15,6	24,9	19,7	

- Vùng Đồng bằng sông Hồng và Đồng bằng sông Mê Kông

Một số lỗ khoan sâu thăm dò dầu khí ở vùng Thái Bình, Nam Định đã phát hiện được nước “Quá Nóng” (từ 100°C đến 150°C) tại độ sâu 3-4 km. Tại bể sông Hồng có 57 giếng khoan tìm kiếm sâu từ 300 đến 4300m, nhiệt độ cao nhất đo được ở đáy giếng 114KT là 179,8°C. Ở bể Cửu Long có 40 giếng khoan sâu từ 400 đến 4500m, nhiệt độ cao nhất đạt 145°C.

- Vùng Bắc Trung Bộ

Các nguồn địa nhiệt phân bố tập trung ở Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên Huế và Quảng Nam. Trong đó có 11/42 nguồn có nhiệt độ cao thuộc nhóm nước rất nóng, đặc biệt là có nguồn địa nhiệt Bang (Lò Vôi) dạng xuất lộ bao gồm nhiều mạch lộ có nhiệt độ dao động từ 95 đến 100°C với tổng lưu lượng khoảng 201/s. Một số điểm khác cũng có nhiệt độ cao như Sơn Kim – Hà Tĩnh 78°C, Thanh Tân – Huế 68°C, Quảng Trị 70°C...

Năm 2010, UBND tỉnh Quảng Trị đã cấp phép cho Công ty CP Phong Thủy Nhiệt điện SVA – Tập đoàn tài chính SVA đầu tư xây dựng nhà máy điện địa nhiệt tại Đăk rông với công suất 25MW. Tuy nhiên, tới thời điểm hiện tại nhà máy vẫn chưa thể hoàn thành do một số khó khăn về công nghệ và tài chính.

- Vùng Nam Trung Bộ

Các nguồn địa nhiệt có nhiệt độ xuất lộ cao ở đây phân bố chủ yếu ở phần chuyền tiếp giáp giữa địa hình đồi núi và đồng bằng ven biển của các tỉnh Quảng Ngãi, Khánh Hòa, Phú Yên... Tám nguồn địa nhiệt có nhiệt độ trên mặt cao hơn 70°C, các nguồn có nhiệt độ cao đặc biệt là Bình Châu 83°C, Hội Vân 83°C.

Do không có nghiên cứu sâu và tài liệu đo nhiệt trong các lỗ khoan nên chưa xác định được chiều sâu phân bố các nguồn địa nhiệt. Để giải quyết vấn đề này cần phải có công trình khoan thăm dò và kiểm tra đối chiếu với kết quả đánh giá.

Bảng 8.24 Tổng hợp tiềm năng địa nhiệt theo các vùng

Vùng địa nhiệt	Tổng số nguồn	Nhiệt độ dưới sâu (°C)	Số nguồn địa nhiệt có triển vọng khai thác theo quy mô khác nhau		
			Công nghiệp	Vừa	Nhỏ
Tây Bắc	79	103 - 200	10	25	44
Đông Bắc	11	95 – 146	2	6	3
Đồng bằng sông Hồng	17	100 – 150	5	3	9
Bắc Trung Bộ	42	120 – 210	4	10	28
Nam Trung Bộ	67	110 – 200	14	18	35
Nam Bộ & ĐBSMK	53	150		22	31
Tổng cộng	269		35	84	150

Nguồn: Viện nghiên cứu địa chất, khoáng sản VN, BC đánh giá tiềm năng địa nhiệt

Bảng 8.25 Tiềm năng lý thuyết các vị trí nguồn năng lượng địa nhiệt

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	441	2,180,678
II	Khu vực Bắc trung bộ	60	296,209
III	Khu vực Trung trung bộ	95	471,737

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
IV	Khu vực Tây nguyên	13	64,202
V	Khu vực Nam trung bộ	69	343,778
VI	Khu vực Nam bộ	18	89,595
	Tổng	696	3,446,199

Nguồn: VIGMR, PECCI, Kyoto Energy, MOIT

Ghi chú: Chi tiết danh sách tiềm năng kỹ thuật các nguồn điện địa nhiệt xem phụ lục

Để đánh giá tiềm năng kỹ thuật của các nguồn điện địa nhiệt, có 3 yếu tố chính được sử dụng để đánh giá:

- Nhiệt độ của chất lỏng địa nhiệt của từng vị trí.
- Điều kiện cơ sở hạ tầng của từng vị trí.
- Công suất của từng vị trí.

Dưới đây là danh sách các vùng có tiềm năng kỹ thuật dựa trên các yếu tố trên:

Bảng 8.26: Tiềm năng kỹ thuật năng lượng địa nhiệt

STT	Tỉnh, thành phố	Công suất (MW)	Sản lượng điện (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc Bộ	255	1,263,737
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	51	251,510
III	Khu vực Trung Trung Bộ	77	379,468
IV	Khu vực Nam Trung Bộ	60	295,862
V	Khu vực Nam Bộ	18	89,595
	Tổng	461	2,280,172

Ghi chú: Chi tiết danh sách tiềm năng kỹ thuật các nguồn điện địa nhiệt xem phụ lục

c) Năng lượng khí sinh học (KSH)

Nguyên liệu để sản xuất KSH ở Việt Nam rất đa dạng về chủng loại và số lượng, tuy nhiên trong thực tế KSH được khai thác chủ yếu từ 2 nguồn chính là phân động vật và các phụ phẩm cây trồng. Nguồn chất thải hữu cơ phát sinh từ rác thải sinh hoạt và các hoạt động công nghiệp được đề cập và đánh giá ở mục phát điện từ nguồn chất thải rắn. Tiềm năng KSH được đánh giá qua khả năng khai thác các nguyên liệu để sản xuất KSH, năng suất khí của nguyên liệu và hệ số thu hoạch nguyên liệu. Lượng chất thải chăn nuôi sản sinh từ lợn, bò và trâu có thể được tính theo công thức sau:

$$L_w = LP \times AWP$$

Với: Lw: chất thải chăn nuôi sản sinh (tấn/năm), LP: số lượng gia súc (con), AWP: lượng chất thải sản sinh hang năm tính trên mỗi đầu gia súc (tấn/con/năm). Lượng chất thải chăn nuôi được trình bày trong bảng sau:

Bảng 8.27: Lượng chất thải chăn nuôi

TT	Nguồn chất thải	Số lượng năm (con)	SL phân (tấn/năm)	SL KSH (m ³ /năm)	Phát điện (MW)
1	Lợn	2.877.000	13.234.200	359.970.240	215,98
2	Bò	5.808.300	26.718.180	769.483.584	461,69
3	Trâu	27.373.300	68.433.250	2.189.864.000	1.313,92
4	Tổng	36.058.600	108.385.630	3.319.317.824	1.991,59

Nguồn: Theo số liệu niên giám thống kê năm 2018

Tổng tiềm năng lý thuyết về KSH vào khoảng 3.319,3 triệu m³/năm. Với tổng tiềm năng lý thuyết về KSH như bảng trên tương đương công suất điện lắp đặt 1.991,59MW.

Theo số liệu thống kê năm 2018, cả nước có 19.639 trang trại (TT) chăn nuôi, chủ yếu là quy mô tập trung. Ở quy mô này cần phát triển các công trình KSH quy mô lớn từ 50m³ đến hàng nghìn m³.

Bảng 8.28: Tiềm năng lý thuyết điện khí sinh học

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN TRUNG BÌNH NĂM (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc Bộ	918.08	1101692.44
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	299.05	358855.75
III	Khu vực Trung Trung Bộ	150.94	181123.72
IV	Khu vực Tây Nguyên	128.07	153688.23
V	Khu vực Nam Trung Bộ	162.52	195019.43
VI	Khu vực Nam Bộ	414.2	497040.35
TỔNG		2,072.86	2,487,419.92

Tiềm năng kỹ thuật về KSH chỉ đề cập đến nguồn phân gia súc là chủ yếu vì dễ thu gom, công nghệ đơn giản thường là các thiết bị quy mô gia đình ở từng hộ hoặc các thiết bị quy mô lớn ở các trang trại. Vì vậy nguồn này khai thác sẽ hiệu quả hơn. Tiềm năng kỹ thuật cũng đề cập đến khả năng hỗ trợ của nhà nước và các tổ chức quốc tế để phát triển ngành KSH định hướng thị trường

Tiềm năng kỹ thuật cho phát triển các công trình KSH quy mô nhỏ cấp nhiệt và điện cho từng hộ gia đình vào khoảng 4 triệu công trình, các công trình quy mô trang trại phát điện độc lập vào khoảng 20.000 công trình và các công trình phát điện quy mô công nghiệp có thể nối lưới vào khoảng xấp xỉ 1.000 công trình.

Bảng 8.29 Tiềm năng kỹ thuật điện khí sinh học

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	TỔNG CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN TRUNG BÌNH NĂM (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc Bộ	5.37	6,410.50
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	1.47	1,766.43
III	Khu vực Trung Trung Bộ	0.20	238.28
IV	Khu vực Tây Nguyên	0.18	208.12
V	Khu vực Nam Trung Bộ	0.51	606.65
VI	Khu vực Nam Bộ	2.30	2,767.12
TỔNG		10.03	10.03

Trong đó, Điện KSH tập trung phát triển tại một số tỉnh như sau:

Bảng 8.30 Tiềm năng kỹ thuật điện khí sinh học tập trung tại các tỉnh

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	ĐIỆN KHÍ SINH HỌC
		CÔNG SUẤT (MW)
I	KHU VỰC BẮC BỘ	5.37
1	Sơn La	1.30
2	Hoà Bình	1.30
3	Bắc Giang	1.37
4	Thái Bình	1.40
II	KHU VỰC BẮC TRUNG BỘ	1.47
1	Thanh Hóa	0.80
2	Nghệ An	0.67
III	KHU VỰC TRUNG TRUNG BỘ	0.20
1	Quảng nam	0.20
IV	KHU VỰC TÂY NGUYÊN	0.18
1	Gia Lai	0.08
2	Đăk Lăk	0.10
V	KHU VỰC NAM TRUNG BỘ	0.51
1	Bình Định	0.51
VI	KHU VỰC NAM BỘ	2.30
1	Đồng Nai	1.10
2	Bình Dương	1.20

8.4. CÁC VẤN ĐỀ LIÊN QUAN TỚI VIỆC TÍCH HỢP CÁC NGUỒN NLTT VÀO HỆ THỐNG ĐIỆN

Việc sản xuất điện từ các nguồn NLMT, gió, hoặc sóng biển, các loại nguồn này phát điện không liên tục và không ổn định, vì vậy việc tích hợp chúng với HTĐ phải đổi mới với những thách thức như:

1/ Chất lượng điện là một yếu tố quan trọng trong HTĐ nhằm đảm bảo tính ổn định và hiệu quả cao của hệ thống lưới điện, tạo nên độ tin cậy cao và chi phí thấp.

2/ Tính khả dụng của nguồn điện là một trong những mối quan tâm lớn nhất trong việc tích hợp nguồn NLTT với HTĐ: nguồn năng lượng mặt trời không phát điện vào ban đêm, và năng lượng gió phụ thuộc vào tốc độ của gió.

3/ Dự báo tổng thể: Trong các hệ thống điện dự báo là một chủ đề chính của hệ thống quản lý năng lượng đối với việc lập quy hoạch phát triển hệ thống lưới điện nhằm đảm bảo sự ổn định và độ tin cậy cao, bởi vì hầu hết các công nghệ NLTT phụ thuộc vào thời tiết và các yếu tố môi trường nên dự báo khả năng phát điện là rất khó chính xác. Độ chính xác thường thu được trong trường hợp dự báo phụ tải của hệ thống phân phối điện – điều đó dẫn đến chất lượng hoạt động cao do sản xuất điện liên tục và đảm bảo nhu cầu phụ tải trong tương lai.

4/ Địa điểm của các nguồn NLTT: Hầu hết các nhà máy điện NLTT quy mô lớn thường chiếm đất với một diện tích đáng kể. Việc chọn địa điểm xây dựng nhà máy điện NLTT sẽ kéo theo nhiều yếu tố ảnh hưởng đến việc tích hợp nó vào lưới điện. Chẳng hạn, nếu địa điểm nhà máy NLTT ở xa lưới điện thì ảnh hưởng đến chi phí và hiệu quả vận hành dự án. Khả năng phát điện của nguồn NLTT cũng phụ thuộc rất nhiều vào thời tiết, khí hậu tại địa điểm xây dựng nguồn NLTT

5/ Vấn đề chi phí và dự toán kinh tế là một phần quan trọng trong quy hoạch tích hợp nguồn NLTT – lưới điện vì phải đảm bảo tỷ lệ chi phí thấp nhất có thể. Hai mục tiêu chính của việc phát triển dự án NLTT là kinh tế và môi trường.

Để tích hợp một lượng công suất lớn từ các nguồn năng lượng tái tạo cần xem xét lắp đặt các thiết bị lưu trữ năng lượng. Tuy nhiên, hệ thống lưu trữ có chi phí cao, và đây thực sự là một thách thức về mặt kinh tế khi tích hợp nguồn năng lượng tái tạo – lưới điện quy mô lớn

8.4.1. Các tác động ảnh hưởng của nguồn ĐMT, ĐG đến hệ thống điện

Có thể thấy, với đặc điểm thay đổi năng lực phát điện (công suất) nhanh, không kiểm soát, điều khiển được, ĐG sẽ gây ra dao động đáng kể tới hệ thống điện mỗi khi gió biến thiên, hoặc ngừng. Nếu các nguồn điện khác không được đầu tư thêm để thay thế tại các thời điểm đó, hoặc các nguồn điện hiện có không được điều chỉnh tăng (hay giảm) công suất kịp thời để bù - trừ trong khi có ĐG và ĐMT tham gia, hệ thống điện

sẽ mất cân bằng nguồn cấp và phụ tải tiêu thụ. Khi đó điện áp và tần số hệ thống điện sẽ trượt ra ngoài chỉ số định mức cho phép và các hệ thống bảo vệ kỹ thuật sẽ tác động, hậu quả nặng nề là có thể rã lưới, mất điện trên diện rộng.

Như vậy, cần có nguồn phát điện dự phòng khác để huy động khi nguồn điện gió, mặt trời biến thiên nhanh, hoặc đột ngột dừng. Như vậy, để đảm bảo hệ thống điện (HTĐ) vận hành an toàn, không sụt điện áp, tần số thì cần có lượng sông suất sẵn sàng gần tương đương với tổng công suất các nguồn ĐMT, ĐG tham gia.

Mặt khác, để có thể chủ động điều khiển các nguồn điện thay thế, hoặc điều khiển chính các nguồn ĐMT, ĐG khi có bất thường, đơn vị vận hành HTĐ cần phải có biện pháp, công cụ, năng lực dự báo chính xác sự thay đổi của tốc độ gió, sự tăng giảm bức xạ mặt trời trong ngày, trong tuần... ngay cả khi đã có đủ nguồn dự phòng.

Một điểm nữa cần quan tâm là các nguồn ĐMT có bộ inverter, hoặc tua bin của nguồn ĐG hay phát sinh các loại sóng hài gần với tần số riêng của hệ thống điện có thể gây ra hiện tượng cộng hưởng duy trì trên hệ thống điện, tác động xấu đến HTĐ cũng như ảnh hưởng gây hư hỏng cho chính nhà máy ĐMT, ĐG.

8.4.2. Biện pháp để không xảy ra các tác động xấu, nguy hại đến hệ thống điện và thúc đẩy phát triển các nguồn điện mặt trời, điện gió

Cần trang bị năng lực các dự báo thay đổi công suất ĐMT trong ngắn hạn, dựa trên các quy luật biến thiên và dự báo về khí tượng, thủy văn, thời tiết và đặc điểm vận hành các nguồn NLTT tại thời điểm dự báo nhằm chủ động huy động các nguồn khác thay thế, hỗ trợ. Theo kiến nghị của Tư vấn Quốc tế EGI, cần thiết xây dựng trung tâm giám sát và điều khiển nguồn năng lượng tái tạo (tại Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia và các trung tâm điều độ cấp dưới); trang bị thêm các phần mềm giám sát chất lượng điện năng; đầu tư các hệ thống thu thập dữ liệu và dự báo công suất nguồn NLTT.

Hệ thống điện cần được đầu tư thêm nguồn dự phòng để ngoài vận hành phát điện, còn có lượng công suất dự phòng quay (dự phòng nóng) để huy động nhanh cản đối nguồn - phụ tải trong các thời gian biến thiên của NLTT.

Ngành truyền tải và phân phối điện cần đầu tư nâng cấp lưới điện thông minh, một mặt để tăng khả năng hấp thụ và truyền dẫn nguồn điện NLTT, mặt khác có khả năng phản ứng với những biến động của công suất ĐMT, ĐG.

Các chủ đầu tư nguồn ĐMT, ĐG cần tính toán đánh giá ảnh hưởng của sóng hài và có các giải pháp lắp đặt thiết bị lọc sóng hài để giảm tác động tín hiệu xấu tới nhà máy và HTĐ.

Cần cho nghiên cứu để áp dụng lắp đặt các pin dự trữ, nạp điện khi nguồn ĐMT, ĐG vượt cao hơn nhu cầu phụ tải, và phát điện ra khi các nguồn này ngừng vận hành.

Tất nhiên, hiện giá cả các thiết bị tích trữ năng lượng hiện còn cao, tác động đến hiệu quả kinh tế của nguồn điện NLTT, nhưng xu thế giá của chúng đang giảm nhanh và công nghệ cũng ngày càng được cải tiến.

Một điểm quan trọng là thay vì cho phát triển mạnh các trang trại ĐMT quy mô vài chục đến hàng trăm MW, cần tập trung tuyên truyền quảng bá, khuyến khích mạnh mẽ phát triển ĐMT áp mái tại các mái nhà dân, công xưởng, tòa nhà thương mại. ĐMT áp mái có nhiều đặc điểm ưu việt là: quy mô nhỏ; bố trí phân tán; chỉ đấu nối và lưới hạ hoặc trung áp (0,4 kV hay 22 kV); có thể huy động xã hội hóa đầu tư...

CHƯƠNG 9. CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Chương trình phát triển nguồn điện của Quy hoạch điện VIII được tính toán theo phương pháp cực tiểu hóa chi phí sản xuất và truyền tải điện năng của hệ thống điện, có xét tới các mục tiêu đảm bảo về cam kết giảm phát thải khí nhà kính, khí ô nhiễm của Việt Nam đối với cộng đồng quốc tế, có xét tới các ràng buộc về tiềm năng năng lượng sơ cấp, khả năng cung cấp nhiên liệu cho sản xuất điện (tiềm năng thủy điện, tiềm năng điện gió, điện mặt trời, khả năng khai thác, cung cấp và nhập khẩu than, nhập khẩu khí cho phát điện). Các phần mềm được sử dụng là mô hình quy hoạch Balmorel và Plexos. Đây là những mô hình nổi tiếng và đang được sử dụng rộng rãi hiện nay để tính toán chương trình phát triển nguồn điện. Những mô hình này do Cục Điện lực Đan Mạch và tổ chức Cơ quan Phát triển Quốc tế Hoa Kỳ thông qua Cục Điện lực và NLTT tài trợ và huấn luyện sử dụng cho Viện Năng lượng trong lập QHĐ VIII.

Quy hoạch điện VIII đưa ra 11 kịch bản chính khác nhau liên quan đến các chính sách phát triển nguồn điện, gồm cả các chính sách hiện hành và các chính sách giả định (các chính sách về phát triển NLTT, chính sách về giảm phát thải CO₂, chính sách không xây dựng nguồn điện than mới sau 2030, chính sách phát triển nguồn điện Hạt nhân sau 2035, chính sách có hay không có xét chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải...). Hệ thống điện Việt Nam sẽ được phân thành 06 vùng để tính toán xác định cơ cấu phát triển nguồn điện tối ưu theo từng vùng và lượng công suất, điện năng truyền tải trên các đường dây liên kết giữa các vùng.

Sau khi có kết quả tính toán cơ cấu nguồn điện toàn quốc của mỗi kịch bản theo từng vùng trong giai đoạn quy hoạch, Đề án thực hiện so sánh các kịch bản theo các chỉ tiêu sau:

- Đảm bảo an ninh năng lượng;
- Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách hiện hành;
- Chi phí sản xuất điện toàn quốc thấp;
- Mức phát thải chất ô nhiễm thấp;
- Khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải liên miền thấp.

Kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn sẽ là kịch bản đáp ứng hài hòa các chỉ tiêu: (i) đảm bảo an ninh cung cấp điện; (ii) đáp ứng được các cam kết của Việt Nam đối với Quốc tế trong giảm ô nhiễm môi trường trong quá trình sản xuất điện; (iii) có chi phí sản xuất điện thấp, hài hòa lợi ích của nhà nước, nhà đầu tư và người sử dụng điện.

Qua tính toán, phân tích, QHĐ VIII đã lựa chọn được kịch bản tối ưu: kịch bản có chính sách phát triển NLTT phù hợp với Nghị quyết số 55-NQ/TW và Chiến lược phát

triển NLTT của Việt Nam đến năm 2050, đồng thời có xét đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong sản xuất điện.

Để đánh giá hết các rủi ro trong phát triển điện lực, QHĐ VIII đã tính toán phân tích thêm độ nhạy của kịch bản tối ưu theo 07 giả thiết (biến động về dự báo phụ tải, biến động về giá nhiên liệu sơ cấp, biến động về chi phí đầu tư nguồn điện, biến động về giá CO₂, biến động về điều kiện thời tiết, thủy văn – năm nước kiệt). Quy mô công suất được lựa chọn phát triển thêm trong các kịch bản phân tích độ nhạy sẽ được xem xét bổ sung vào kịch bản lựa chọn để dự phòng rủi ro về biến động khí hậu (xảy ra năm khô hạn, gây ra giảm điện năng từ nguồn thủy điện 20% so với năm nước trung bình), và được xem xét trong việc bổ sung thêm nguồn đáp ứng kịch bản phụ tải cao.

Quy mô nguồn điện trong giai đoạn quy hoạch theo các kịch bản phát triển phụ tải được trình bày trong các bảng sau:

Bảng 1: Công suất các loại hình nguồn điện dự kiến quy hoạch đến năm 2045 (Kịch bản phụ tải cơ sở) - Đơn vị: MW

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu phụ tải (MW)	38706	59389	86493	113952	135596	153271
Tổng công suất đặt (MW)	69258	102193	137662	190391	233816	276601
Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	34.3%	24.0%	16.1%	11.8%	6.9%	4.6%
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	16391	14726
NĐ than nhập	6150	12682	20362	26392	31992	35192
TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	12550	27650	32900	38150
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	600	1400	4900	10800	15600
NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
Thuỷ điện	17085	19697	19792	19792	19792	19792
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió trên bờ và gần bờ	630	11320	16010	23110	30910	39610
Điện gió offshore (*)	0	0	2000	9000	15000	21000
Điện mặt trời (gồm ĐMT áp mái) (MW)	16640	17240	18640	30290	42340	55090
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2050	3150	3860	4510	5310
TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	4500	6000	7800
Nhập khẩu Trung Quốc	700	700	700	700	700	700
Nhập khẩu Lào	572	2808	4977	4977	4977	4977

(*) Tại khu vực có độ sâu đáy biển lớn hơn 20m

Bảng 2: Công suất các loại hình nguồn điện dự kiến quy hoạch đến năm 2045 (Kịch bản phụ
tải cao) - Đơn vị: MW

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu phụ tải (MW)	38706	61357	93343	128791	162904	189917
Tổng công suất đặt (MW)	69258	103733	147522	218511	286026	342816
Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	34.3%	21.0%	15.4%	10.8%	6.1%	2.3%
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	17121	14961
NĐ than nhập	6150	12682	22822	33052	39512	43512
TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	17100	32300	42850	49600
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	900	1600	8100	17300	23600
NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
Thuỷ điện	17085	19697	19792	19792	19792	19792
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió trên bờ và gần bờ	630	12280	16080	25880	34680	40080
Điện gió offshore (*)	0	0	3000	11000	23000	36000
Điện mặt trời (gồm ĐMT áp mái) (MW)	16640	17240	20140	38290	54840	71890
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2330	3230	3800	4450	5250
TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	5400	9300	13800
Nhập khẩu Trung Quốc	700	700	700	700	700	700
Nhập khẩu Lào	572	2808	4977	4977	4977	4977

(*) Tại khu vực có độ sâu đáy biển lớn hơn 20m

Giai đoạn 2021 – 2030:

Cơ cấu công suất có sự thay đổi theo hướng giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than từ 34% năm 2020 xuống còn 27% vào năm 2030, trong giai đoạn này không phát triển thêm nhiệt điện than mới ngoài các nhà máy nhiệt điện than đang trong quá trình xây dựng, và đang xúc tiến đầu tư để có thể vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025.

Phát triển mạnh mẽ nguồn điện sử dụng khí từ 7GW năm 2020 lên 13,5GW năm 2025 và 28-33GW năm 2030. Tỷ trọng nguồn điện khí tăng từ 15% năm 2020 lên 21-23% năm 2030.

Phát triển mạnh mẽ điện gió từ công suất khoảng trên 600MW năm 2020 lên đến hơn 11-12 GW năm 2025 và hơn 18-19 GW năm 2030. Tỷ trọng điện gió chiếm 11% tổng công suất đặt năm 2025 và 13% tổng công suất đặt năm 2030.

Phát triển điện mặt trời từ công suất khoảng 17 GW giai đoạn 2020-2025 lên gần 19-20GW năm 2030. Tỷ trọng điện mặt trời chiếm 17% tổng công suất đặt năm 2025 và chiếm 14% năm 2030.

Song song với việc phát triển điện gió, điện mặt trời, cũng cần xây dựng các nhà máy điện có khả năng điều chỉnh linh hoạt, các nguồn pin tích năng, thủy điện tích năng, động cơ đốt trong ICE để đảm bảo vận hành ổn định hệ thống điện có tỷ trọng cao nguồn

NLTT. Tổng các nguồn điện loại này đạt 2,6-2,8 GW năm 2030, chiếm gần 2% tổng công suất đặt của nguồn điện.

Định hướng phát triển nguồn điện giai đoạn 2031 – 2045:

Cơ cấu công suất có sự thay đổi theo hướng giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than từ 27% vào năm 2030 xuống còn 17-18% năm 2045. Tỷ trọng nguồn nhiệt điện khí tăng dần từ 21-22% vào năm 2030 lên tới 24-25% vào năm 2045. Tỷ trọng thủy điện sẽ giảm dần (do hiện đã khai thác gần hết tiềm năng). Các nguồn điện gió và mặt trời sẽ được phát triển mạnh trong tương lai, với tỷ trọng công suất lên tới trên 42% vào năm 2045. Tỷ trọng công suất nguồn NLTT (gồm cả thủy điện lớn) đạt 53% năm 2045.

Về cơ cấu điện năng, tỷ trọng điện năng của nhiệt điện than sẽ giảm dần từ 40% vào năm 2030 xuống còn khoảng 30% vào năm 2045; tỷ trọng nhiệt điện khí sẽ tăng dần từ 24-26% vào năm 2030 lên trên 28-30% vào năm 2045. Tỷ trọng điện năng của năng lượng tái tạo (gồm cả thủy điện lớn) sẽ đảm bảo đạt mục tiêu đã đề ra tại Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị và Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam (được phê duyệt tại quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015).

Nhu cầu than nhập khẩu cho sản xuất điện sẽ tăng từ 47-52 triệu tấn năm 2030 lên tới 75-96 triệu tấn năm 2045 tùy theo kịch bản phát triển phụ tải cơ sở và cao. Nhu cầu LNG nhập khẩu cho sản xuất điện sẽ tăng từ 10-13 triệu tấn năm 2030 lên đến 32-43 triệu tấn năm 2045. Trong giai đoạn tới nhu cầu nhiên liệu cho các nhà máy điện chạy dầu sẽ giảm dần, chỉ còn nhu cầu tiêu thụ dầu của các nhà máy điện đồng phát.

So với QHĐ VII ĐC, trong giai đoạn đến 2030, chương trình phát triển nguồn điện của QHĐ VIII có những thay đổi lớn như sau: (i) phát triển với quy mô lớn nguồn điện gió, điện mặt trời (công suất nguồn điện gió gấp 3 lần và điện mặt trời gấp 2 lần so với QHĐ VII ĐC); (ii) chỉ tiếp tục xây dựng các dự án nhiệt điện than đang xây dựng và đang xúc tiến đầu tư để có thể vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025; (iii) xây dựng thêm nguồn điện khí sử dụng LNG (CCGT) ở miền Bắc và nguồn điện linh hoạt (ICE) ở cả hai miền Bắc và Nam.

Bảng 2: Quy mô nguồn điện của QHĐ VIII (kịch bản phụ tải cơ sở) so với QHĐ VII ĐC

Đơn vị: MW

Hạng mục	Hiện tại	QHĐ VIII		QHĐ VII ĐC (phê duyệt năm 2016)	
		2020	2025	2030	2025
NĐ than	20431	29523	37323	47877	55477
NĐ khí+dầu	9030	14055	28871	15016	19016
Thủy điện+TĐTN (kể cả thủy điện nhỏ)	20685	24497	25992	24611	27871
Điện gió	630	11320	18010	2030	5990
Điện mặt trời	16640	17240	18640	3935	11765
Sinh khối và NLTT khác	570	2050	3150	1844	3444
Nhập khẩu	1272	3508	5677	1436	1508
Điện hạt nhân				0	4600
Tổng công suất đặt (MW)	69258	102193	137663	96749	129671
Pmax (MW)	38706	59389	86493	63471	90651

Từ kết quả tính toán cân đối theo nhu cầu phụ tải dự báo và cập nhật tiến độ vào vận hành của các dự án nguồn điện đang xúc tiến xây dựng, sự khác biệt giữa Quy hoạch điện VIII và QHĐ VII điều chỉnh trong giai đoạn tới năm 2030 như sau:

- *Về phát triển Năng lượng tái tạo:* Tỷ trọng của NLTT (không bao gồm thủy điện) tại QHĐ VIII đã tăng lên tới gần 30% năm 2030, trong khi tỷ trọng nguồn NLTT tương ứng của QHĐ VII ĐC chỉ đạt được 16,3%. Một số thay đổi chính như sau: đến năm 2030 điện gió trên bờ và gần bờ sẽ phát triển thêm 9 GW, gió offshore thêm 2-3GW, điện mặt trời thêm 7GW, điện sinh khối giảm 0,5GW, thủy điện nhỏ giảm 1,8GW.
- *Về phát triển Nhiệt điện than:* Tỷ trọng của nhiệt điện than tại QHĐ VIII là 27%, giảm 16% so với tỷ trọng của nhiệt điện than tại QHĐ VII ĐC. Khoảng 18GW nhiệt điện than nhập khẩu đã phê duyệt trong QHĐ VII ĐC sẽ được đẩy lùi ra giai đoạn sau 2030 hoặc không đưa vào cân đối. Các dự án nhiệt điện than nhập khẩu không đưa vào cân đối có tổng công suất khoảng 5 GW gồm: Vũng Áng III – 1200MW, Long An I&II -2800MW, Tân Phước I - 1200MW. Các dự án đẩy lùi sau 2030 có tổng công suất khoảng 13GW gồm: Công Thanh (600MW, có thể đẩy sớm trong kịch bản cao), NĐ đồng phát Hải Hà 2,3,4 (1800MW, có thể đẩy sớm trong kịch bản phụ tải cao), NĐ Hải Phòng III (1200MW), NĐ Quảng Ninh III (1200MW tại Đàm Hà), NĐ Quảng Trị I (1200MW), NĐ đồng phát Formusa Hà Tĩnh 2 (650MW); NĐ Quỳnh Lập I&II không cân đối và được thay bằng NĐ than Quảng Trị II – 2000MW; TTĐL Long Phú (Long Phú III - 1800MW, Long Phú II - 1320MW, Long Phú I – 1200MW) chỉ cân đối trong trường hợp phụ tải phát triển theo kịch bản cao sau 2030.
- *Về phát triển Nhiệt điện khí:* Tỷ trọng của nhiệt điện khí tại QHĐ VIII là 21%, tăng 6% so với tỷ trọng của nhiệt điện khí tại QHĐ VII ĐC. Tại QHĐ VIII dự kiến xây dựng thêm khoảng gần 5 GW nguồn TBKHH sử dụng LNG tại miền Bắc, 500-700MW nguồn linh hoạt ICE tại miền Bắc và 900MW ICE tại miền Nam. Do phụ tải của miền Nam được dự báo tăng trưởng thấp hơn so với QHĐ VII ĐC và sự phát triển mạnh mẽ của điện gió, điện mặt trời tại khu vực miền Nam, nên cần xem xét đẩy lùi tiến độ của khoảng 6,5 – 2,5 GW (tùy theo phụ tải cơ sở và cao) nguồn điện TBKHH sử dụng LNG trong tổng số 14,5GW đã được phê duyệt tại miền Nam ra sau năm 2030.

Do nhu cầu điện miền Bắc có tốc độ tăng cao hơn miền Nam trong những năm tới, sau năm 2035 nhu cầu điện của miền Bắc sẽ vượt miền Nam. Trong khi các dự án nguồn điện đăng ký xây dựng ở miền Bắc không nhiều, vị trí tiềm năng xây dựng nguồn nhiệt điện hạn chế (biển miền Bắc khá nông và không có nhiều vị trí xây dựng cảng nước sâu); tiềm năng điện gió và mặt trời ở miền Bắc không lớn. Khu vực Bắc Bộ sẽ bắt đầu phải nhận điện từ hệ thống điện Bắc Trung Bộ và miền Trung từ năm 2023. Vì vậy các dự án cung cấp điện cho miền Bắc nên được ưu tiên phát triển trong giai đoạn tới. Mặc

dù điện năng phát điện của điện mặt trời đặt tại miền Bắc không được cao như miền Nam, tuy nhiên điện mặt trời lại có thể đáp ứng tốt phần phụ tải đỉnh ban ngày, giảm nhu cầu truyền tải từ miền Nam ra miền Bắc, cần xem xét cơ chế khuyến khích đầu tư điện mặt trời nói riêng và NLTT nói chung cho khu vực Bắc Bộ.

Khu vực Nam Bộ, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên có tiềm năng lớn về điện gió và điện mặt trời, đặc biệt các dự án điện gió ngoài khơi ở khu vực Nam Trung Bộ. Khu vực phía Nam trong giai đoạn tới cần tập trung phát triển các dự án năng lượng tái tạo và các nguồn điện linh hoạt. Sau năm 2025, các nguồn điện linh hoạt như: động cơ ICE và TBK chu trình đơn sử dụng LNG, các nguồn tích năng sẽ rất cần thiết cho hệ thống điện để đảm bảo phủ đỉnh và dự phòng cho điện gió và mặt trời. Cần xây dựng cơ chế về giá công suất dự phòng cho các nguồn điện linh hoạt, để đảm bảo khả năng tài chính cho loại nguồn này do số giờ phát điện thấp.

Các nhà máy nhiệt điện sẽ có T_{max} hàng năm thấp hơn so với truyền thống khi phát triển NLTT quy mô lớn (gió và mặt trời): Nhiệt điện than đạt khoảng 5000-6000h, TBKHH đạt 4500-5000h/năm. Các NMNĐ xây dựng mới và cải tạo cần được lựa chọn công nghệ mới để tăng cường tính linh hoạt trong vận hành. Việc cắt giảm NLTT với một tỷ lệ thích hợp là điều không thể tránh khỏi đối với một hệ thống điện tích hợp NLTT ở quy mô lớn. Tỷ lệ cắt giảm NLTT đối với cơ cấu nguồn đã lựa chọn khoảng từ 2-4% tổng điện năng sản xuất của các nguồn NLTT, tỷ lệ này đối với các nước trên thế giới là chấp nhận được.

Trên đây là kết quả tính toán cân đối nguồn điện theo nhu cầu phụ tải dự báo, cập nhật tiến độ vào vận hành nguồn điện theo đánh giá của Ban Chỉ đạo Quy hoạch Điện Quốc gia. Tuy nhiên khi xem xét đến việc dự phòng cho khả năng chậm tiến độ của các nguồn điện (đặc biệt các nguồn khai thác khí trong nước) quy mô nguồn điện đưa vào danh mục đầu tư sẽ cao hơn, cần phải đẩy sớm một số nguồn điện để dự phòng rủi ro chậm tiến độ các nguồn điện khác.

9.1. PHƯƠNG PHÁP LUẬN PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

a) Phân tích, đánh giá tiềm năng và lợi thế, cơ hội, thách thức, hạn chế và tồn tại trong xây dựng nguồn điện

Từ những bài học kinh nghiệm thực hiện nghiên cứu và triển khai các QHĐ vừa qua cho thấy việc xây dựng nguồn và lưới điện truyền tải thường chậm hơn so với lịch trình đề ra, không đạt các yêu cầu quy hoạch, dẫn đến nguy cơ có thể thiếu điện trong giai đoạn ngắn hạn (tới năm 2025). Vì vậy khi xây dựng quy hoạch cũng cần xét đến khả năng thực thi trên thực tế. Việc đa dạng hóa các loại nguồn nhiên liệu cho sản xuất điện, giảm sự phụ thuộc quá nhiều vào một loại nhiên liệu, đa dạng các nguồn lực kinh tế tham gia vào đầu tư nguồn lưới điện cũng sẽ là biện pháp giảm ảnh hưởng của việc không đảm bảo tiến độ quy hoạch. Sơ bộ phân tích khả năng phát triển của các loại hình nguồn điện như sau:

Nhiệt điện than: việc phát triển các nguồn nhiệt điện than hiện đang không được đồng thuận từ người dân và các tổ chức cho vay vốn trên thế giới do những tác động đến môi trường khu vực và phát thải khí nhà kính. Yếu tố này làm phát sinh thêm những yêu cầu khắt khe hơn về phát thải ra môi trường, làm tăng vốn đầu tư, gây khó khăn cho chủ đầu tư và khó hoàn thành được dự án. Khả năng khai thác than trong nước trong giai đoạn tới chỉ đáp ứng nhu cầu than của các nhà điện hiện đang sử dụng than trong nước. Do đó các nhà máy nhiệt điện than mới vào vận hành trong giai đoạn tới đều phải sử dụng than nhập khẩu từ nước ngoài.

Điện Hạt nhân: hiện nay Quốc hội đã quyết định tạm dừng chương trình phát triển điện Hạt nhân của Việt Nam. Tuy vậy công nghệ điện Hạt nhân sẽ ngày càng phát triển, lại là nguồn điện không phát thải khí nhà kính, việc nghiên cứu khả năng tiếp tục phát triển tại Việt Nam sau năm 2030 sẽ vẫn cần thiết và sẽ được mô hình quy hoạch chi phí tối thiểu quyết định khả năng phát triển trong tương lai.

Nhiệt điện khí: khí giá rẻ ở khu vực Đông Nam Bộ đang suy giảm nhanh, giá khí của các mỏ mới hiện nay đã thay đổi theo giá thị trường khu vực, các nguồn khí mới trong nước đều có giá khí khá đắt do các điều kiện khai thác khó khăn hơn. Sản lượng khai thác khí khu vực Đông Nam Bộ theo kịch bản cơ sở sẽ suy giảm dần trong giai đoạn 2023-2030, các nhà máy điện thuộc TTĐL Phú Mỹ sẽ phải chuyển dần sang sử dụng LNG. Khí PM3-CAA cấp cho nhà máy điện Cà Mau cũng cạn kiệt sau năm 2020, cần phải xem xét mua khí từ Malaysia hoặc LNG để cấp bù khí cho nhà máy. Việc nhập khẩu khí LNG để cung cấp cho nhu cầu khí trong nước là tất yếu. Những năm gần đây, giá khí LNG thế giới đã giảm dần do dư thừa nguồn cung, đặc biệt là nguồn khí đá phiến của Mỹ, việc dư thừa nguồn cung được dự báo sẽ kéo dài đến năm 2025. Chính vì vậy khá nhiều chủ đầu tư đang đề xuất đầu tư các trung tâm điện khí sử dụng LNG, đặc biệt tại miền Nam. Đây là cơ hội tốt để Việt Nam phát triển thị trường LNG cho sản xuất điện.

Xu hướng phát triển nguồn điện trên thế giới hiện nay là phát triển mạnh năng lượng tái tạo, Việt Nam có lợi thế là có tiềm năng lớn về năng lượng gió và mặt trời. Cùng với việc giảm dần giá thành đầu tư xây dựng của công nghệ điện NLTT (đặc biệt là điện mặt trời) trong thời gian gần đây và sẽ tiếp tục duy trì trong tương lai.

Nguồn thủy điện tại Việt Nam đã được khai thác gần hết, tuy vậy với quy mô lớn các nguồn thủy điện đã vào vận hành sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo. Do đó đây cũng là cơ hội tốt để Việt Nam tiếp tục đẩy mạnh phát triển nguồn năng lượng tái tạo trong giai đoạn tới.

Nhập khẩu điện từ các nước láng giềng có triển vọng tốt hơn QHĐ VII ĐC, với khả năng có thể nhập khẩu tới 3GW từ Trung Quốc và khả năng mua từ các nguồn điện từ Lào lên tới 5GW năm 2030.

Thị trường điện nước ta đã được hình thành và phát triển ở cấp độ thị trường bán buôn điện cạnh tranh, nhưng giai đoạn trước mắt còn nhiều khó khăn, quá trình thực hiện cơ chế thị trường vẫn chậm do một số nguyên nhân: i) thị trường đang và sẽ vẫn thiếu hàng hoá; ii) thị trường người mua có xu hướng luôn đòi hỏi phải được cấp đủ điện, nhưng không sẵn sàng trả giá theo giá cả thị trường mà muốn Nhà nước tiếp tục trợ giá, trong khi đa phần các yếu tố đầu vào cho cung cấp điện đều phải chi trả theo giá thị trường của khu vực và quốc tế.

b) Các định hướng lớn của chương trình phát triển nguồn điện trong giai đoạn 2021- 2030, tầm nhìn tới năm 2045.

- Tuân thủ các chính sách hiện hành của nhà nước về mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo, giảm phát thải, tăng trưởng xanh và phát triển bền vững.
- Xem xét khả năng phát triển của các loại hình nguồn điện trên cơ sở tối thiểu hóa chi phí toàn hệ thống điện có tính đến các ràng buộc. Chi phí hệ thống bao gồm đầy đủ các loại chi phí cho sản xuất và truyền tải điện, chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải, chi phí xử lý môi trường khi kết thúc dự án và chi phí đất đai...
- Phát triển nguồn năng lượng tái tạo với quy mô phù hợp với các chính sách hiện hành của nhà nước, có xem xét đến khả năng nâng cao tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo so với các chính sách hiện hành.
- Tăng cường nhập khẩu và liên kết lưới điện với các nước láng giềng, nhằm tăng cường khả năng tích hợp năng lượng tái tạo.
- Phát triển các nguồn loại hình nguồn điện linh hoạt (thủy điện tích năng, pin tích năng, động cơ đốt trong sử dụng LNG...) phù hợp với quy mô nguồn năng lượng tái tạo.
- Tính đến việc đa dạng hóa nhiên liệu, đảm bảo an ninh năng lượng trong nước, giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

c) Phương pháp luận tính toán chương trình phát triển nguồn điện toàn quốc

Cơ cấu phát triển nguồn điện toàn quốc được tính toán đáp ứng theo nhu cầu phụ tải của từng vùng với tiêu chí: “Tối thiểu hóa chi phí của hệ thống điện trong toàn bộ

thời gian quy hoạch, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc về vận hành hệ thống điện, các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng cung cấp nhiên liệu sơ cấp”.

Các chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống theo các kịch bản quy hoạch nguồn được tính toán gồm có: chi phí đầu tư, chi phí vận hành bảo dưỡng, chi phí nhiên liệu, chi phí huy động tổ máy, chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải, chi phí truyền tải điện liên vùng, và chi phí thiếu hụt điện năng. Các chi phí này đã được trình bày cụ thể tại Chương 4, mục 4.3.2. *Các thông số và chỉ tiêu phục vụ tính toán chương trình phát triển nguồn điện.*

Các ràng buộc về vận hành hệ thống gồm:

- Đảm bảo khả năng điều độ và vận hành của các nhà máy nhiệt điện khi tích hợp điện gió và điện mặt trời. Đáp ứng các ràng buộc về vận hành của các loại hình công nghệ: hiệu suất, thông số huy động tổ máy, chỉ tiêu phát thải, thông số hồ thủy điện, tốc độ gió và biểu đồ công suất điện mặt trời 8760h theo từng vùng, tỉnh...
- Đáp ứng nhu cầu phụ tải với biểu đồ phụ tải 8760h của từng vùng
- Đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống: Lựa chọn số giờ kỳ vọng xảy ra thiếu hụt công suất nguồn cấp cho phụ tải định (LOLE) thấp hơn 12h/năm đối với từng vùng trong hệ thống điện, tương ứng với độ tin cậy 99,86% (cụ thể trình bày trong Chương 4).

Các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng bao gồm:

- Mục tiêu phát triển nguồn năng lượng tái tạo, giảm phát thải: Tính toán các kịch bản có mục tiêu chính sách theo các văn bản: Quyết định 2068/QĐ-TTg về chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2050; nghị quyết số 55-NQ/TW của Bộ Chính Trị về định hướng chiến lược phát triển ngành năng lượng Việt Nam giai đoạn đến 2030 có xét đến 2045; cam kết của Việt Nam về giảm phát thải KNK tại hội nghị COP21.
- Khả năng khai thác các nguồn năng lượng sơ cấp trong nước cho sản xuất điện (than nội, khí nội).
- Tiềm năng xây dựng các loại hình nguồn điện năng lượng tái tạo theo từng vùng, tỉnh
- Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho sản xuất điện. Tiềm năng quy mô xây dựng các nguồn điện than nhập khẩu, khí nhập khẩu, điện Hạt nhân theo từng vùng
- Khả năng nhập khẩu điện, trao đổi điện năng với các nước láng giềng

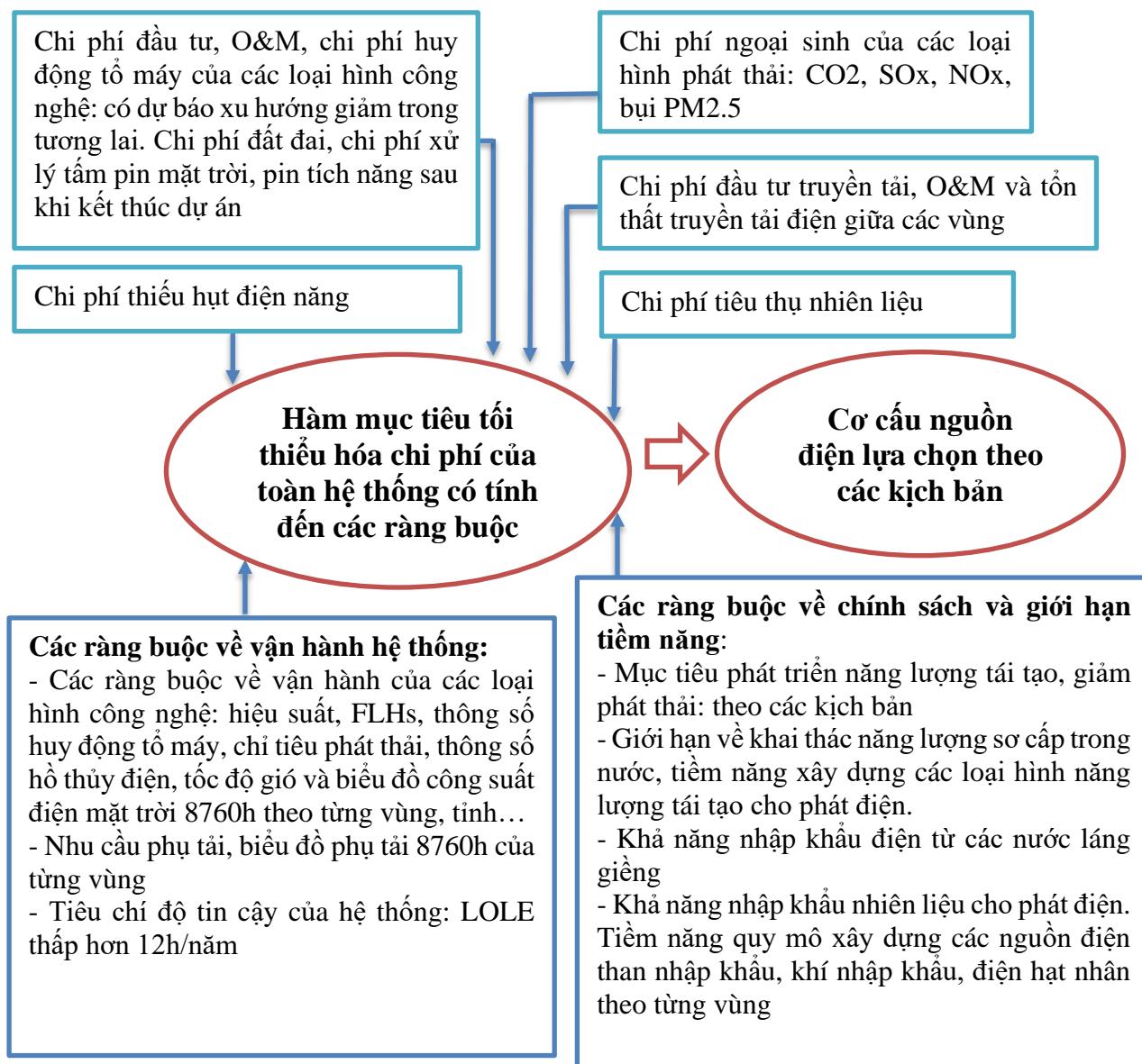
Sau khi tính toán cơ cấu nguồn điện toàn quốc của mỗi kịch bản theo từng vùng trong giai đoạn quy hoạch. Đề án thực hiện so sánh các kịch bản theo 5 chỉ tiêu sau:

- Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách hiện hành
- Chi phí sản xuất điện toàn hệ thống thấp
- Mức phát thải chất ô nhiễm thấp

- Khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải liên miền thấp.
- Vấn đề về đa dạng hóa nguồn điện, đảm bảo an ninh năng lượng

Kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn sẽ là kịch bản đáp ứng hài hòa các chỉ tiêu trên (đảm bảo thực hiện chính sách hiện hành của nhà nước, chi phí toàn hệ thống thấp, mức phát thải thấp, có khả năng xây dựng lưới điện truyền tải, đảm bảo an ninh năng lượng)

Lược đồ phương pháp luận tính toán chương trình phát triển nguồn điện trình bày trong hình



Hình 9.1: Phương pháp luận tính toán cơ cấu nguồn điện toàn quốc

d) Giới thiệu các phần mềm tính toán được sử dụng phổ biến trên thế giới để xác định chương trình phát triển nguồn điện

Các phần mềm tính toán được sử dụng để xác định chương trình phát triển nguồn điện đều có phương pháp tiếp cận là giải bài toán quy hoạch tối ưu với hàm mục tiêu là

tối thiểu chi phí với các ràng buộc cho trước. Hiện nay, khá nhiều mô hình đã được cải tiến để có thể mô phỏng được hệ thống điện gồm nhiều hệ thống con liên kết với nhau bằng các đường dây truyền tải, cùng với khả năng thể hiện ngày càng tốt hơn sự tích hợp của các nguồn năng lượng tái tạo, khả năng thể hiện sự biến đổi ngắn hạn trong các nghiên cứu dài hạn, khả năng kết hợp hiệu ứng của biến đổi khí hậu và đảm bảo tính công khai và minh bạch trong nghiên cứu mô hình.

Một số mô hình sau đây đều có thể áp dụng tốt cho hệ thống điện lớn như Việt Nam, với khả năng mô phỏng tất cả các loại nguồn điện truyền thống, các loại nguồn năng lượng tái tạo và các loại nguồn lưu trữ, có khả năng tính toán tối ưu chi phí có kết hợp chi phí phát thải trong mô hình. Cụ thể:

- *Mô hình AURORAxmp*: được phát triển bởi EPIS, là mô hình thương mại, có thể mô phỏng theo từng giờ, từng nút liên kết với nhau bằng các đường dây truyền tải. Thời gian tính toán dài hạn có thể lên tới 50 năm. Mô hình có khả năng mô phỏng phụ tải đàm hồi, đáp ứng phía cầu và mô phỏng các loại thị trường (giao ngay, ngày tới, tháng tới, năm tới, thị trường cân bằng, thị trường dự phòng...)

- *Mô hình BALMOREL*: Được phát triển bởi Hans Ravn, là mô hình mã nguồn mở, sử dụng phần mềm GAMS và SOLVER để giải bài toán tối ưu. Mô hình có thể mô phỏng theo từng giờ hoặc tập hợp thời gian để giảm thời gian chạy. Hệ thống được chia thành các vùng liên kết với nhau bởi các đường dây truyền tải đơn giản hóa theo công suất, số vùng có thể mô phỏng lên tới 52 vùng. Mô hình có khả năng mô phỏng phụ tải đàm hồi, đáp ứng phía cầu, thị trường mô phỏng là thị trường giao ngay cạnh tranh hoàn hảo. BALMOREL hiện đã được sử dụng tại hơn 30 quốc gia trên thế giới để tính toán quy hoạch và lập báo cáo triển vọng, được ứng dụng ở một số nước lớn như: thị trường điện Châu Âu, Trung Quốc, Nam Phi, Anh, Indonesia, Mexico, thị trường điện Đông Phi, Canada...

- *Mô hình CALLIOPE*: được phát triển bởi ETH Zurich, là mô hình mã nguồn mở, sử dụng ngôn ngữ Python để giải bài toán tối ưu, mô hình có thể mô phỏng theo từng giờ, từng nút trong hệ thống tùy theo người dùng lựa chọn, lưới điện được mô phỏng đơn giản thông qua công suất truyền tải. Đây là mô hình mô phỏng tính toán cân đối nguồn tái với phụ tải không đàm hồi.

- *Mô hình E7*: là mô hình thương mại do ABB phát triển từ mô hình STRATEGIST (đã được sử dụng trong QHĐ VI, QHĐ VII), cải tiến của mô hình là có khả năng mô phỏng các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi và các nguồn tích trữ năng lượng để tích hợp năng lượng tái tạo. E7 cũng được cải thiện nhiều chức năng về giao diện hơn so với STRATEGIST.

- *Mô hình PLEXOS*: Được phát triển bởi Energy Exemplar, là mô hình thương mại, tùy theo lựa chọn của người dùng mô hình có thể mô phỏng theo từng phút trở lên, tính toán cho một ngày đến 50 năm sau, hệ thống được mô phỏng theo từng nút liên kết với nhau bằng các đường dây truyền tải với các thông số trở kháng đường dây. Mô hình có khả năng mô phỏng phụ tải đàm hồi, đáp ứng phía cầu và mô phỏng các loại thị trường. PLEXOS có thể tính toán độ tin cậy cung cấp điện, có khả năng tính toán quy

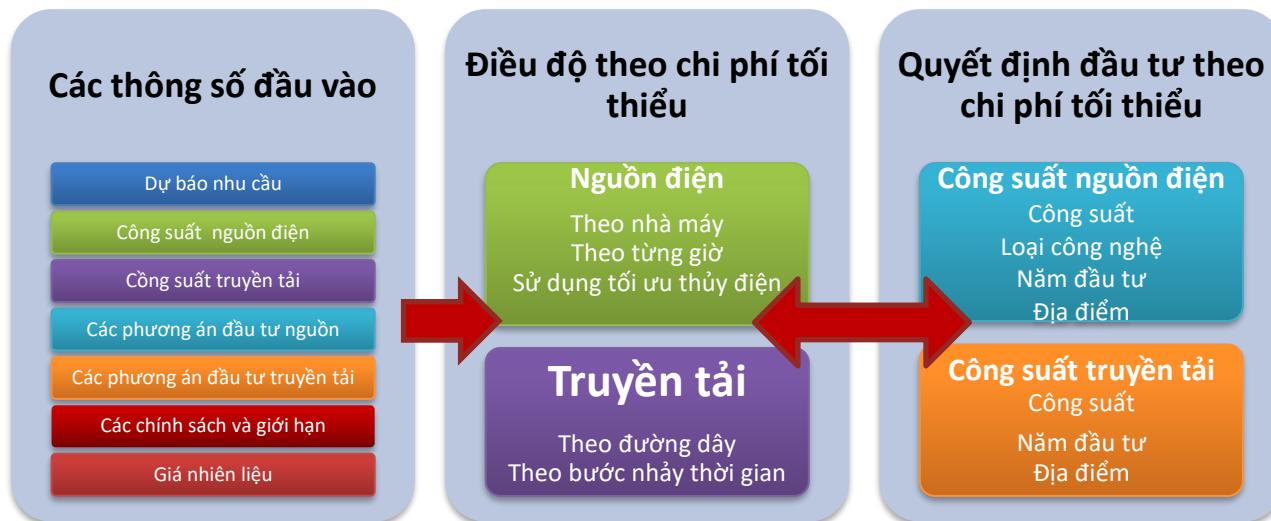
hoạch dài hạn với số năm tối ưu hóa lên tới 20 năm, do đó có thể xét tối ưu được cả kỳ quy hoạch. Mô hình có thể huy động nguồn điện theo từng nút nên rất phù hợp để tính toán vận hành. PLEXOS đã được sử dụng khá rộng rãi trên thế giới, tại 47 quốc gia, một số nước lớn như Mỹ, Australia, Anh...

e) Lựa chọn mô hình tính toán chương trình phát triển nguồn điện

Để xác định chương trình phát triển nguồn điện dài hạn không cần nhất thiết phải sử dụng các chương trình mô phỏng chi tiết tính toán cho thị trường điện, có thể sử dụng các mô hình cân bằng nguồn tải hệ thống như các mô hình sử dụng trước đây trong QHĐ VII và QHĐ VII ĐC (STRATEGIST, PDPAT2e). STRATEGIST đã được sử dụng để tính toán quy mô công suất sẽ được mở rộng trong kỳ quy hoạch của các loại nguồn điện. Tuy nhiên do mô hình STRATEGIST trước đây chưa được cải thiện về khả năng tính toán tích hợp năng lượng tái tạo. Do vậy cần phải lựa chọn mô hình mới có khả năng tính toán tốt hơn hoặc nâng cấp lên mô hình E7.

Hiện nay, Viện Năng lượng đã được hỗ trợ 2 mô hình tính toán quy hoạch nguồn điện và mô phỏng vận hành hệ thống điện để thực hiện QHĐ VIII là mô hình BALMOREL và mô hình PLEXSO.

- **Mô hình BALMOREL:** Do Cục Năng lượng Đan Mạch phối hợp với Cục Điện lực và NLTT chuyển giao cho Viện Năng lượng thông qua Chương trình Hợp tác Đổi tác Năng lượng Đan Mạch. Mô hình BALMOREL Việt Nam đã được sử dụng để tính toán lập Báo cáo triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019.



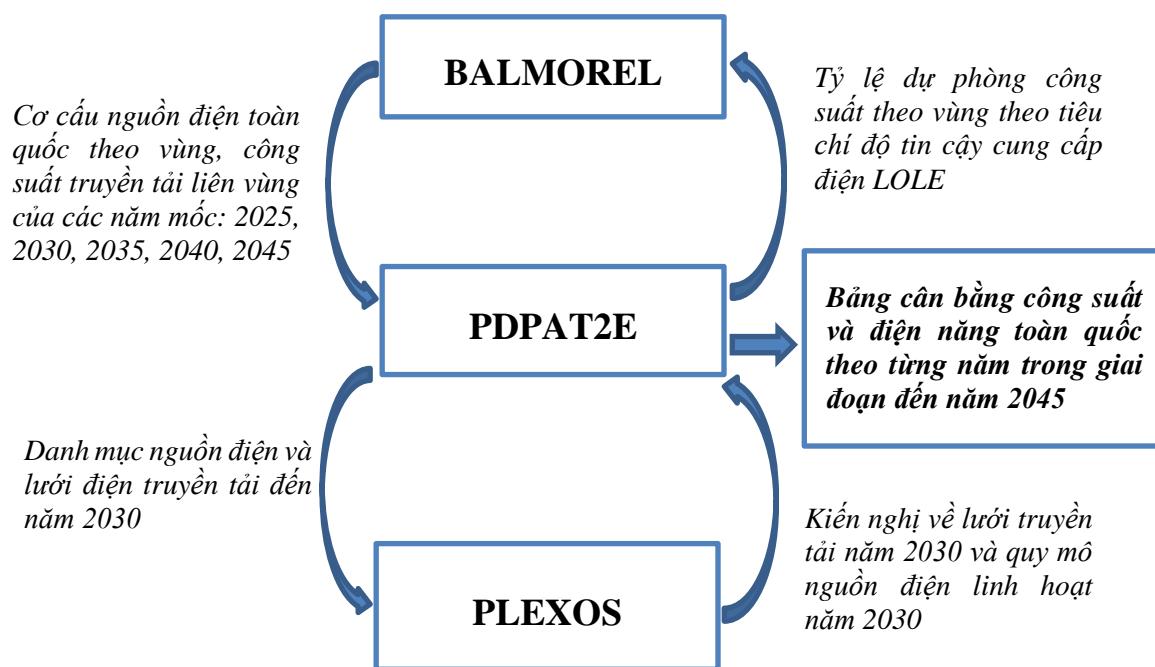
Hình 9.2: Phương pháp luận tính toán mở rộng công suất nguồn điện và truyền tải điện của mô hình BALMOREL

QHĐ VIII sẽ sử dụng mô hình BALMOREL để tính toán quy mô mở rộng công suất của các loại hình nguồn điện trong kỳ quy hoạch theo tiêu chí chi phí tối thiểu. Sự biến thiên của phụ tải, điện gió và điện mặt trời có thể được mô phỏng thành 8670 giờ trong năm, do đó sử dụng mô hình BALMOREL là phù hợp cho tính toán quy hoạch nguồn điện dài hạn có quy mô lớn điện gió và mặt trời.

- Mô hình PLEXOS: Do Cơ quan phát triển quốc tế Hoa Kỳ (USAID) phối hợp với Cục Điện lực và NLTT chuyển giao cho Viện Năng lượng. Đây là mô hình rất mạnh về khả năng mô phỏng tính toán huy động nguồn điện theo cơ chế thị trường điện và khả năng mô phỏng vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Mô hình PLEXOS rất tốt để sử dụng cho tính toán quy hoạch nguồn và lưới điện của hệ thống có quy mô điện gió và mặt trời lớn. Tuy nhiên do việc mô phỏng mô hình không kịp theo tiến độ đề án, nên QHĐ VIII chưa sử dụng PLEXOS để tính toán cơ cấu nguồn điện dài hạn. Với ưu thế về khả năng mô phỏng và tính toán điều độ vận hành hệ thống điện tới từng nút 220kV của mô hình PLEXOS, QHĐ VIII dự kiến sử dụng PLEXOS để kiểm tra, đánh giá khả năng tích hợp nguồn năng lượng tái tạo của hệ thống điện vào năm 2030.

Do hạn chế của mô hình BALMOREL là tính toán tất định, không tính toán được độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống, vì vậy QHĐ VIII sẽ sử dụng mô hình PDPAT2E để tính toán dự phòng công suất theo tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện LOLE đã định.

Nguyên tắc kết hợp tính toán của các mô hình xem trong hình dưới đây:



Hình 9.3: Nguyên tắc kết hợp giữa các mô hình để tính toán chương trình phát triển nguồn điện cho QHĐ VIII

Kết quả tính toán cơ cấu công suất nguồn từ mô hình BALMOREL sẽ được đưa vào mô hình PDPAT để tính toán huy động nguồn, cân bằng công suất, và tính toán độ tin cậy cung cấp điện LOLE theo từng vùng. Trường hợp chỉ tiêu LOLE chưa đạt, sẽ thực hiện điều chỉnh công suất dự phòng đưa vào mô hình BALMOREL. Việc thực hiện giữa mô hình BALMOREL và mô hình PDPAT theo vòng lặp cho đến khi có giá trị LOLE đạt tiêu chí đã định.

Toàn bộ các quá trình kết hợp giữa 2 mô hình trên có thể chỉ cần sử dụng mô hình PLEXOS để tính toán. Tuy nhiên, như đã nói ở trên, do việc mô phỏng mô hình PLEXOS không kịp tiến độ dự án, nên QHĐ VIII chưa sử dụng PLEXOS thay cho BALMOREL và PDPAT.

9.2. CÁC ĐIỀU KIỆN TÍNH TOÁN CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN

9.2.1. Khả năng cấp khí nội cho điện, khả năng chuyển đổi nhiên liệu cho các nhà máy điện khí hiện có và xây dựng mới các dự án nhiệt điện khí nội

Khả năng cung cấp khí trong nước cho sản xuất điện đã được đánh giá trong Chương 7. Tổng hợp kết quả nguồn cung khí cho điện trong kịch bản cung cơ sở theo các giai đoạn như sau:

- Tổng khả năng cung cấp khí trong nước cho sản xuất điện sẽ tăng từ 7,7 tỷ m³/năm vào năm 2020 lên 14,6 tỷ m³/năm vào năm 2025.
- Sau năm 2025, sản lượng khí cung cấp cho điện sẽ giảm dần, đến năm 2030 đạt khoảng 9,2 tỷ m³ và đến năm 2035 sản lượng còn 7,7 tỷ m³ (khí net Hydrocarbon, nhiệt trị tính toán tương đối là 41MJ/m³).
- Giai đoạn 2035-2045, nguồn cung khí cho điện theo phương án cơ sở chỉ còn nguồn khí miền Trung (Cá Voi Xanh và Báo Vàng) và nguồn khí Lô B. Tổng cung khí cho điện giai đoạn này vẫn là 7,7 tỷ m³/năm.

Do khí trong nước khu vực Đông Nam Bộ sẽ suy giảm sau năm 2023, khí PM3_CAA cấp cho NĐ Cà Mau sẽ giảm từ năm 2020. Vì vậy trong giai đoạn tới cần phải bù khí LNG cho các nhà máy điện chạy khí hiện có tại khu vực Đông Nam Bộ. NĐ khí Cà Mau theo QHĐ VII điều chỉnh sẽ được cấp bù khí từ khí Lô B, tuy nhiên hiện nay Bộ Công Thương dự kiến mua khí từ Malaysia để cấp khí cho NĐ Cà Mau 1&2 trong giai đoạn 2020-2031¹. Theo đề án “Nghiên cứu khả năng chuyển đổi LNG cho các nhà máy điện hiện có” của PVGAS – 2018, việc chuyển đổi sang sử dụng khí LNG của các nhà máy điện hiện có là hoàn toàn khả thi về mặt kỹ thuật với đặc tính LNG dự kiến nhập khẩu.

¹ Thông báo số 459/TB-VPCP ngày 13/12/2018 về kết luận của TTCP tại cuộc họp về chủ trương mua khí từ Malaysia. Theo báo cáo của PVN, Trữ lượng khí mua từ Malaysia bằng lượng khí chênh lệch giữa công suất khả dụng của đường ống PM3 với quyền lấy bù khí của Việt nam, giá khí bằng 0,9*HSFO trong giai đoạn 2020-2026 và bằng 1,0 *HSFO trong giai đoạn 2027-2031.

Bảng 9.1: Danh mục các nhà máy điện sử dụng khí trong nước hiện có

Tên nhà máy	Tỉnh	Năm vận hành	Công suất đặt (MW)	Nhiên liệu dự kiến
1. Vùng Đông Nam Bộ			5906	
TBKHH Phú Mỹ 2.1	BRVT	2003	499	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Phú Mỹ 2.1 MR	BRVT	2005	450	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Phú Mỹ 1	BRVT	2001	1140	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Phú Mỹ 4	BRVT	2004	468	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Phú Mỹ 3	BRVT	2003	740	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Phú Mỹ 2-2	BRVT	2005	740	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Bà Rịa 1	BRVT	1999	169	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Bà Rịa 2	BRVT	2001	175	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Nhơn Trạch I	Đồng Nai	2008	465	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
TBKHH Nhơn Trạch II	Đồng Nai	2010	750	Khí trộn (ĐNB và LNG) sau 2022
NĐ Hiệp Phước	TP HCM	1992	310	Hiện tại dùng FO, sau 2020 ngừng hoạt động, xây dựng NM mới
2. Vùng Tây Nam Bộ			2202	
TBKHH Cà Mau I	Cà Mau	2007	771	Khí Malay giai đoạn 2021-2030, LNG sau 2030
TBKHH Cà Mau II	Cà Mau	2008	771	Khí Malay giai đoạn 2023-2030, LNG sau 2030
NĐ Ô Môn I #1	Cần Thơ	2009	330	Hiện tại dùng FO, sử dụng khí Lô B từ 2024-2025
NĐ Ô Môn I #2	Cần Thơ	2015	330	Hiện tại dùng FO, sử dụng khí Lô B từ 2024-2025

Tổng nguồn điện khí hiện có sẽ chuyển đổi sang sử dụng LNG trong giai đoạn 2024-2030 là khoảng 4380MW, sau 2030 là 2700MW. Theo thông tin cung cấp từ các nhà cung cấp thiết bị (GE, Siemen...), các nhà máy TBKHH có đời sống kinh tế là 25 năm, nhưng các TBKHH vẫn luôn được bảo dưỡng có thể vận hành đến 35-40 năm. Tuy nhiên sau 25 năm vận hành, số giờ vận hành của các nhà máy TBK sẽ không được cao như trước do số giờ bảo dưỡng và số kỳ nghỉ bảo dưỡng sẽ cao hơn. Ngoài ra các TBKHH hiện tại có độ linh hoạt thấp, không phù hợp với nhu cầu tích hợp cao năng lượng tái tạo. Đối với các tuabin khí tại NMĐ khí Phú Mỹ, Bà Rịa, Nhơn Trạch được bắt đầu vận hành từ những năm đầu của thế kỷ, nếu bắt đầu thay thế sau 25 năm vận

hành sẽ gây chi phí lớn cho giai đoạn trung hạn tới 2030. Do đó đề án đề xuất duy trì các TBKHH hiện tại vận hành với đời sống 30 năm, sau đó cần phải xem xét thay mới hoặc chuyển đổi các nhà máy điện khí hiện có. Việc thay thế TBK cũ bằng TBK mới chỉ mất khoảng 2 đến 3 tháng nên không ảnh hưởng nhiều đến vận hành hệ thống.

Đối với các nhà máy nhiệt điện chạy dầu và khí tại khu vực Nam Bộ (gồm Cần Thơ- 165MW- 1999, Thủ Đức- 290MW – 1990, Hiệp Phước – 375MW- 1999, Bà Rịa GT – 46MW- 1991) dự kiến dừng hoạt động sau năm 2025, do nhà máy đã vận hành lâu năm, thiết bị cũ, hiệu suất thấp. Vị trí của các nhà máy này có thể xem xét để xây dựng các nguồn điện linh hoạt và phủ đinh mới (ICE và SCGT).

Tại khu vực Tây Nam Bộ, khí Lô B dự kiến cấp cho TTĐL Ô Môn với tổng quy mô công suất 3800MW (do các nhà máy Ô Môn III, IV, II đều đã được Bộ Công Thương chấp thuận nâng lên 1050MW). Với quy mô này sẽ có thể đảm bảo tiêu thụ lượng khí Lô B dự kiến khai thác hàng năm (quy mô khai thác 4,06 tỷ m³/năm, cấp cho hộ ngoài điện 0,7 tỷ m³/năm). Như đã trình bày trong Chương 7, phần khí của các mỏ nhỏ có sản lượng và số năm khai thác thấp, chỉ có thể đảm bảo cho phụ tải ngoài điện hoặc xem xét bù khí cho NĐ Cà Mau (giảm mua khí từ Malaysia), không đủ để cấp thêm cho NĐ Kiên Giang (đã có trong QHĐ VII ĐC).

Tại khu vực miền Trung, do việc nghiên cứu xây dựng dự án hóa dầu sử dụng khí mỏ Cá Voi Xanh của PVN không tiến triển, nên EVN đã được Bộ Công Thương chấp thuận cho nghiên cứu xây dựng dự án TBKHH Dung Quất III vào năm 2025 (tại QĐ số 2612/QĐ-BCT ngày 25/7/2018 về việc phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch địa điểm Trung tâm khí điện Miền Trung – Địa điểm Trung tâm Điện lực Dung Quất). Theo Chương 7 đã trình bày, khí trong nước tại khu vực miền Trung chỉ có thể cấp cho 4,1GW nguồn điện đã được đưa vào quy hoạch, trường hợp tăng quy mô khai thác mỏ khí CVX thêm 1 tỷ m³/năm từ năm 2030 sẽ được xem xét cấp cho dự án hóa dầu và các phụ tải ngoài điện khác.

Đối với mỏ khí Kèn Bầu, do thông tin đến thời điểm lập QHĐ VIII chưa được rõ ràng về thành phần khí và khả năng khai thác theo từng năm, nên đề án chưa đưa vào tính toán. Quan điểm của QHĐ VIII sẽ ưu tiên phát triển các công trình điện sử dụng khí trong nước, do đó trong giai đoạn tới sẽ tiếp tục nghiên cứu khả năng xuất hiện khoảng 4-6 GW nguồn điện khí Kèn Bầu tại khu vực Quảng Trị - Huế. Việc xuất hiện nguồn khí này có thể thay thế nhu cầu xây dựng các nguồn điện nhập khẩu than và LNG.

Bảng 9.2: Các nhà máy điện khí sử dụng khí trong nước dự kiến xây dựng mới giai đoạn đến 2030

TT	Tên nhà máy (mỏ khí)	Tỉnh	Công suất đặt (MW)	Tiến độ theo QHĐ VII ĐC	CĐT, Tình hình hiện tại	Tiến độ cập nhật
	Tổng		6490			

TT	Tên nhà máy (mỏ khí)	Tỉnh	Công suất đặt (MW)	Tiến độ theo QHĐ VII ĐC	CĐT, Tình hình hiện tại	Tiến độ cập nhật
1	TBKHH Dung Quất I (CVX)	Quảng Ngãi	750	2023	EVN, Lập FS	2026
2	TBKHH Dung Quất II (CVX)	Quảng Ngãi	750	2024	BOT, quy hoạch	2027
3	TBKHH Dung Quất III (CVX)	Quảng Ngãi	750	2026	EVN, Lập FS	2026
4	TBKHH miền Trung I (CVX)	Quảng Nam	750	2023	PVN, Lập FS	2026
5	TBKHH miền Trung II (CVX)	Quảng Nam	750	2024	PVN, Lập FS	2026
6	TBKHH Quảng Trị (Báo Vàng)	Quảng Trị	340	2024	Bổ sung QHĐ VII ĐC	2028
7	TBKHH Ô Môn III (Lô B)	Cần Thơ	1050	2020	EVN, Đàm phán vay vốn ODA	2025
8	TBKHH Ô Môn IV (Lô B)	Cần Thơ	1050	2021	EVN, Đang xây dựng	2025
9	TBKHH Ô Môn II (Lô B)	Cần Thơ	1050	2026	Marubeni, BOT, lập FS	2026

Nguồn: Tiến độ cập nhật theo báo cáo của Ban chỉ đạo QHD quốc gia – tháng 12/2020. Tiến độ các NMD theo tiến độ vào vận hành của mỏ khí

Tổng nguồn nhiệt điện khí trong nước dự kiến xây dựng mới (đã có trong QHĐ VII ĐC) trong giai đoạn đến 2030 là khoảng 6500MW. Để tạo thuận lợi cho các dự án sử dụng nguồn khí trong nước, các dự án nhiệt điện khí trong nước đều được đưa vào mô hình là các dự án chắc chắn xây dựng. Khối lượng nhiên liệu khí trong nước có thể cung cấp cho sản xuất điện sẽ được mô hình hóa để đảm bảo tiêu thụ hết khả năng cung cấp.

9.2.2. Khả năng xây dựng nguồn nhiệt điện sử dụng LNG

Theo nghiên cứu tại Chương 7, nước ta có khả năng nhập khẩu LNG cho sản xuất điện. Hiện nay có rất nhiều các dự án tiềm năng đăng ký xây dựng nguồn điện TBKHH sử dụng LNG trên cả nước. Khoảng 15GW nguồn TBKHH sử dụng LNG tại miền Nam đã có trong QHĐ VII ĐC và mới được bổ sung vào QHĐ VII ĐC. Danh mục cụ thể như sau:

Bảng 9.3: Các dự án TBKHH sử dụng LNG đã có và mới được bổ sung QHĐ VII ĐC

TT	Các vị trí dự án	Tổng công suất (MW)	Tiến độ theo QHĐ VII ĐC	Tình hình hiện tại	Đánh giá khả năng chắc chắn xây dựng
1	LNG Cà Ná I	1500	2025-2026	Đã được bổ sung vào QHĐ VII ĐC, đang lập PreFS	

TT	Các vị trí dự án	Tổng công suất (MW)	Tiến độ theo QHĐ VII ĐC	Tình hình hiện tại	Đánh giá khả năng chắc chắn xây dựng
2	Sơn Mỹ II CCGT	2250	2023-2024	Đã phê duyệt FS, chuyển chủ đầu tư từ PVN sang AES (BOT)	
3	Sơn Mỹ I CCGT	2250	2026-2028	Đang lập FS, chủ đầu tư EDF	
4	Nhơn Trạch 3&4	1500	2021-2022	Chủ đầu tư PV Power, đã ký hợp đồng mua bán điện	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào vận hành năm 2023-2024
5	TBKHH Bạc Liêu	3200	2025-2027	Đã được bổ sung vào QHĐ VII ĐC, đang lập FS	
6	LNG Hiệp Phước	1200 - 2700	2021-2022	Đã được TTCP đồng ý bổ sung QH thêm 1200MW (825+375) MW vận hành năm 2021-2022. Sau 2025 xem xét khả năng đưa vào giai đoạn II - 1500MW trong QHĐ VIII	Nguồn chắc chắn xây dựng 1200MW, dự kiến vào năm 2022
7	LNG Long An I và II	3000	Đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch: Long An I (1500MW) vào năm 2025-2026; Long An II (1500MW) vào trước 2035	Đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch: Long An I (1500MW) vào năm 2025-2026; Long An II (1500MW) vào trước 2035	
	Tổng	14900-16400			

Nguồn: Thông tin cập nhật từ Cục DL và NLTT và Ban chỉ đạo QHĐ quốc gia – tháng 12/2020

Hiện nay tổng công suất dự án nguồn điện TBKHH sử dụng LNG đã được đưa vào QHĐ VII ĐC trong giai đoạn đến năm 2030 là 16400MW, nằm tại khu vực Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Công suất nguồn LNG chắc chắn vào vận hành trong giai đoạn 2021- 2025 là 1500MW (dự án NĐ Nhơn Trạch 3&4), LNG Hiệp Phước 1200MW, các nhà máy này sẽ được đưa vào mô hình là các nhà máy chắc chắn xây dựng (nguồn tiềm định). Các dự án khác gồm những dự án mới được phê duyệt bổ sung quy hoạch, hoặc dự kiến vào vận hành sau năm 2025 sẽ do mô hình lựa chọn khả năng phát triển theo tiêu chí cực tiểu hóa chi phí hệ thống điện.

Tổng tiềm năng vị trí xây dựng nguồn điện TBKHH sử dụng LNG theo đánh giá sơ bộ của đề án là rất lớn, khoảng 143GW toàn quốc, trong đó rất nhiều các dự án đang đề xuất bổ sung quy hoạch (khoảng 93GW). Chi tiết trình bày trong phụ lục Chương 9 – PL9.1. Tổng hợp tiềm năng theo vùng như sau: Bắc Bộ khoảng 35GW, Bắc Trung Bộ khoảng 14GW, Trung Trung Bộ khoảng 20GW, Nam Trung Bộ khoảng 28GW, Nam Bộ khoảng 50GW. Quy mô tiềm năng theo các vùng sẽ được đưa vào mô hình Balmorel như là giới hạn trên để tính toán quy mô phát triển theo từng vùng trong mỗi giai đoạn.

Ngoài các trung tâm điện lực công nghệ TBKHH sử dụng LNG quy mô lớn, đề án cũng xem xét khả năng phát triển của các nhà máy điện linh hoạt sử dụng LNG như: tua bin khí chu trình đơn (SCTG), động cơ đốt trong (internal combustion engine – ICE). Đây là các công nghệ có các thông số huy động tổ máy rất linh hoạt, phù hợp với hệ thống điện tích hợp khối lượng lớn năng lượng tái tạo, có thể lắp đặt với quy mô nhỏ

từ 20MW, quy mô lớn đến 500MW, có thể đặt tại các trung tâm phụ tải để tham gia phủ định.

9.2.3. Khả năng cấp than nội cho sản xuất điện, dự kiến xây dựng các nhà máy sử dụng than nội trong giai đoạn quy hoạch

Theo đánh giá khả năng cấp than nội cho điện tại Chương 7, tổng sản lượng than nội có thể cấp cho điện dự báo cho các năm như sau: năm 2020 khoảng 35 triệu tấn, năm 2025: 36,3 triệu tấn, năm 2030: 39,8 triệu tấn và năm 2035: 39,5 triệu tấn. Sau năm 2035, hiện chưa có quy hoạch khai thác cho giai đoạn này nên đề án giả thiết quy mô cung cấp than trong nước cho điện vẫn được giữ ở mức 39,5 triệu tấn/năm cho giai đoạn 2035-2045.

Bảng 9.4: Danh mục các nhà máy điện sử dụng than nội hiện tại

TT	Tên NM	Công suất khả dụng (MW)	Vùng	Năm bắt đầu vào vận hành	Ghi chú
A	Nhiệt điện than nội	13682			
1	NĐ Phả Lại 1	4x110	Bắc Bộ	1986	XDM NĐ Phả Lại 3 - 660MW vào vận hành năm 2028 thay cho NĐ Phả Lại 1
2	NĐ Phả Lại 2	2x300	Bắc Bộ	2002	
3	NĐ Uông Bí MR	2x315	Bắc Bộ	2009	
4	NĐ Ninh Bình	100	Bắc Bộ	1976	
5	NĐ Hải Phòng 1&2	4x300	Bắc Bộ	2011-2014	
6	NĐ Quảng Ninh 1&2	4x300	Bắc Bộ	2010-2013	
7	NĐ Cao Ngạn	115	Bắc Bộ	2007	
8	NĐ An Khánh	120	Bắc Bộ	2014-2015	
9	NĐ Cẩm Phả 1&2	2x330	Bắc Bộ	2010	
10	NĐ Na Dương	110	Bắc Bộ	2005	
11	NĐ Sơn Động	2x110	Bắc Bộ	2010	
12	NĐ Mạo Khê	2x220	Bắc Bộ	2013	
13	NĐ Mông Dương 1	2x540	Bắc Bộ	2015	
14	NĐ Mông Dương 2	2x621	Bắc Bộ	2014	
15	NĐ Nghi Sơn 1	2x300	Bắc Trung Bộ	2014	
16	NĐ Vũng Áng 1	2x600	Bắc Trung Bộ	2014	
21	NĐ Thái Bình 1	2x300	Bắc Bộ	2018	
22	NĐ Thăng Long	2x310	Bắc Bộ	2018	
17	NĐ Nông Sơn	1x30	Trung Trung Bộ	2015	
18	Alumi Nhân Cơ	1x30	Tây Nguyên	2017	
19	NĐ Vĩnh Tân II	2x600	Nam Trung Bộ	2014	Cần xem xét sử dụng than trộn
20	NĐ Duyên Hải 1	2x622.5	Nam Bộ	2015	Cần xem xét sử dụng than trộn

Trong giai đoạn quy hoạch sẽ có khá nhiều các nhà máy hết đời sống dự án, cần phải thực hiện cải tạo và thay mới. Do việc giả thiết khả năng cung cấp than nội trong dài hạn vẫn được duy trì như năm 2035 nên các nhà máy than nội khi hết đời sống dự án phần lớn sẽ được thay thế mới tại vị trí cũ. Các tổ máy mới thay thế cần có công nghệ hiện đại, giảm phát thải, và có thông số huy động có độ linh hoạt cao phù hợp với hệ thống tích hợp cao năng lượng tái tạo. Một số nhà máy có quy mô công suất nhỏ, xây dựng lâu đời sẽ xem xét dừng vận hành theo lựa chọn từ mô hình.

Bảng 9.5: Danh mục các nhà máy điện than nội dự kiến đưa vào vận hành và tiềm năng được xem xét trong quy hoạch

Hạng mục	Tỉnh	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VII ĐC	Tình hình hiện tại	Đánh giá khả năng chắc chắn xây dựng
Tổng		6100				
NĐ Na Dương II	Lạng Sơn	110	TKV	2019	Đang xây dựng và thu xếp vốn	Nguồn chắc chắn xây dựng, dự kiến vào 2024
NĐ An Khánh – Bắc Giang	Bắc Giang	650	IPP	2022-2023	Đang xây dựng và thu xếp vốn	Nguồn chắc chắn xây dựng, dự kiến vào năm 2024
NĐ Thái Bình 2	Thái Bình	2x600	PVN	2017-2018	Đang xây dựng, dự kiến sử dụng than trộn, đạt 85% tiến độ tổng thể	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2022
NĐ Hải Dương	Hải Dương	2x600	BOT	2020-2021	Đang xây dựng, dự kiến sử dụng than trộn	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2020-2021
NĐ Nam Định I	Nam Định	2x600	BOT	2021-2022	Ký BOT và PPA, dự kiến sử dụng than trộn	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2026
NĐ Mạo Khê II	Quảng Ninh	600	TKV	Tiềm năng	TKV đang nghiên cứu	
NĐ Na Dương III	Lạng Sơn	100	TKV	Tiềm năng	TKV đang nghiên cứu xác định trữ lượng mỏ Na Dương, điều kiện làm mát hạn chế	
NĐ than Bảo Đài	Bắc Giang	600	TKV	Tiềm năng	TKV đang nghiên cứu. Điều kiện mặt bằng và nước làm mát hạn chế	

Nguồn: Thông tin tổng hợp từ Viện Năng lượng, Cục DL và NLTT, Ban chỉ đạo QHĐ – tháng 12/2020

Hiện nay than khai thác trong nước đã không đủ cấp cho các nhà máy sử dụng than nội hiện trạng, đã phải nhập khẩu than và trộn với than trong nước. Lượng than nội dự kiến khai thác trong giai đoạn đến 2030 tăng không lớn. Căn cứ theo đề án điều chỉnh cung cấp than cho các nhà máy nhiệt điện đến năm 2020, định hướng đến năm 2030, dự kiến các nhà máy nhiệt điện than khu vực miền Bắc chuẩn bị vào vận hành như Thái Bình 2, Hải Dương, Nam Định I đều phải sử dụng than trộn, than antraxit nhập khẩu. Do các nhà máy này đều đã được thiết kế sử dụng than nội (than antraxit) nhưng không đủ than nội cung cấp cho các nhà máy.

Tổng quy mô các nhà máy nhiệt điện sử dụng than trộn xây dựng mới đã có trong QHĐ VII ĐC dự kiến vào vận hành giai đoạn 2021-2025 khoảng 4300MW, tổng công

suất tiềm năng cải tạo và xây dựng mới có thể tăng thêm giai đoạn 2026-2030 là 900MW. Sau năm 2030, quy mô nhiệt điện than nội dự kiến sẽ không tăng thêm do quy mô khai thác hạn chế. Để tạo thuận lợi cho việc phát triển của ngành than trong nước, các nhà máy nhiệt điện sử dụng than nội sẽ vẫn được xem xét cải tạo và xây dựng mới trong giai đoạn quy hoạch phù hợp với khả năng cung cấp than dự kiến. Khối lượng nhiên liệu than trong nước có thể cung cấp cho sản xuất điện sẽ được mô hình hóa để đảm bảo tiêu thụ hết khả năng cung cấp.

9.2.4. Khả năng xây dựng nguồn nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu

Hiện tại hệ thống điện Việt Nam có khoảng 4800MW công suất các nhà máy nhiệt điện than nhập khẩu, than nhập khẩu hiện sử dụng là than bitum và á bitum có nhiệt trị rất thấp chỉ 4500kcal/kg, việc sử dụng than này gây ra ô nhiễm không khí và lượng tro xỉ lớn. Vì vậy trong giai đoạn tới, đề án đề xuất các nhà máy sử dụng than nhập phải sử dụng than có nhiệt trị cao, để giảm tác động đến môi trường.

Bảng 9.6: Tổng hợp các nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập đang vận hành

TT	Tên NM	Công suất lắp đặt (MW)	Vùng	Năm vào vận hành
B	Nhiệt điện than nhập	4846		
1	Formosa Hà Tĩnh	3x150+2x100	Bắc Trung Bộ	2015
2	NĐ FORMOSA	3x150	Nam Bộ	2004
3	NĐ Vĩnh Tân 4	2x617	Nam Trung Bộ	2018
4	NĐ Duyên Hải III	2x600	Nam Bộ	2017
5	Vinh Tân I	2x620	Nam Trung Bộ	2018
6	Vedan	72	Nam Bộ	2004

Tương tự như LNG, nước ta có vị trí địa lý thuận lợi để nhập khẩu than cho sản xuất điện. Bảng dưới đây cập nhật tình hình thực hiện của các dự án nhiệt điện than nhập đã được đưa vào QHD VII DC:

Bảng 9.7: Danh mục các dự án nhiệt điện than nhập khẩu đã có trong QHD VII DC

TT	Hạng mục	Tỉnh	Công suất (MW)	Tiến độ theo QHD VII DC	Tình hình hiện tại	Đánh giá khả năng chắc chắn xây dựng
I	Bắc Bộ		4500			
	NĐ Hải Phòng III#1,2	Hải Phòng	2x600	2025-2026	Phê duyệt QH địa điểm. Địa phương không đồng thuận sử dụng than	
	NĐ Quảng Ninh III#1,2	Quảng Ninh	2x600	2029-2030	Chưa có QH địa điểm	
	NĐ Hải Hà I – đồng phát	Quảng Ninh	300	2019	Phê duyệt QH địa điểm. Chưa xúc tiến các bước thực hiện	
	NĐ Hải Hà II – đồng phát	Quảng Ninh	600	2024	Phê duyệt QH địa điểm	
	NĐ Hải Hà III&IV – đồng phát	Quảng Ninh	2x600	2026-2028	Phê duyệt QH địa điểm	

TT	Hạng mục	Tỉnh	Công suất (MW)	Tiền độ theo QHĐ VII ĐC	Tình hình hiện tại	Đánh giá khả năng chắc chắn xây dựng
II	Bắc Trung Bộ		9650			
	NĐ Nghi Sơn II	Thanh Hóa	2x600	2021-2022	Đang xây dựng	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào 2022
	NĐ Vũng Áng II	Hà Tĩnh	2x600	2021-2022	Ký BOT	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2026
	NĐ Quảng Trạch I	Quảng Bình	2x600	2021-2022	Duyệt TKCS	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2024-2025
	NĐ Quảng Trạch II	Quảng Bình	2x600	2028+2029	Đang lập FS	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào 2026
	NĐ Công Thanh	Thanh Hóa	1x600	2019	Chưa xây dựng, khó khăn trong vay vốn, giải phóng mặt bằng	
	Formusa Hà Tĩnh II – đồng phát	Hà Tĩnh	650	2020	Phê duyệt QH địa điểm	
	NĐ Quỳnh Lập I	Thanh Hóa	2x600	2022-2023	Đang lập FS	
	NĐ Quỳnh Lập II	Thanh Hóa	2x600	2027-2028	Phê duyệt QH địa điểm, POSCO đang lập FS với công suất 2x660MW	
	Vũng Áng III#1,2	Hà Tĩnh	2x600	2024-2025	Phê duyệt QH địa điểm, Địa phương không đồng thuận sử dụng than	
III	Trung Trung Bộ		1200			
	NĐ Quảng Trị I	Quảng Trị	2x600	2023-2024	Đàm phán BOT	
IV	Nam Trung Bộ		3412			
	NĐ Vân Phong	Khánh Hòa	2x716	2022-2023	Ký PPA	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào 2023-2024
	NĐ Vĩnh Tân III	Bình Thuận	3x660	2022-2023	Đàm phán BOT	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2026-2027
V	Nam Bộ		1260			
	Duyên Hải II	Trà Vinh	2x600	2021	Đang xây dựng	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2021-2022
	Sông Hậu I	Hậu Giang	2x600	2019	Đang xây dựng	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2021-2022
	Long Phú I	Sóc Trăng	2x600	2019	Đang xây dựng, hoàn thành 78% tiến độ tổng thể	Không xác định tiến độ
	Sông Hậu II	Hậu Giang	2x1000	2021-2022	Hoàn thiện HĐ BOT	Nguồn chắc chắn xây dựng, vào năm 2027
	Long Phú II	Sóc Trăng	2x600	2021-2022	Chưa lập FS	
	Long Phú III	Sóc Trăng	3x600	2021-2022	Chuyển chủ đầu tư PVN sang công ty Banpu (Thái Lan)	
	Long An I	Long An	2x600	2024-2025	Thủ tướng đã đồng ý chủ trương chuyển dùng LNG nhập khẩu	
	Long An II	Long An	2x800	2027-2028	Thủ tướng đã đồng ý chủ trương chuyển dùng LNG nhập khẩu	

TT	Hạng mục	Tỉnh	Công suất (MW)	Tiến độ theo QHĐ VII ĐC	Tình hình hiện tại	Đánh giá khả năng chắc chắn xây dựng
	Tân Phước I	Tiền Giang	2x600	2029-2030	Chưa phê duyệt QH địa điểm	

Nguồn: Thông tin tổng hợp từ Viện Năng Lượng và Cục DL và NLTT, Ban chỉ đạo QHĐ – tháng 12/2020

Tổng quy mô dự án nhiệt điện than nhập khẩu đã được phê duyệt trong QHĐ VII ĐC là 31,4 GW. Các dự án nhiệt điện than nhập đã có trong QHĐ VII ĐC hoặc đang xây dựng, hoặc đã có các xúc tiến đầu tư xây dựng và không thể loại bỏ, sẽ được đưa vào mô hình là những dự án chắc chắn xây dựng. Tổng quy mô các dự án nhiệt điện than được cam kết chắc chắn xây dựng trong mô hình là 14590MW.

Đề án thực hiện đánh giá thêm các vị trí tiềm năng có thể xây dựng tại các miền. Kết quả đánh giá sơ bộ cho thấy tổng công suất nhiệt điện than nhập khẩu có thể xây dựng thêm trên toàn quốc là hơn 75GW (gồm cả các dự án đã có trong QHĐ VII ĐC), Nam Bộ vẫn là khu vực có tiềm năng xây dựng lớn nhất. Chi tiết xem trong phần phụ lục Chương 9 – PL9.2. Quy mô tiềm năng theo vùng như sau: Bắc Bộ khoảng 20GW, Bắc Trung Bộ khoảng 11GW, Trung Trung Bộ khoảng 9GW, Nam Trung Bộ khoảng 13GW, Nam Bộ khoảng 22GW. Quy mô tiềm năng này được đưa vào mô hình là giới hạn trên, để mô hình lựa chọn khả năng phát triển theo từng vùng và từng giai đoạn theo tiêu chí cực tiểu hóa chi phí.

9.2.5. Khả năng xây dựng nguồn điện năng lượng tái tạo

Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật nguồn điện năng lượng tái tạo từ Chương 8 như sau:

Bảng 9.8: Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật năng lượng tái tạo cho phát điện tại Việt Nam. Đơn vị: MW

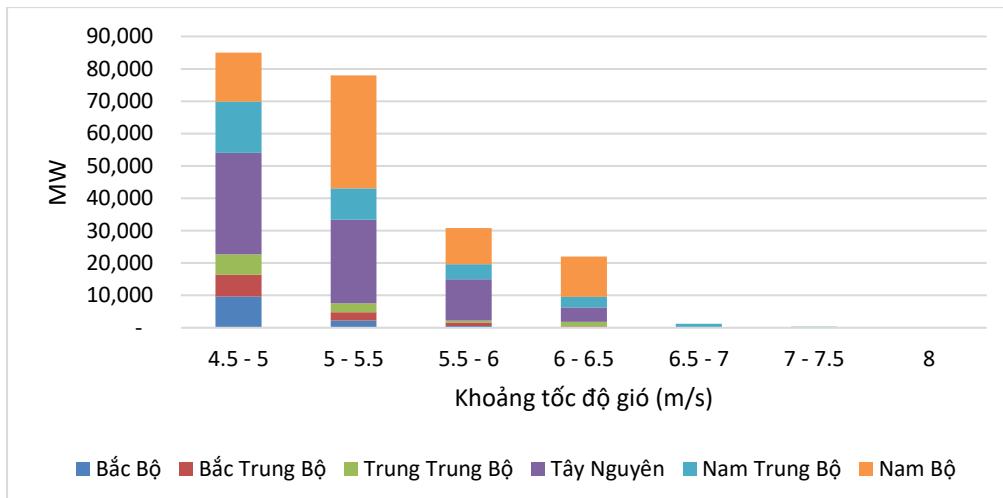
Vùng	Gió ngoài khơi	Gió trên bờ, gần bờ (trên 4,5m/s)	Mặt trời (quy mô lớn)	Mặt trời (áp mái)	Sinh khối	TĐ nhỏ (phản còn lại)	Rác thải	Khí sinh học	Địa nhiệt	Thủy triều
Bắc Bộ	13000	12565	843659	10724	1611	1474	359	5.37	255	530
Bắc Trung Bộ	5000	10717	112495	5542	548	242	65	1.5	51	
Trung Trung Bộ	0	11235	42782	3521	336	410	33	0.2	77	5
Tây Nguyên	0	74386	208618	2448	663	384	14	0.18	0	
Nam Trung Bộ	118000	34764	170191	4165	521	278	46	0.51	60	15
Nam Bộ	26200	73638	264121	22091	1638	70	999	2.3	18	
Tổng	162200	217305	1641866	48491	5316	2860	1517	10	461	550

Nguồn: Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật từ Chương 8

Quy mô tiềm năng kỹ thuật trên của các loại hình năng lượng tái tạo sẽ được đưa vào mô hình Balmorel để mô hình lựa chọn quy mô phát triển theo từng giai đoạn.

a) Điện gió

Về mặt tiềm năng, tổng quy mô tiềm năng điện gió trên bờ khá lớn, tuy nhiên chủ yếu là tiềm năng gió thấp (4,5-5,5m/s) và trung bình (5,5-6m/s), tiềm năng ở mức gió cao (trên 6 m/s) là hạn chế. Trên cơ sở tiềm năng theo tốc độ gió, đề án mô phỏng gió trên bờ theo 6 vùng, mỗi vùng có 3 loại tua bin gió theo mật độ công suất (specific power): cao, trung bình, thấp tương ứng với 3 khoảng tốc độ gió, để mô hình lựa chọn quy mô phát triển cho từng khu vực.

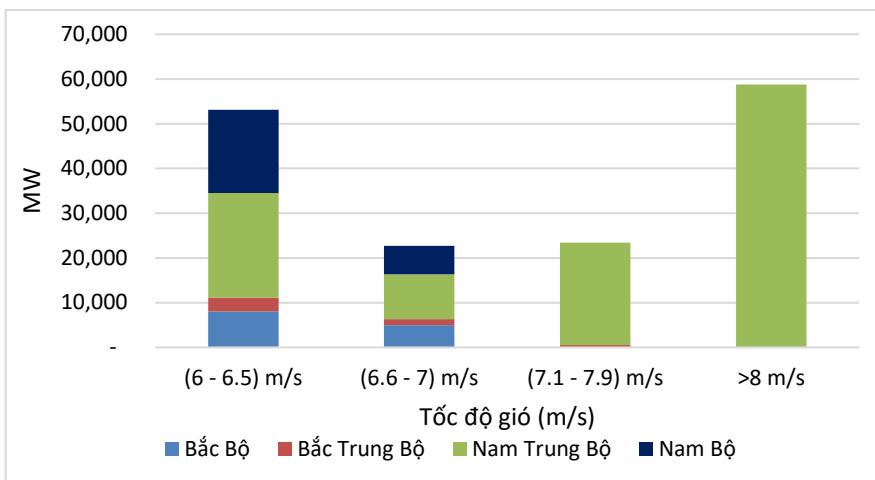


Hình 9.4: Tiềm năng kỹ thuật nguồn điện gió trên bờ toàn quốc

Nguồn: Quy hoạch phát triển NLTT Việt Nam đến năm 2035 (tháng 10/2018, Viện Năng Lượng).

Khu vực Tây Nam Bộ có khá nhiều các dự án ngoài khơi đang đăng ký xây dựng, các dự án này nằm ở khu vực có độ sâu đáy biển không lớn (nhỏ hơn 20m), có tốc độ gió khoảng 6,5m/s, chi phí đầu tư nằm giữa gió trên bờ và gió ngoài khơi. Với các dự án này đề án phân vào loại hình điện gió cao của khu vực Nam Bộ nhưng có chi phí đầu tư cao hơn (có thể coi là gió gần bờ). Tổng tiềm năng đăng ký xây dựng của các dự án gió ngoài khơi này tại khu vực Tây Nam Bộ hiện lên tới gần 20GW.

Trong các phần sau đây, nguồn điện gió offshore được nhắc đến trong đề án là nguồn điện gió ngoài khơi nằm ở khu vực có độ sâu đáy biển trên 20m. Nguồn điện gió offshore này hiện đã có khá nhiều nhà đầu tư đăng ký nghiên cứu đầu tư tại khu vực Nam Trung Bộ với tổng quy mô khoảng 35GW. Tổng quy mô tiềm năng kỹ thuật của điện gió offshore khoảng 160GW được phân theo vùng như sau:



Hình 9.5 Tiềm năng kỹ thuật gió offshore tại Việt Nam

Nguồn: Vietnam Offshore Wind Country Screening and Site Selection – C2Wind - Denmark - 2020

Tiềm năng điện gió offshore lớn nhất thuộc khu vực Nam Trung Bộ, phần lớn tiềm năng có thể xây dựng là móng cột định, chỉ có khoảng 57GW là tiềm năng móng nổi (Bắc Trung Bộ là 4GW và Nam Trung Bộ là 53 GW). Khu vực Tây Nam Bộ có tiềm năng gió offshore nhưng rất xa bờ (gần 100km). Toàn bộ tiềm năng kỹ thuật được đưa vào mô hình để lựa chọn khả năng phát triển, các số liệu được mô phỏng theo 26 vị trí tiềm năng kỹ thuật đã được khảo sát (mỗi vị trí có quy mô từ 1000-11000MW).

Các dự án điện gió ngoài khơi có độ sâu đáy biển nhỏ hơn 20m (khu vực Tây Nam Bộ) và dự án điện gió offshore có độ sâu đáy biển trên 20m (khu vực Nam Trung Bộ) hiện đang nghiên cứu đầu tư được trình bày trong *phụ lục Chương 9 – PL9.3*. Tổng hợp quy mô công suất nguồn điện gió đã được bổ sung quy hoạch và đăng ký đầu tư nhưng chưa bổ sung quy hoạch xem bảng sau:

Bảng 9.9: Quy mô công suất nguồn điện gió đã được bổ sung quy hoạch và đã đăng ký chưa được bổ sung QHD VII ĐC – Đơn vị: MW

Vùng	Đã bổ sung quy hoạch	Đề xuất BSQH tại văn bản 7201/BCT-ĐL ngày 25/9/2020	Đăng ký đầu tư nhưng chưa được bổ sung
Bắc Bộ			1171
Bắc Trung Bộ	372	453	3943
Trung Trung Bộ	1391		3703
Tây Nguyên	2561	3370	23173
Nam Trung Bộ	1679	469	7577
Nam Trung Bộ (gió offshore có độ sâu đáy biển trên 20m)			35462
Nam Bộ	5742	1073	17701
Nam Bộ (gió ngoài khơi có độ sâu đáy biển <20m)	0		19500
Toàn quốc	11745	5365	112229

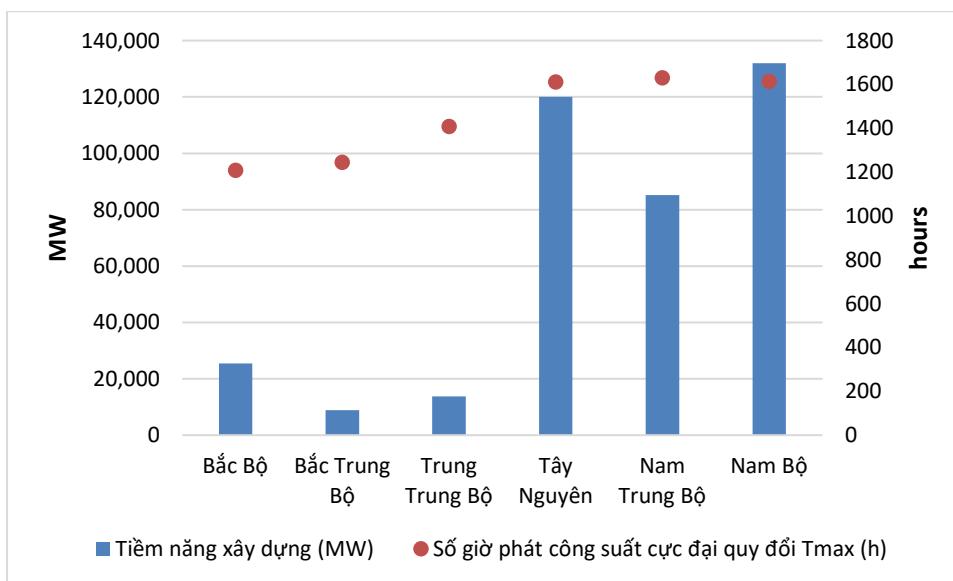
Nguồn: Thông tin tổng hợp từ Viện Năng Lượng và Cục DL và NLTT – tháng 11/2020. Các văn bản của các tỉnh trả lời công văn số 7421/BCT-ĐL ngày 05/10/2020 về tổng hợp các danh mục dự án điện gió.

Quy mô công suất đã được bổ sung quy hoạch có dự kiến tiến độ vào vận hành trong các năm 2021-2025.

b) Điện mặt trời

Về mặt tiềm năng, khu vực miền Nam có tiềm năng lớn về điện mặt trời với cường độ bức xạ trung bình từ 1705-1910 kWh/m²/năm, cao hơn hẳn khu vực miền Bắc (có cường độ bức xạ chỉ khoảng 1200 kWh/m²/năm). Tổng tiềm năng kỹ thuật rất lớn lên tới 1646GW (1569GW là tiềm năng mặt đất và 77GW là tiềm năng mặt nước), tuy nhiên con số tiềm năng này được tính toán trên cơ sở các tiêu chí giống nhau cho tất cả các tỉnh, chưa xét riêng cho một số tỉnh có điều kiện và khả năng xây dựng khó khăn (núi cao, xa đường giao thông), chưa trừ đi các diện tích nhỏ không đủ điều kiện để phát triển điện mặt trời quy mô lớn. Do đó đề án sử dụng quy mô tính toán tiềm năng kinh tế của từng tỉnh trong của đề án “Quy hoạch phát triển năng lượng tái tạo quốc gia giai đoạn đến 2035” do Viện Năng Lượng lập năm 2018, kết hợp với quy mô tiềm năng mặt nước theo từng tỉnh, đây là giới hạn có thể phát triển của điện mặt trời quy mô lớn trong mô hình. Theo đó, tổng quy mô tiềm năng có thể phát triển của điện mặt trời quy mô lớn toàn quốc khoảng 386GW, tập trung chủ yếu tại miền Nam, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên.

Điện mặt trời quy mô lớn được mô phỏng theo từng tỉnh thành (64 tỉnh thành), mỗi tỉnh gồm 2 loại: chi phí đất đai thấp và chi phí đất đai cao.



Hình 9.6: Dự kiến tiềm năng có thể phát triển của điện mặt trời quy mô lớn và số giờ phát công suất cực đại quy đổi

Về điện mặt trời áp mái, theo báo cáo của EVN, đến hết năm 2019 công suất lắp đặt ĐMT áp mái toàn quốc đạt 340MWp (272MW). Đến hết năm 2020 tổng công suất lắp đặt điện mặt trời áp mái đạt 7780MW, trong đó khu vực Bắc Bộ khoảng 256MW, Bắc Trung Bộ khoảng 272MW, Trung Trung Bộ khoảng 476MW, Tây Nguyên 1440MW, Nam Trung Bộ 1315MW và Nam Bộ khoảng 4020MW. Theo khảo sát, chi

phi đầu tư điện mặt trời áp mái thấp hơn điện mặt trời xây dựng trên mặt đất do không có chi phí sử dụng đất và chi phí lưới điện đấu nối. Suất vốn đầu tư điện mặt trời áp mái thấp hơn khoảng 12% so với điện mặt trời quy mô lớn. Tuy nhiên chi phí vận hành bảo dưỡng của điện mặt trời áp mái sẽ cao hơn nhiều so với điện mặt trời quy mô lớn (ước tính khoảng 1,6% vốn đầu tư). Ngoài ra, do khả năng bị đỗ bóng cao hơn và việc bảo dưỡng không được thường xuyên như nhà máy quy mô lớn, nên số giờ phát điện công suất cực đại quy đổi Tmax của điện mặt trời áp mái sẽ thấp hơn điện mặt trời quy mô lớn (dự kiến khoảng 10%).

Tổng tiềm năng điện mặt trời áp mái toàn quốc lên tới 48GW, trong đó chủ yếu nằm ở khu vực miền Nam 22GW. Quy mô tiềm năng này sẽ được đưa vào mô hình là giới hạn trên để mô hình lựa chọn khả năng phát triển theo từng giai đoạn

Tổng hợp quy mô công suất của các dự án điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch và đăng ký xây dựng nhưng chưa được bổ sung quy hoạch xem bảng sau:

Bảng 9.10: Quy mô công suất nguồn điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch và đã đăng ký chưa được bổ sung QHD VII ĐC

TT	Tên vùng	Đã được bổ sung quy hoạch (MW)	Đăng ký đầu tư nhưng chưa được bổ sung QH (MW)
1	Bắc Bộ	8	32
2	Bắc Trung Bộ	674	2467
3	Trung Trung Bộ	458	2456
4	Tây Nguyên	1497	18695
5	Nam Trung Bộ	5753	9278
6	Nam Bộ	4519	15404
	Tổng	12910	48331

Nguồn: Thông tin tổng hợp từ Viện Năng Lượng và Cục DL và NLTT – tháng 11/2020

Trong gần 13 GW nguồn điện mặt trời nối lưới đã được bổ sung quy hoạch giai đoạn đến 2025, đến hết năm 2020 có khoảng 9GW đã được đưa vào vận hành. Trong đó quy mô đã vào vận hành ở Bắc Trung Bộ là 188MW, Trung Trung Bộ là 264MW, Tây Nguyên là 1038MW, Nam Trung Bộ là 4820MW và Nam Bộ là 2235MW.

c) Nguồn thủy điện

Hiện tại toàn quốc có khoảng 17GW nguồn thủy điện lớn trên 30MW và 3,4GW nguồn thủy điện nhỏ. Phần lớn các nhà máy vào vận hành từ những năm 2000 đến nay, thủy điện có đời sống dự án khá dài (50 năm), do vậy các nhà máy này vẫn tiếp tục vận hành hết giai đoạn quy hoạch. Chỉ một số nhà máy vận hành lâu đời như: Thác Bà (1973), Hòa Bình (1994), Đa Nhim (1964), Trị An (1989), Thác Mơ (1995), sẽ cần xem xét cải tạo thay thế các máy phát đã vận hành lâu năm trong giai đoạn quy hoạch, các tổ máy sẽ được cải tạo dần và không ảnh hưởng lớn đến hoạt động của toàn nhà máy.

Theo QHĐ VII hiệu chỉnh, đề án cập nhật tiến độ các nguồn thủy điện trên 30MW dự kiến đưa vào vận hành trong giai đoạn đến 2025 như sau:

Bảng 9.11: Các nhà máy thủy điện dự kiến đưa vào vận hành giai đoạn 2021- 2025

TT	Tên dự án	Vùng	Công suất đặt (MW)	Tiến độ theo QHĐ VII ĐC
1	Hòa Bình MR	Bắc Bộ	480	2021
2	Yên Sơn	Bắc Bộ	70	2017
3	Lông Tạo	Bắc Bộ	44	2018
4	Sông Lô 6	Bắc Bộ	60	2018
5	Sông Miện 4	Bắc Bộ	38	2018
6	Pắc Ma	Bắc Bộ	140	2019
7	Nậm Na 1	Bắc Bộ	30	2020
8	Nậm Cùm 3	Bắc Bộ	35	2021
9	Nậm Cùm 4	Bắc Bộ	54	2020
10	Bảo Lâm 1	Bắc Bộ	30	2020
11	Bảo Lâm 2	Bắc Bộ	30	2021
12	Hồi Xuân	Bắc Trung Bộ	102	2018
13	Sông Hiếu (Bản Mòng)	Bắc Trung Bộ	60	2020
14	Nậm Mô 1	Bắc Trung Bộ	95	2020
15	Cảm Thủy 2	Bắc Trung Bộ	38	2022
16	Mỹ Lý	Bắc Trung Bộ	180	2021
17	Đăk Mi 2	Trung Trung Bộ	147	2019
18	Đăk Mi 1	Trung Trung Bộ	54	2018
19	Thượng Kon Tum	Trung Trung Bộ	220	2018
20	Trà Khúc 1	Trung Trung Bộ	36	2022
21	Dak Re	Trung Trung Bộ	60	2020
22	Trhy	Trung Trung Bộ	30	2020
23	Sơn Trà 1	Trung Trung Bộ	60	2020
24	Yaly MR	Tây Nguyên	360	2020
25	Krông Nô 2	Tây Nguyên	30	2020
25	Đa Nhim MR1	Nam Trung Bộ	80	2018
26	Đa Nhim MR2	Nam Trung Bộ	80	Tiềm năng
27	Trị An MR	Nam Bộ	200	2026
28	TĐ Thanh Sơn	Nam Bộ	54	Tiềm năng
	Tổng		2890	

Nguồn: Thông tin từ Cục Điện lực và NLTT – tháng 11/2020

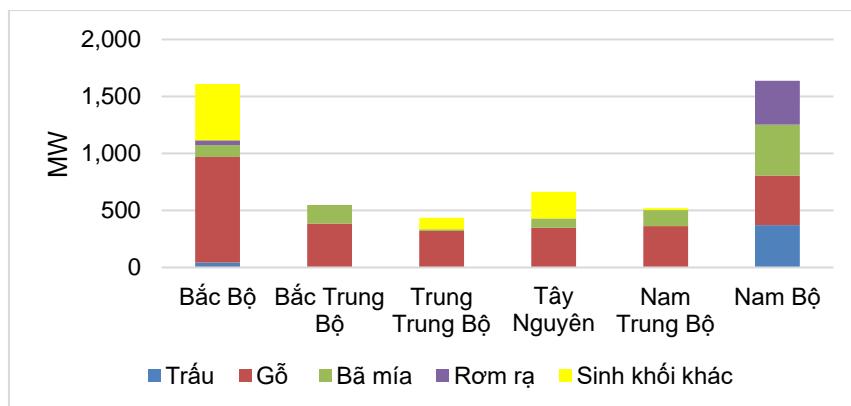
Như vậy, toàn hệ thống còn khoảng hơn 2700MW thủy điện lớn trên 30MW, dự kiến vào vận hành trong giai đoạn 2021-2026, quy mô này sẽ được đưa vào mô hình là những dự án chắc chắn xây dựng. Riêng đối với thủy điện cột nước thấp Phú Thọ (102MW) đã được đưa vào QHĐ7ĐC, nhưng do dự án có nhiều ý kiến trái chiều từ các chuyên gia và cán bộ quản lý nên QHĐ8 không đưa vào cân đối.

Các dự án thủy điện nhỏ hiện tại đã xây dựng khoảng 3,4GW. Hai dự án tiềm năng trong bảng trên và tiềm năng thủy điện nhỏ còn lại của toàn quốc khoảng 2,8GW sẽ do mô hình lựa chọn khả năng phát triển theo tiêu chí cực tiểu hóa chi phí. Dự án thủy điện tích năng Bắc Ái (1200MW) do EVN làm chủ đầu tư dự kiến vào vận hành

từ năm 2026, hiện đã bắt đầu công tác đầu tư xây dựng, do đó được coi là dự án chắc chắn xây dựng trong mô hình.

d) Điện sinh khối và các dạng NLTT khác

Hiện tại điện sinh khối có khoảng 500MW điện bã mía đang hoạt động đồng phát cho các nhà máy đường, khoảng 100MW điện trấu và khoảng 70MW điện gỗ đang ở giai đoạn chuẩn bị đầu tư.



Hình 9.7: Tiềm năng điện sinh khối theo các loại hình sinh khối và theo miền

Tổng khối lượng tiềm năng sinh khối toàn quốc khá lớn (tương đương 13,7GW quy đổi), trong đó khu vực Nam Bộ có tiềm năng lớn nhất. Mặc dù tiềm năng lớn nhưng khả năng thu gom sinh khối để phát triển các nhà máy điện sinh khối khá khó khăn, vì vậy theo đánh giá về khả năng phát triển nguồn điện sử dụng sinh khối tại Chương 8, quy mô tiềm năng phát triển của điện sinh khối chỉ khoảng 5 - 6GW. Quy mô tiềm năng này sẽ được đưa vào mô hình để lựa chọn khả năng phát triển theo từng giai đoạn.

Điện rác thải hiện có khoảng 10MW công suất các nhà máy đang vận hành, khoảng 450MW đang đầu tư và đăng ký đầu tư. Nguồn rác thải có tiềm năng kỹ thuật khoảng 1500MW, chủ yếu tập trung tại khu vực Nam Bộ (gần 1000MW). Các loại hình năng lượng tái tạo còn lại như địa nhiệt, khí sinh học, thủy triều hiện nay đều trong giai đoạn nghiên cứu.

9.2.6. Khả năng nhập khẩu điện

Căn cứ theo đánh giá về tiềm năng nhập khẩu điện tại Chương 7, nước ta có khả năng nhập khẩu điện từ Trung Quốc, Lào và Campuchia với tổng tiềm năng lên tới hơn 25GW. Tổng quy mô công suất nguồn điện tiềm năng có thể nhập khẩu từ Lào là 17GW gồm 7,4GW nguồn thủy điện, 4,9GW nguồn NĐ than, 5GW nguồn điện gió và mặt trời. Dự kiến đầu nối về Bắc Bộ là 2,8GW, Bắc Trung Bộ là 5,3GW, Trung Trung Bộ 7GW, Tây Nguyên 2GW. Hiện trạng phía Lào, nước ta đã nhập khẩu 572MW, đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận chủ trương nhập khẩu và thương án đấu nối là 1987MW, EVN đã báo cáo Bộ Công Thương tiềm năng có thể nhập khẩu thêm là 7,5GW, và khoảng 5GW công suất nguồn điện gió, mặt trời đang nghiên cứu nhập khẩu về Việt Nam. Tuy tiềm năng nhập khẩu khá lớn xong một số công trình thủy điện nằm trên dòng

chính sông Mê Kông như TĐ Luong Pra Bang (Lào), TĐ Stung Treng và TĐ Sambor (Campuchia) khó có khả năng thực hiện do ảnh hưởng lớn đến môi trường sinh thái vùng hạ du. Khả năng mua thêm 3000MW điện từ Trung Quốc và duy trì lâu dài trong giai đoạn quy hoạch sẽ phụ thuộc vào điều kiện thương thảo, đàm phán giữa 2 nước. Vì vậy với tình hình hiện tại, chưa thể thực hiện nghiên cứu nhập khẩu toàn bộ tiềm năng trên.

Nhập khẩu điện từ nước ngoài sẽ giúp giảm ảnh hưởng đến môi trường so với tự sản xuất trong nước, nên quan điểm của đề án là sẽ đưa vào hết khả năng nhập khẩu trong giai đoạn quy hoạch, tuy nhiên để nhập khẩu được còn phụ thuộc vào điều kiện chính trị và hợp tác giữa các nước. Do vậy, để tăng cường đảm bảo tính an ninh năng lượng trong nước, khi tính toán cơ cấu nguồn điện dự kiến phát triển trong tương lai, đề án chỉ đưa vào quy mô nhập khẩu điện từ Lào theo đúng quy mô đã được ký kết trong văn bản ghi nhớ ngày 16/9/2016 giữa Việt Nam và Lào, theo đó Việt Nam có thể nhập khẩu từ Lào khoảng 3000MW vào năm 2025 và khoảng 5000MW vào năm 2030. Đối với nhập khẩu Trung Quốc, trong mô hình Balmorel, đề án duy trì mua điện ở cấp 220kV như hiện tại với quy mô 700MW và 3,5 tỷ kWh/năm. Trường hợp có thể mua Trung Quốc thêm 1GW và 5,5 tỷ kWh/năm thì sẽ bù cho khoảng 1GW nhiệt điện LNG tại miền Bắc trong phần công suất dự phòng cho trường hợp phụ tải cao.

Bảng 9.12: Quy mô nhập khẩu điện dự kiến đưa vào mô hình tính toán quy hoạch nguồn Balmorel

TT	Miền	Hiện có (MW)	Công suất đến 2030 (MW)	Điện năng đến 2030 (GWh)
I	Bắc Bộ	700	1732	7175
	Mua điện Trung Quốc	700	700	3360
	Thủy điện Lào (Cụm Nậm Ou)		1032	3815
II	Bắc Trung Bộ	0	1178	4166
	Thủy điện Lào		1178	4166
III	Trung Trung Bộ	250	1769	5905
	Thủy điện Lào	250	1169	4125
	Điện gió Lào	0	600	1780
IV	Tây Nguyên	322	989	3764
	Thủy điện Lào	322	989	3764
V	Tổng	1272	5668	21010

Trong chương này, nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào sẽ được mô phỏng trong mô hình một cách cố định với tổng công suất khoảng 5,7GW và điện năng khoảng 21 tỷ kWh vào năm 2030. Giai đoạn 2031-2045, vẫn giữ quy mô nhập khẩu như năm 2030.

9.2.7. Khả năng phát triển điện Hạt nhân của Việt Nam

Theo nghị quyết số 31/2016/QH14 ngày 22/11/2016 của Quốc hội về việc dừng thực hiện chủ trương đầu tư dự án điện Hạt nhân Ninh Thuận, điện Hạt nhân sẽ không đưa vào đầu tư trong giai đoạn đến năm 2030. Giai đoạn sau năm 2030, các thông số kinh tế kỹ thuật của loại hình nguồn điện Hạt nhân sẽ được đưa vào mô hình tính toán quy hoạch nguồn điện theo tiêu chí tối thiểu chi phí (bao gồm cả chi phí ngoại sinh của

các loại hình phát thải) và các ràng buộc khác, để mô hình lựa chọn quy mô phát triển trong tương lai.

Vị trí tiềm năng để xây dựng các nhà máy điện Hạt nhân gồm 8 vị trí trong Quyết định số 906/QĐ-TTg ngày 17/6/2010 của Thủ tướng Chính phủ về quy hoạch định hướng phát triển điện Hạt nhân, cụ thể:

- 1/ Thôn Vĩnh Trường, xã Phước Dinh, huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận.
- 2/ Thôn Thái An, xã Vĩnh Hải, huyện Ninh Hải, tỉnh Ninh Thuận.
- 3/ Thôn Lộ Liêu, xã Hoài Mỹ, huyện Hoài Nhơn, tỉnh Bình Định.
- 4/ Vũng La, thôn Phú Hải, xã Xuân Phương, huyện Sông Cầu, tỉnh Phú Yên.
- 5/ Thôn Sơn Tịnh, xã Kỳ Xuân, huyện Kỳ Anh, tỉnh Hà Tĩnh.
- 6/ Bãi Chà Là, thôn Bình Tiên, xã Công Hải, huyện Thuận Bắc, Ninh Thuận.
- 7/ Thôn Gia Hòa, xã Đức Thắng, huyện Mộ Đức, tỉnh Quảng Ngãi.
- 8/ Thôn Văn Bân, xã Đức Chánh, huyện Mộ Đức, tỉnh Quảng Ngãi.

Như vậy điện Hạt nhân có thể xem xét xây dựng tại 3 vùng: Nam Trung Bộ, Trung Trung Bộ và Bắc Trung Bộ.

Mặc dù có tiềm năng xây dựng về mặt vị trí, tuy nhiên việc phát triển điện Hạt nhân tại Việt Nam sẽ có chi phí đầu tư cao (khoảng trên 6000USD/kW). Gần đây, nhu cầu bổ sung cho các biện pháp an toàn khác nhau như các biện pháp đối phó với sóng thần, các biện pháp đối phó với động đất và các biện pháp đối phó khủng bố đã được yêu cầu, do đó, vốn đầu tư của điện Hạt nhân đã trở nên khá cao. Không giống như các loại hình công nghệ mới, chi phí đầu tư xây dựng điện Hạt nhân sẽ rất khó giảm trong tương lai do yêu cầu an toàn cao và tỷ lệ nội địa hóa của Việt Nam thấp.

Thêm vào đó, trong thời gian tới, Việt Nam sẽ phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo theo định hướng của nghị quyết số 55/NQ-TW và chiến lược phát triển năng lượng tái tạo đến 2050. Để tích hợp nguồn năng lượng tái tạo, các nguồn điện có khả năng vận hành linh hoạt sẽ được ưu tiên lựa chọn phát triển. Nguồn điện Hạt nhân là loại nguồn có khả năng linh hoạt kém, công suất đầu ra thay đổi rất chậm, luôn phải chạy đáy biểu đồ phụ tải. Do vậy, chỉ trong trường hợp tính toán kịch bản cực đoan như chi phí phát thải rất cao (giá CO₂ lên đến 15USD/tấn), thì mới xuất hiện nguồn điện Hạt nhân trong kết quả của mô hình tính toán quy hoạch. Với các mức giá CO₂ thấp hơn, mô hình sẽ tăng cường phát triển năng lượng tái tạo kết hợp với nguồn điện linh hoạt.

Bảng 9.13: Kết quả tính toán khả năng xuất hiện nguồn điện Hạt nhân theo các mức giá CO₂

TT	Kịch bản giá CO ₂	Khả năng xuất hiện nguồn điện Hạt nhân
1	Giá CO ₂ bằng giá thị trường CO ₂ hiện tại (0,4USD/tấn)	Không xuất hiện trong giai đoạn quy hoạch
2	Giá CO ₂ = 12 USD/tấn	Không xuất hiện trong giai đoạn quy hoạch

3	Giá CO2 = 15 USD/tấn	Xuất hiện vào năm 2045 với quy mô 3500MW
4	Giá CO2 = 20 USD/tấn	Xuất hiện vào năm 2045 với quy mô 4500MW
5	Giá CO2 = 40 USD/tấn	Xuất hiện với quy mô 10000MW năm 2035, 12000MW năm 2040, và 15000MW năm 2045

Nguồn: Kết quả tính toán từ mô hình Balmorel

Tuy nhiên, điện Hạt nhân cũng có một số ưu điểm:

- Ưu thế về an ninh năng lượng: Hầu như không có ngừng phát do sự cố, giá điện rất ổn định (80% - 90% chi phí là chi phí cố định.) Ngoài ra, điện Hạt nhân sẽ là năng lượng bán nội địa, không bị ảnh hưởng bởi tình hình ở các quốc gia khác. (Ngay cả khi uranium phải nhập khẩu, một khi nhiên liệu được đưa vào lò phản ứng, nó sẽ tiếp tục cháy trong khoảng 3 đến 4 năm, do đó điện Hạt nhân không bị ảnh hưởng bởi sự gián đoạn nhiên liệu tạm thời hoặc biến động giá cả). Nguồn điện Hạt nhân có đời sống dự án dài (50 năm), cao hơn nhiều các loại hình nhiệt điện khác (NĐ than: 30 năm, CCGT: 25 năm).
- Ưu thế về môi trường: Điện Hạt nhân không phát thải khí nhà kính, bụi và các khí thải độc hại khác. Nếu thuế CO2 được áp dụng trong tương lai sẽ tăng khả năng cạnh tranh của điện Hạt nhân so với các loại hình công nghệ sử dụng năng lượng hóa thạch.
- Góp phần đa dạng hóa các nguồn năng lượng: Nếu cơ cấu nguồn điện phụ thuộc quá mức vào một loại hình nhiên liệu, sẽ có lo ngại nếu xảy ra sự cố với loại nguồn điện đó (như thiếu nhiên liệu, giá cả thị trường cao), chi phí cung cấp sẽ tăng lên và vấn đề thiếu điện sẽ xảy ra. Việc nhập khẩu than và LNG với quy mô lớn cũng sẽ khá khó khăn, nếu điện Hạt nhân được đưa vào phát triển sẽ có tác dụng tránh sự phụ thuộc quá mức vào than và khí nhập khẩu.

Như vậy, do chi phí xây dựng khá cao nên để có thể phát triển nguồn điện Hạt nhân cần phải có chính sách của nhà nước, việc đưa vào phát triển nguồn điện Hạt nhân sẽ làm tăng chi phí hệ thống điện, nhưng sẽ tăng cường an ninh năng lượng trong nước hơn so với kịch bản không phát triển nguồn điện Hạt nhân.

9.3. PHƯƠNG ÁN PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

9.3.1. Xây dựng các kịch bản phát triển nguồn điện

Để lựa chọn phương án phát triển nguồn điện cần phải xây dựng các kịch bản khác nhau để có thể đánh giá hết các tác động của các yếu tố đầu vào ảnh hưởng đến chương trình phát triển nguồn điện. Dựa vào các điều kiện tính toán, đề án đề xuất 2 nhóm kịch bản sẽ được phân tích như sau:

1. Nhóm kịch bản chính:

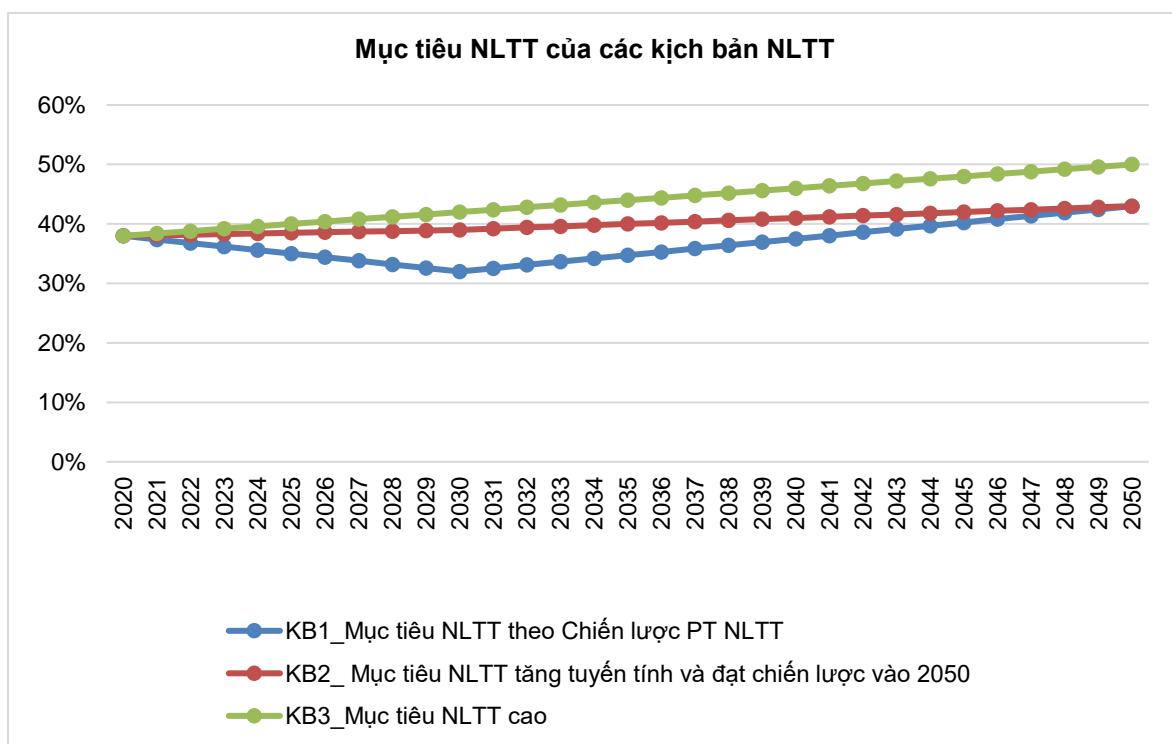
Đây là nhóm các kịch bản chính sách, bao gồm các mục tiêu chính sách đã được ban hành và một số chính sách giả định để xem xét hết khả năng phát triển của các loại hình nguồn điện trong tương lai.

+ **Kịch bản 0 - Kịch bản phát triển thông thường (KB0A_QHĐ VII ĐC):** Đây là kịch bản tính toán quy hoạch theo định hướng phát triển đã được sử dụng cho Quy hoạch Điện VII và QHĐ VII điều chỉnh: các loại hình nguồn điện được lựa chọn phát triển hoàn toàn dựa trên cạnh tranh về chi phí sản xuất điện đơn thuần, không tính đến chi phí ngoại sinh (là các chi phí xã hội phải chịu) trong bài toán tối ưu hóa chi phí tối thiểu). Kịch bản này được đưa ra là kịch bản nền để đánh giá hiệu quả của các chính sách đề xuất trong các kịch bản sau.

+ **Kịch bản 1 - Kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược phát triển NLTT và nghị quyết số 55-NQ/TW (KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT):** Kịch bản này được đưa thêm ràng buộc về mục tiêu năng lượng tái tạo theo Chiến lược phát triển nguồn năng lượng tái tạo của Việt Nam giai đoạn đến 2030 định hướng đến 2050 (Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015). Theo đó tỷ lệ điện năng sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo (bao gồm cả thủy điện lớn) trong tổng điện năng sản xuất điện toàn quốc sẽ đạt 38% năm 2020, đạt 32% năm 2030 và 43% năm 2050. Như vậy tỷ lệ điện năng từ năng lượng tái tạo sẽ giảm dần trong giai đoạn 2020-2030 và tăng dần trong giai đoạn 2031-2050. Tỷ lệ điện năng năng lượng tái tạo các năm ở giữa chu kỳ quy hoạch sẽ được tăng tuyến tính giữa năm đầu và năm cuối, dự kiến đạt 34,8% năm 2035, 37,5% năm 2040 và 40,3% năm 2045. Tỷ lệ NLTT theo chiến lược này cũng phù hợp với nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị, trong đó quy định tỷ lệ nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045, tương ứng tỷ lệ điện năng của năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc là khoảng 30% năm 2030 và 40% năm 2045.

+ **Kịch bản 2 – Mục tiêu NLTT tăng tuyến tính và đạt mục tiêu chiến lược vào 2050 (KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT) :** Theo chiến lược phát triển năng lượng tái tạo, mục tiêu năng lượng tái tạo sẽ giảm dần từ 38% năm 2020 xuống 32% năm 2030, sau đó tăng dần lên 43% năm 2050. Kịch bản này xem xét mục tiêu NLTT sẽ tăng tuyến tính hàng năm từ 38% năm 2020 lên 43% năm 2050. Mục tiêu năng lượng tái tạo theo các năm như sau: 38% năm 2020, 38,5% năm 2025, 39% năm 2030, 40% năm 2035, 41% năm 2040, 42% năm 2045 và 43% năm 2050.

+ **Kịch bản 3 – Mục tiêu tăng lượng tái tạo cao (KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC):** đây là kịch bản giả thiết có chính sách xem xét một mục tiêu tham vọng hơn so với Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo đã phê duyệt. Dự kiến tỷ lệ điện năng sản xuất từ năng lượng tái tạo so với tổng điện năng sản xuất toàn quốc sẽ tăng dần từ 38% năm 2020 lên 50% năm 2050 theo tỷ lệ tăng tuyến tính, cụ thể: đạt 40% năm 2025, 42% năm 2030, 44% năm 2035, 46% năm 2040, 48% năm 2045 và 50% năm 2050.



Hình 9.8: Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất trong nước theo các kịch bản về mục tiêu năng lượng tái tạo (Kịch bản 1, 2, 3)

+ **Kịch bản 4 - Mục tiêu cắt giảm khí nhà kính (KB4A_CO2, KB4B_CO2):** Tại Báo cáo Cam kết Quốc gia tự quyết định (NDC2019), Việt Nam đã cam kết thực hiện giảm phát thải KNK từ mức 9% đến 27% so với kịch bản phát triển thông thường. Mặc dù tổng phát thải của toàn quốc không chỉ do ngành điện mà còn từ các ngành công nghiệp khác. Tuy vậy ngành điện luôn chiếm tỷ lệ lớn trong phát thải ngành công nghiệp. Do vậy, kịch bản này sẽ xem xét sự thay đổi về cơ cấu nguồn điện khi cắt giảm 25% mức phát thải khí nhà kính so với kịch bản phát triển thông thường.

Các kịch bản 1, kịch bản 2, kịch bản 3 và kịch bản 4 đều được tính toán theo 2 trường hợp sau:

- *Trường hợp A:* Không tính chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm tối ưu chi phí tối thiểu của mô hình
- *Trường hợp B:* Có tính chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm tối ưu chi phí tối thiểu của mô hình.

+ **Kịch bản 5 - Không xây dựng thêm nhiệt điện than mới sau năm 2030 (KB5B_Nonewcoal):** Đây là kịch bản kết hợp chính sách mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo theo kịch bản 1 và chính sách giả định không phát triển thêm nhiệt điện than mới sau năm 2030. Kịch bản này được tính toán với trường hợp có tính đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm mục tiêu của mô hình.

+ **Kịch bản 6 – Phát triển nguồn điện Hạt nhân giai đoạn sau 2035 (KB6B_Nuclear):** Đây là kịch bản kết hợp chính sách mục tiêu phát triển năng lượng

tái tạo theo kịch bản 1 và chính sách giả định phát triển nguồn điện Hạt nhân sau năm 2035. Căn cứ theo đánh giá khả năng phát triển của điện Hạt nhân (trình bày tại mục 9.2.7), trong trường hợp chính phủ đánh thuế CO2 để điều khiển thị trường năng lượng, với mức thuế CO2 khoảng 15USD/tấn - 20USD/tấn tương tự như Nhật Bản và Hàn Quốc, quy mô điện Hạt nhân được lựa chọn phát triển là khoảng 3000-5000MW vào năm 2045. Do đó kịch bản 6 sẽ đưa vào chính sách xây dựng nhà máy điện Hạt nhân quy mô 1000MW vào năm 2040 và 5000MW vào năm 2045. Kịch bản này được tính toán với trường hợp có tính đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm mục tiêu của mô hình.

Các kịch bản chính được tính toán trong điều kiện các yếu tố đầu vào đều là trung bình nhiều năm, cụ thể:

- Thông số thủy văn của các nhà máy thủy điện là thông số trung bình nhiều năm (Nguồn: Thống kê vận hành hàng năm của Điều Độ Quốc gia, nghiên cứu về số liệu thủy văn của các dự án thủy điện tại Việt Nam do JICA tài trợ năm 2004).
- Tốc độ gió và bức xạ mặt trời được lấy theo số liệu trung bình nhiều năm thống kê trong các tài liệu sau: Số liệu đo gió onshore của Việt Nam tại 10 điểm/độ cao 80m trong “Dự án Năng lượng Gió GIZ/MoIT”, số liệu tốc độ gió trung bình trong Hệ thống thông tin địa lý GIS. Các nghiên cứu hỗ trợ QHĐ VIII của Cục Năng lượng Đan Mạch về gió offshore, sử dụng số liệu tốc độ gió trung bình theo GIS. Số liệu bức xạ mặt trời sử dụng số trung bình nhiều năm do Ngân hàng thế giới kết hợp với Bộ Công Thương và phía Tây Ban Nha tính toán năm 2014, theo số liệu thu thập từ Trung tâm dịch vụ khí tượng thủy văn quốc gia Việt Nam.
- Phụ tải dự báo theo kịch bản cơ sở.
- Giá nhiên liệu dự báo theo phương án cơ sở (trình bày tại Chương 4).
- Các loại chi phí (trình bày tại chương 4) đã được dự báo và đánh giá có khả năng xảy ra cao trong tương lai sẽ được sử dụng trong các kịch bản chính.

Có 11 kịch bản chính được tính toán (KB0A_QHĐ VII ĐC, KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT, KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT, KB3A_NLTT, KB3B_NLTT, KB4A_CO2, KB4B_CO4, KB5B_Nonewcoal, KB6B_Nuclear). Trong đó mục tiêu tỷ lệ phát triển năng lượng tái tạo hoặc tỷ lệ giảm phát thải khí nhà kính tại các kịch bản là mức thấp nhất đưa vào mô hình, mô hình quy hoạch theo chi phí tối thiểu có thể lựa chọn phát triển với tỷ lệ cao hơn. Đề án thực hiện tính toán cơ cấu nguồn điện của 11 kịch bản trên bằng mô hình chi phí tối thiểu, tính toán chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống, mức phát thải, khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải và thực hiện so sánh đánh giá theo các tiêu chí đã đề ra để lựa chọn kịch bản phát triển nguồn điện toàn quốc.

2. Nhóm kịch bản phân tích độ nhạy

Sau khi đã lựa chọn được kịch bản từ các kịch bản chính, đề án thực hiện tính toán phân tích độ nhạy đối với kịch bản đã lựa chọn. Dự kiến các kịch bản phân tích độ nhạy như sau:

- *Phân tích độ nhạy về phụ tải:* Đánh giá sự thay đổi của cơ cấu và tổng công suất nguồn điện khi phụ tải phát triển theo kịch bản phụ tải cao và kịch bản phụ tải thấp. Kịch bản phụ tải thấp là kịch bản đã xem xét đến hiệu quả của tiết kiệm năng lượng.
- *Phân tích độ nhạy về khí hậu:* Kịch bản năm nước khô hạn. Do việc khô hạn không xảy ra cùng tần suất nước 90% trên tất cả các dòng sông, ngoài ra những năm khô hạn điện mặt trời lại có thể phát tốt, vì vậy đề án lựa chọn tính toán năm khô hạn ứng với tần suất nước 75% của tất cả các nhà máy điện trên toàn quốc, giảm 20% điện năng phát từ thủy điện so với năm nước trung bình.
- *Phân tích độ nhạy về giá nhiên liệu sơ cấp:* Đánh giá khả năng thay đổi cơ cấu nguồn điện khi giá nhiên liệu sơ cấp theo các kịch bản giá nhiên liệu dự báo giá cao và kịch bản dự báo giá thấp.
- *Phân tích độ nhạy về chi phí đầu tư nguồn điện:* Hầu hết các loại hình công nghệ đã được nghiên cứu kỹ về khả năng giảm chi phí đầu tư trong tương lai trong phần lựa chọn số liệu đầu vào cho QHĐ VIII (tại Chương 4). Chỉ riêng công nghệ gió offshore hiện tại là công nghệ mới được phát triển, có tiềm năng giảm chi phí đầu tư trong tương lai. Kịch bản này sẽ xét trường hợp vốn đầu tư của gió offshore sẽ giảm thấp hơn số liệu tại Chương 4.
- *Phân tích độ nhạy về giá CO₂:* Trong các tính toán cơ sở giá CO₂ được lấy theo giá thị trường giao ngay hiện hành, nên giá được tính toán ở mức khá thấp. Kịch bản này giả thiết chính phủ thực hiện chính sách thuế CO₂ để điều khiển thị trường năng lượng. Mức thuế CO₂ được giả thiết áp dụng là 5 USD/tấn giai đoạn 2021-2025, tăng lên 8 USD/tấn giai đoạn 2026-2030, 10 USD/tấn giai đoạn 2031-2045.

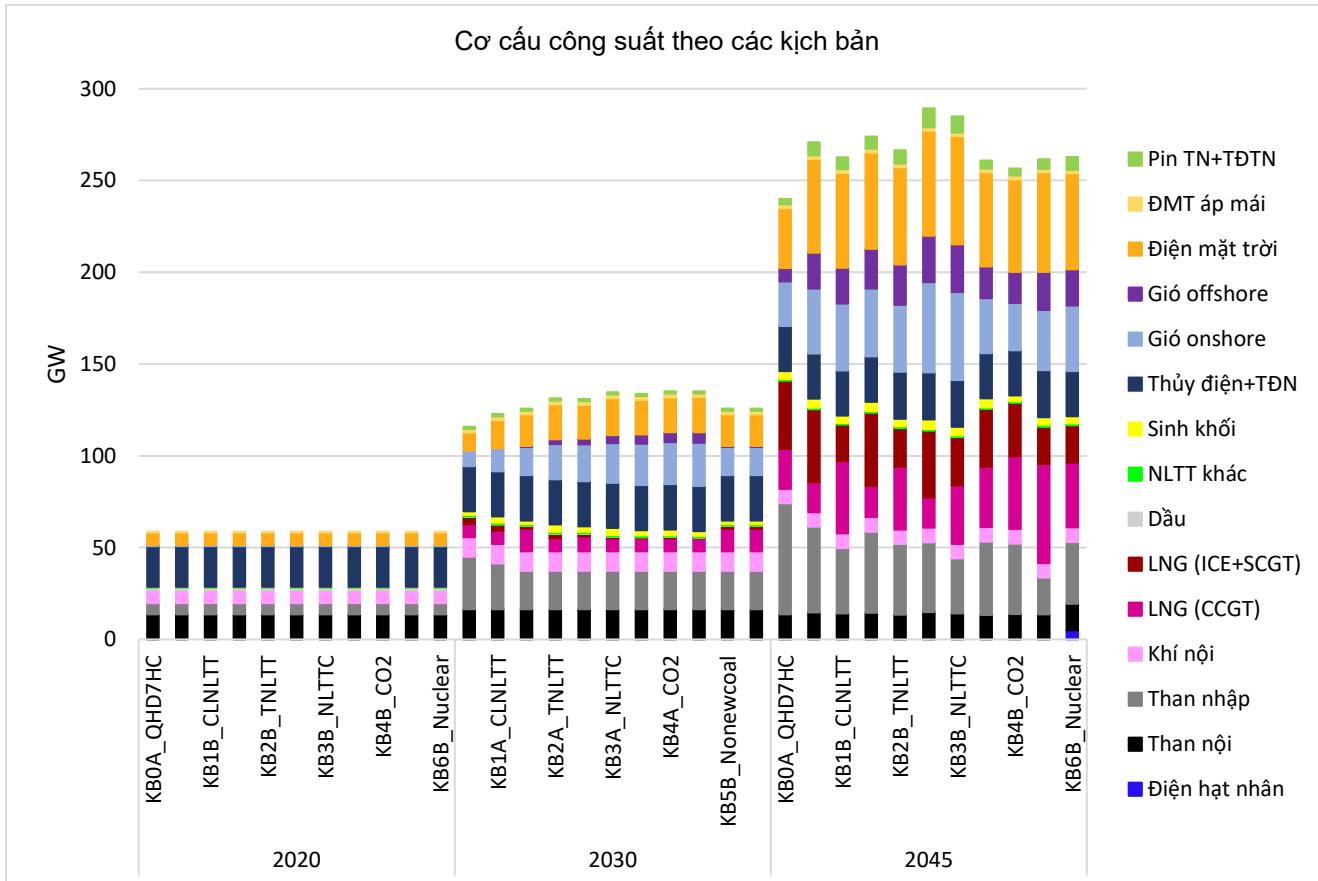
Các phân tích độ nhạy trên được tính toán trên kịch bản đã được lựa chọn trong các kịch bản chính. Cơ cấu nguồn điện trong các kịch bản về độ nhạy sẽ được phân tích và bổ sung thêm vào danh mục nguồn điện sẽ phát triển để đảm bảo dự phòng cho chương trình phát triển nguồn điện khi có các sự cố ngoài ý muốn như: phụ tải tăng trưởng cao trong ngắn và trung hạn, xảy ra biến đổi khí hậu, năm nước khô hạn.

9.3.2. Tính toán, phân tích, đánh giá kết quả tính toán về kinh tế - kỹ thuật của các kịch bản trong nhóm kịch bản chính, lựa chọn kịch bản chính sách về phát triển nguồn điện

Kết quả tính toán quy mô công suất mở rộng từ mô hình Balmorel theo các năm như sau:

a) Cơ cấu công suất nguồn điện

Cơ cấu công suất nguồn của các kịch bản trình bày trong hình vẽ sau:



Hình 9.9: Cơ cấu công suất nguồn điện theo các kịch bản (chưa bao gồm công suất điện nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào)

Kết quả cho thấy, năng lượng tái tạo sẽ được lựa chọn phát triển với quy mô lớn trong tương lai, đặc biệt là nguồn điện gió và mặt trời. Than và khí là nguồn nhiên liệu hóa thạch tiếp tục được sử dụng trong tất cả các kịch bản, nhiên liệu dầu sẽ không sử dụng để phủ định từ sau 2025. Điện Hạt nhân không được lựa chọn phát triển trong kịch bản thông thường, các kịch bản sử dụng chính sách về năng lượng tái tạo và mục tiêu giảm phát thải CO₂.

Với kịch bản phát triển thông thường (**KB0A_QHĐ VII ĐC**), nhiệt điện than sẽ vẫn được tiếp tục phát triển với quy mô khá lớn từ 19,8GW năm 2020 lên 45GW năm 2030 và 74 GW năm 2045, chiếm tỷ trọng trong cơ cấu công suất nguồn điện là 33% năm 2020 lên 39% năm 2030 và 31% năm 2045. Nhiệt điện khí LNG cũng có quy mô công suất tăng cao vào năm 2045 do hạn chế về vị trí tiềm năng xây dựng của nguồn nhiệt điện than tại các vùng phụ tải lớn (Bắc, Nam) và yêu cầu chỉ xây dựng công nghệ trên siêu tốc cài tiến cho nhiệt điện than sau năm 2035. Tuy nhiên phần lớn công suất nguồn điện khí sử dụng LNG là nguồn linh hoạt (động cơ ICE và tua bin khí chu trình đơn SCGT) để phủ định và đảm bảo dự phòng hệ thống, nên điện năng sản xuất từ LNG sẽ không cao. Nguồn NLTT, đặc biệt là gió và mặt trời vẫn được lựa chọn phát

triển với quy mô khá lớn (gió 31GW, mặt trời 35GW vào năm 2045). Về cơ cấu công suất, NLTT (gồm cả thủy điện lớn) sẽ đạt 41% vào năm 2030 và 40% vào năm 2045.

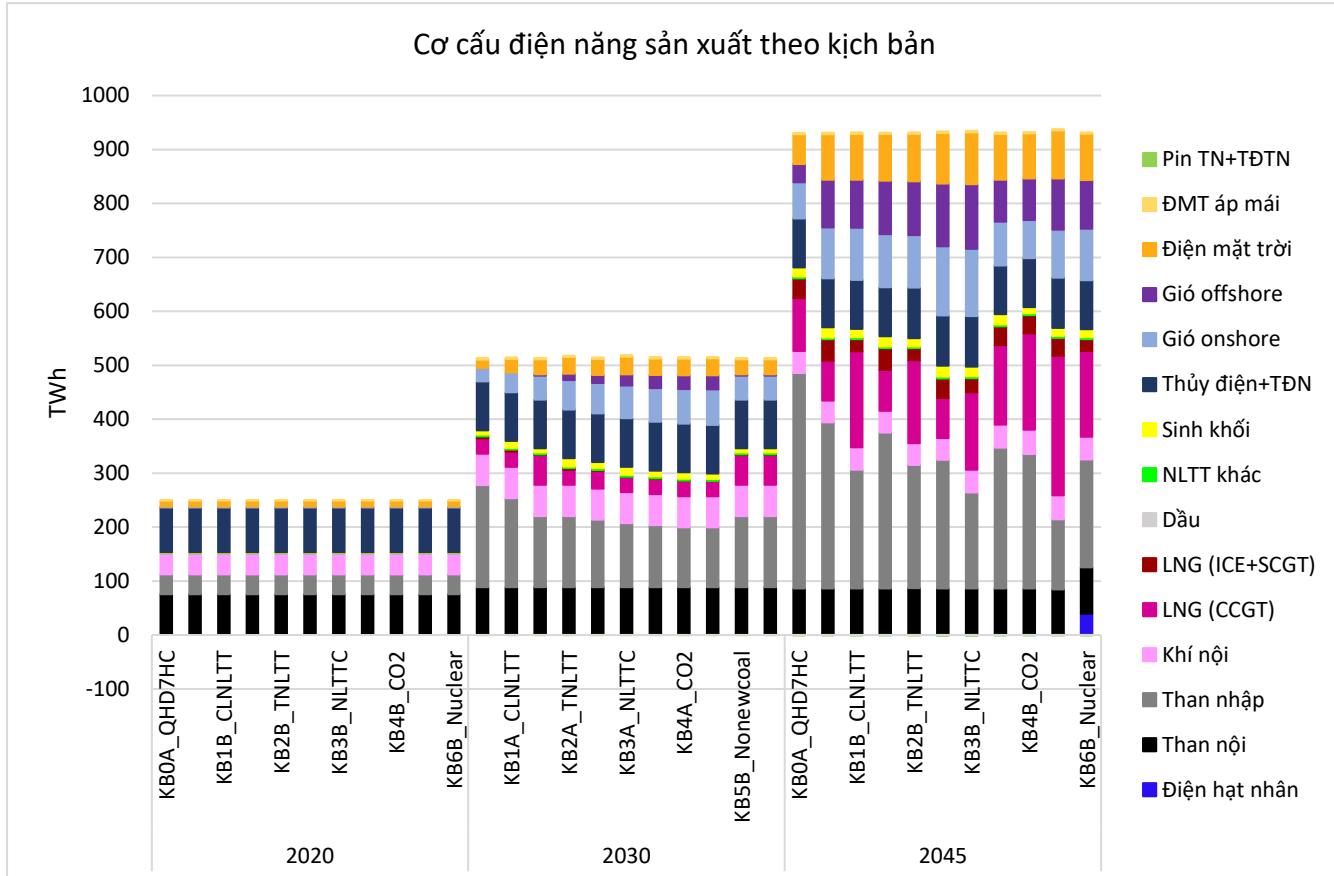
Trong các kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo, nguồn năng lượng tái tạo được đưa vào phát triển đảm bảo mục tiêu đã đề ra, công suất nguồn năng lượng tái tạo tùy theo kịch bản sẽ cao hơn từ 1,3 - 1,7 lần so với kịch bản phát triển thông thường. Công suất của nhiệt điện than sẽ thấp hơn và nhiệt điện khí sẽ cao hơn khi tính đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải. Trong các kịch bản không xét chi phí ngoại sinh, nhiệt điện khí được lựa chọn phát triển chủ yếu là các loại hình nguồn linh hoạt ICE và SCGT với quy mô khá lớn để phủ định và đảm bảo dự phòng hệ thống. Ở các kịch bản có tính đến chi phí ngoại sinh, CCGT được lựa chọn phát triển nhiều hơn với lượng điện năng phát điện từ nhiên liệu LNG cao hơn.

Trong kịch bản mục tiêu giảm phát thải CO₂, lượng CO₂ phát thải sẽ giảm 25% so với kịch bản phát triển thông thường. Mặc dù sử dụng chính sách khác nhưng mô hình vẫn lựa chọn tăng quy mô năng lượng tái tạo, tăng nhiệt điện khí và giảm nhiệt điện than để giảm phát thải CO₂. Điện Hạt nhân vẫn chưa được lựa chọn phát triển trong giai đoạn quy hoạch nếu chỉ cần giảm phát thải CO₂ 25% so với kịch bản thông thường. Vào năm 2030, quy mô năng lượng tái tạo được lựa chọn cao hơn kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược (KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT), và tương đương với kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo cao (KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC) vào năm 2030. Tuy nhiên giai đoạn đến năm 2045, quy mô NLTT lại thấp hơn kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược.

Kịch bản KB5B_Nonewcoal không phát triển thêm nhiệt điện than mới và vẫn đảm bảo chính sách mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược, nguồn nhiệt điện than không phát triển thêm sau năm 2025, quy mô công suất nhiệt điện than năm 2030 đạt 37GW và năm 2045 đạt 34GW. Quy mô nhiệt điện khí năm 2030 trong kịch bản này không tăng thêm so với kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược (KB1B_RE). Tuy nhiên năm 2045 có quy mô nhiệt điện khí cao nhất trong tất cả các kịch bản, đạt hơn 82GW vào năm 2045 (cao hơn kịch bản phát triển thông thường và kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược là 16GW). Về cơ cấu công suất nguồn điện, năm 2030 kịch bản KB5B_Nonewcoal có cơ cấu giống với kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược KB1B_CLNLTT. Tuy nhiên đến năm 2045, nhiệt điện than chỉ đạt 12%, nhiệt điện khí đạt 31%, năng lượng tái tạo đạt 54% về cơ cấu công suất. Do việc phát triển nhiều nhiệt điện khí có độ linh hoạt cao hơn, nên điện mặt trời trong kịch bản KB5B_Nonewcoal được phát triển nhiều hơn, điện gió thấp hơn so với kịch bản KB1B_CLNLTT. Quy mô điện mặt trời được phát triển trong kịch bản này tương đương với kịch bản mục tiêu NLTT tăng tuyến tính và đạt chiến lược vào năm 2050 (KB2B_TNLTT). Kịch bản 5B_Nonewcoal sẽ có chỉ tiêu phát thải thấp, tuy nhiên cơ cấu nguồn điện đến năm 2045 không được cân đối, phụ thuộc nhiều vào LNG nhập khẩu.

Trong kịch bản KB6B_Nuclear, điện Hạt nhân được đưa vào trong giai đoạn 2040-2045 với quy mô 5000MW vào năm 2045. Cơ cấu công suất của kịch bản này chỉ khác kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược (KB1B_CLNLTT) ở năm 2040 và 2045 khi có thêm nguồn điện Hạt nhân vào vận hành. Do đó cơ cấu nguồn điện năm 2045 của kịch bản KB6B_Nuclear đa dạng hơn các kịch bản khác.

b) Cơ cấu điện năng sản xuất



Hình 9.10: Cơ cấu điện năng theo các kịch bản (chưa gồm điện năng nhập khẩu từ Trung Quốc- Lào)

Cơ cấu điện năng của kịch bản phát triển thông thường (kịch bản phù hợp với QHĐ VII điều chỉnh) sẽ phụ thuộc phần lớn vào nhiệt điện than (54% năm 2030 và 52% năm 2045), NLTT chỉ chiếm 27% năm 2030 và 29% năm 2045. Tỷ lệ năng lượng tái tạo này chưa đạt được mục tiêu NLTT trong chiến lược (32% năm 2030, 40,3% năm 2045) và trong nghị quyết 55/NQ-2020 (30% năm 2030, 40% năm 2045).

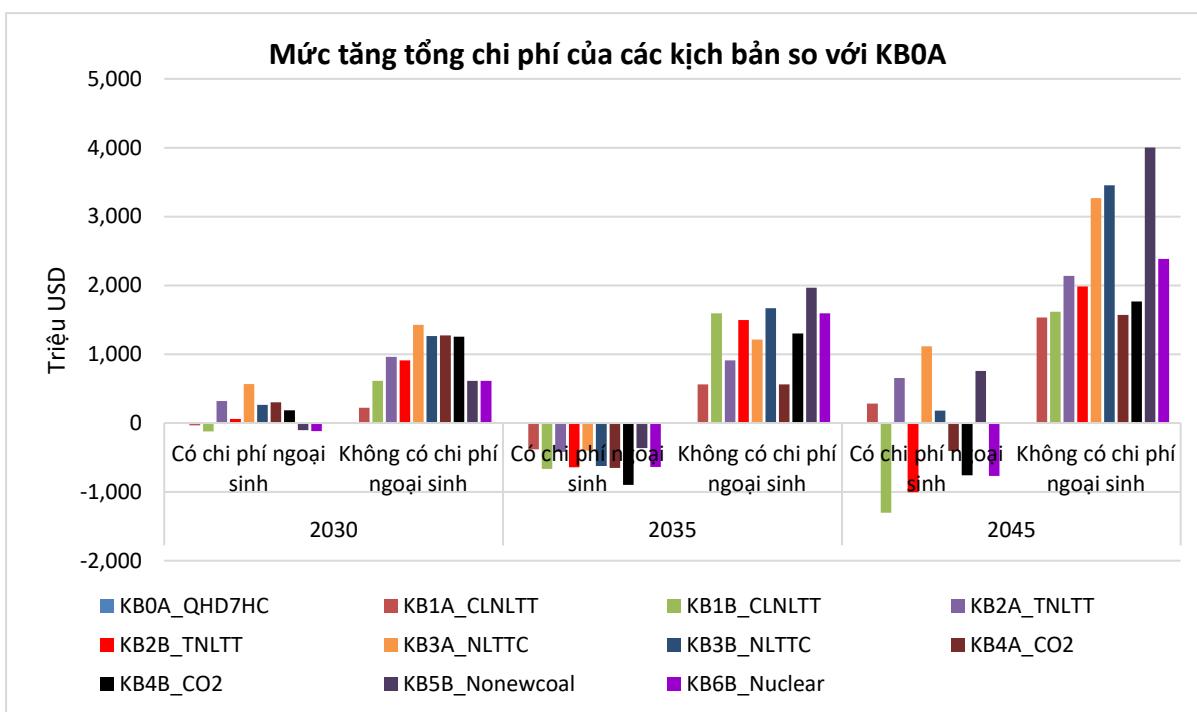
Trong các kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo, cơ cấu điện năng của năng lượng tái tạo sẽ đạt theo tỷ lệ mục tiêu đã đặt. Trường hợp không xét đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải, điện năng của nhiệt điện khí không thay đổi nhiều so với kịch bản thông thường, điện năng của nhiệt điện than giảm nhiều do điện năng năng lượng tái tạo tăng thêm. Trường hợp có xét đến chi phí ngoại sinh, điện năng của nhiệt điện khí sẽ tăng cao hơn nhiều so với kịch bản thông thường và gần tương đương với nhiệt điện than. Khi tăng năng lượng tái tạo, Tmax phát của nhiệt điện than và khí sẽ

giảm đi (Tmax của nhiệt điện than đạt khoảng 6600h tại kịch bản thông thường, giảm xuống còn 5200-6000h trong các tăng năng lượng tái tạo).

Tại kịch bản mục tiêu giảm phát thải CO2 (KB4A_CO2, KB4B_CO2) năm 2030, điện năng của nhiệt điện khí tương đương với kịch bản năng lượng tái tạo cao, điện năng nhiệt điện than giảm đi và năng lượng tái tạo tăng thêm vào năm 2030 tương đương với kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo cao (KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC). Kịch bản KB4A_CO2 và KB4B_CO2 có tỷ trọng điện năng NLTT đạt khoảng 43% năm 2030, 36% năm 2045. Như vậy tỷ trọng NLTT đã vượt chiến lược phát triển NLTT vào năm 2030, nhưng lại thấp hơn chiến lược và nghị quyết 55 vào năm 2045.

Các kịch bản KB5B và KB6B đều đảm bảo tỷ trọng NLTT theo chiến lược. Tuy nhiên, kịch bản KB5_Nonewcoal trở nên phụ thuộc vào LNG nhập khẩu, trong khi kịch bản KB6_Nuclear có cơ cấu điện năng đa dạng nhất trong các kịch bản.

c) So sánh chi phí toàn hệ thống của các kịch bản



Hình 9.11: Chênh lệch về tổng chi phí hệ thống của các kịch bản so với kịch bản thông thường

Biểu đồ so sánh chi phí của các kịch bản cho thấy: khi không tính chi phí ngoại sinh, kịch bản phát triển thông thường (KB0A_QHD VII DC) là kịch bản có chi phí thấp nhất. Càng tăng năng lượng tái tạo thì chi phí hệ thống (không tính chi phí ngoại sinh) sẽ càng cao. Khi tính cả chi phí ngoại sinh, kịch bản phát triển thông thường (theo hướng QHD VII điều chỉnh) sẽ có chi phí cao hơn phần lớn các kịch bản còn lại. Các kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo cao (KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC) và kịch bản không xây dựng thêm nhiệt điện than mới là những kịch bản hầu như có chi phí cao nhất kể cả trường hợp có tính chi phí ngoại sinh và không tính chi phí ngoại sinh.

Bảng 9.14: Mức tăng chí phí toàn hệ thống theo từng năm của các kịch bản so với kịch bản phát triển thông thường (Đơn vị: Tỷ USD/năm)

Kịch bản	2030		2035		2045	
	Có chí phí ngoại sinh	Không có chí phí ngoại sinh	Có chí phí ngoại sinh	Không có chí phí ngoại sinh	Có chí phí ngoại sinh	Không có chí phí ngoại sinh
KB0A_QHD7HC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KB1A_CLNLTT	0.0	0.2	-0.4	0.6	0.3	1.5
KB1B_CLNLTT	-0.1	0.6	-0.7	1.6	-1.3	1.6
KB2A_TNLTT	0.3	1.0	-0.4	0.9	0.7	2.1
KB2B_TNLTT	0.1	0.9	-0.6	1.5	-1.0	2.0
KB3A_NLTTC	0.6	1.4	-0.4	1.2	1.1	3.3
KB3B_NLTTC	0.3	1.3	-0.6	1.7	0.2	3.5
KB4A_CO2	0.3	1.3	-0.7	0.6	-0.4	1.6
KB4B_CO2	0.2	1.3	-0.9	1.3	-0.8	1.8
KB5B_Nonewcoal	-0.1	0.6	-0.4	2.0	0.8	4.0
KB6B_Nuclear	-0.1	0.6	-0.6	1.6	-0.8	2.4

Từ bản trên ta thấy, trong dài hạn nếu tính cả chi phí ngoại sinh, kịch bản KB1B_CLNLTT là kịch bản có chi phí hệ thống thấp nhất, tổng chi phí hàng năm của kịch bản KB1B_CLNLTT sẽ thấp hơn kịch bản phát triển thông thường khoảng 1,3 tỷ USD/năm vào 2045. Chi phí tổng cả kỳ quy hoạch của kịch bản KB1B_CLNLTT cao hơn kịch bản phát triển thông thường là khoảng 29 tỷ USD nếu không tính chi phí ngoại sinh.

Kịch bản có chi phí hệ thống lớn nhất là kịch bản KB5B_Nonewcoal, nếu tính cả chi phí ngoại sinh thì kịch bản này có chi phí cao hơn kịch bản phát triển thông thường là 0,8 tỷ USD/năm, nếu không tính chi phí ngoại sinh thì kịch bản KB5B_Nonewcoal sẽ cao hơn kịch bản phát triển thông thường là 4 tỷ USD/năm vào 2045. Nếu tính tổng chi phí trong cả kỳ quy hoạch thì chi phí của kịch bản KB5B_Nonewcoal sẽ cao hơn kịch bản phát triển thông thường khá lớn (khoảng 56 tỷ USD nếu không tính chi phí ngoại sinh). Do vậy trong dài hạn kịch bản KB5B_Nonewcoal sẽ là kịch bản có chi phí hệ thống cao nhất.

Những kịch bản có chi phí thấp nhất (khi tính thêm chi phí ngoại sinh) và chi phí ở mức trung bình (khi không tính chi phí ngoại sinh) là kịch bản KB1B_CLNLTT, KB2B_TNLTT và KB4B_CO2.

Bảng 9.15: Tổng hợp chi phí sản xuất điện TB của các kịch bản (không tính chi phí ngoại sinh)
Đơn vị: cent/kWh

Hạng mục/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
KB0A_QHD7HC	7.11	7.93	7.64	7.84	8.09	8.26
KB1A_CLNLTT	7.11	8.04	7.68	7.92	8.19	8.42
KB1B_CLNLTT	7.11	8.04	7.75	8.07	8.27	8.43
KB2A_TNLTT	7.11	8.30	7.82	7.98	8.26	8.48

Hạng mục/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
KB2B_TNLTT	7.11	8.31	7.81	8.06	8.33	8.46
KB3A_NLTTC	7.11	8.42	7.90	8.02	8.36	8.60
KB3B_NLTTC	7.11	8.43	7.87	8.09	8.39	8.62
KB4A_CO2	7.11	7.93	7.88	7.92	8.26	8.42
KB4B_CO2	7.11	7.90	7.87	8.03	8.28	8.44
KB5B_Nonewcoal	7.11	8.04	7.75	8.12	8.37	8.64
KB6B_Nuclear	7.11	8.04	7.75	8.07	8.30	8.51

Ghi chú: chi phí quy về hiện tại (USD2016), không tính trượt giá

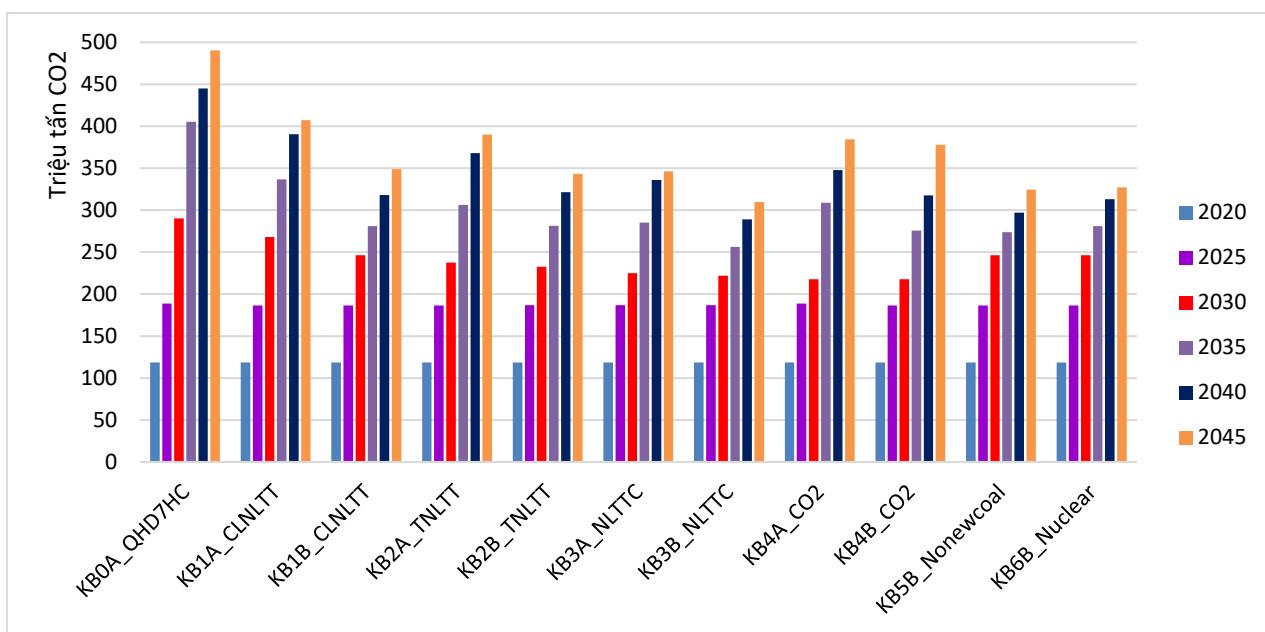
Bảng 9.16: Vốn đầu tư xây dựng nhà máy điện theo các giai đoạn .Đơn vị: Tỷ USD

Kịch bản	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2036- 2040	2041- 2045	Tổng
KB0A_QHD7HC	53.1	32.9	57.7	62.6	48.8	255.0
KB1A_CLNLTT	56.9	39.3	72.4	75.1	60.5	304.2
KB1B_CLNLTT	56.9	40.3	56.6	68.7	62.3	284.9
KB2A_TNLTT	64.3	47.1	70.2	77.4	55.2	314.3
KB2B_TNLTT	64.4	47.6	63.1	72.2	53.0	300.3
KB3A_NLTTC	67.6	52.6	71.3	75.3	62.3	329.2
KB3B_NLTTC	67.8	52.8	61.1	74.2	63.2	319.0
KB4A_CO2	53.1	68.2	52.6	78.7	33.3	285.8
KB4B_CO2	53.1	68.5	35.5	70.1	47.2	274.4
KB5B_Nonewcoal	56.9	40.3	52.5	57.5	55.7	262.9
KB6B_Nuclear	56.9	39.2	54.7	72.4	78.8	302.0

Ghi chú: phần vốn đầu tư cho kho cảng LNG không tính vào đầu tư nguồn điện mà tính vào giá LNG đến nhà máy điện, vốn đầu tư của nhiệt điện than đã tính phần cảng than của nhà máy. Vốn đầu tư kho cảng LNG không tính vào chi phí vốn đầu tư cho NMD do kho cảng còn sử dụng cho các mục đích khác.

Trong giai đoạn đầu 2021-2030, kịch bản có vốn đầu tư thấp nhất là kịch bản KB0A_QHD VII ĐC, tiếp theo là các kịch bản có mục tiêu NLTT theo chiến lược năng lượng tái tạo. Các kịch bản tăng cường phát triển năng lượng tái tạo và kịch bản giảm CO2 đến 25% đều có vốn đầu tư giai đoạn đầu khá cao, vốn đầu tư tăng 15-25 tỷ USD so với KB1B_CLNLTT là một khối lượng rất lớn.

d) So sánh mức phát thải CO2 của các kịch bản



Hình 9.12: Mức phát thải CO2 của các kịch bản

Kịch bản phát triển thông thường có mức phát thải CO2 cao nhất, tiếp đó là các kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo nhưng không tính đến chi phí ngoại sinh (KB1A_CLNLTT, KB2A_CLNLTT). Kịch bản mục tiêu giảm phát thải CO2 25% (KB4A_CO2, KB4B_CO2) có lượng phát thải thấp hơn kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược vào năm 2030 nhưng lại cao hơn vào các năm 2035, 2040 và 2045. Các kịch bản có tính đến chi phí ngoại sinh kết hợp mục tiêu năng lượng tái tạo đều có lượng phát thải CO2 thấp. Kịch bản có phát thải CO2 thấp nhất là kịch bản KB3B_NLTTC với mục tiêu năng lượng tái tạo cao và có tính đến chi phí ngoại sinh trong hàm tối ưu của mô hình.

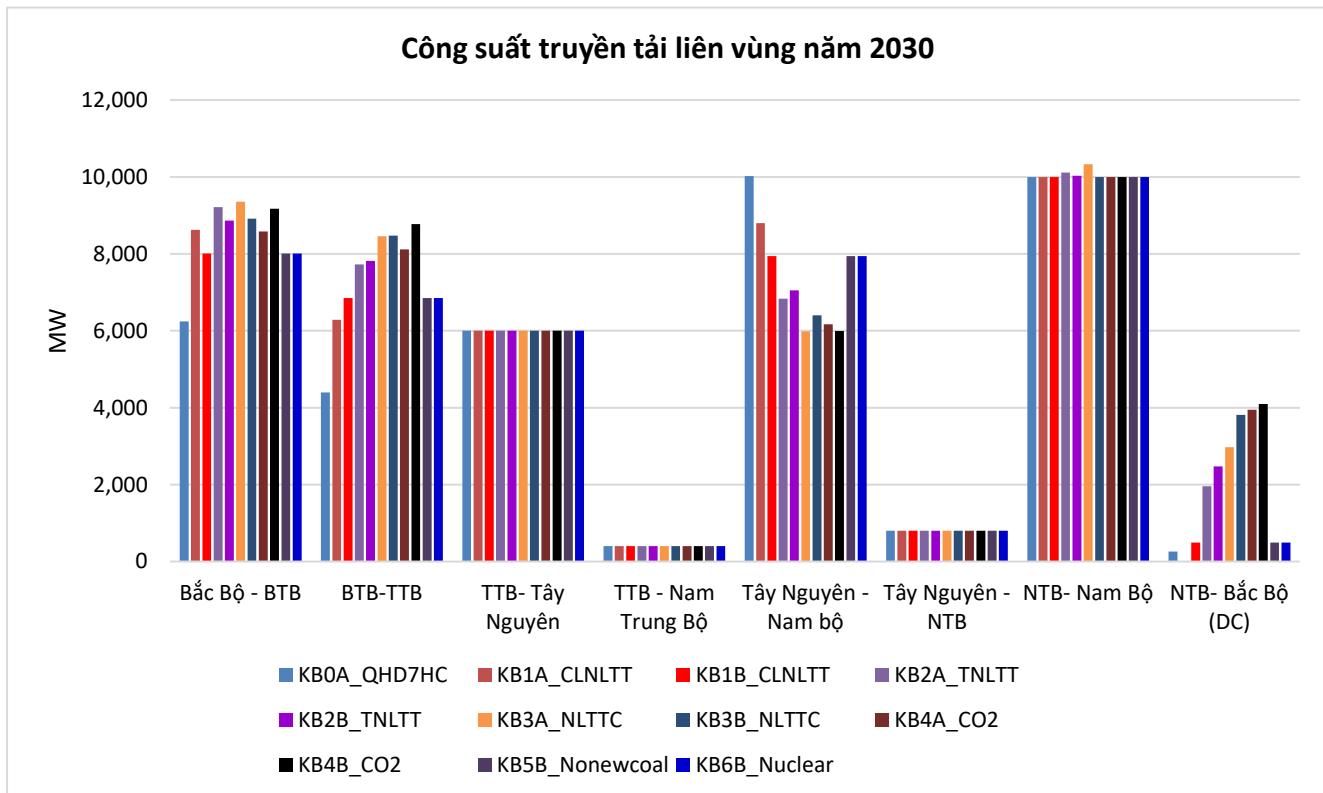
Bảng 9.17: Tỷ lệ giảm phát thải CO2 của các kịch bản so với kịch bản phát triển thông thường (KB0A_QHD VII DC)

Kịch bản/năm	2030	2035	2040	2045
KB1A_CLNLTT	8%	17%	12%	17%
KB1B_CLNLTT	15%	31%	29%	29%
KB2A_TNLTT	18%	24%	17%	20%
KB2B_TNLTT	20%	31%	28%	30%
KB3A_NLTTC	23%	30%	25%	29%
KB3B_NLTTC	24%	37%	35%	37%
KB4A_CO2	25%	25%	25%	25%
KB4B_CO2	25%	27%	28%	27%
KB5B_Nonewcoal	15%	32%	33%	33%
KB6B_Nuclear	15%	31%	30%	33%

Tại năm 2030, các kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược và tăng mục tiêu NLTT năm 2030 (KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT, KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT) có chỉ tiêu giảm phát thải CO2 thấp hơn 25%, thấp hơn mức cam kết tối đa, tuy nhiên vẫn nằm trong dải cam kết thực hiện mục tiêu cắt giảm khí nhà kính

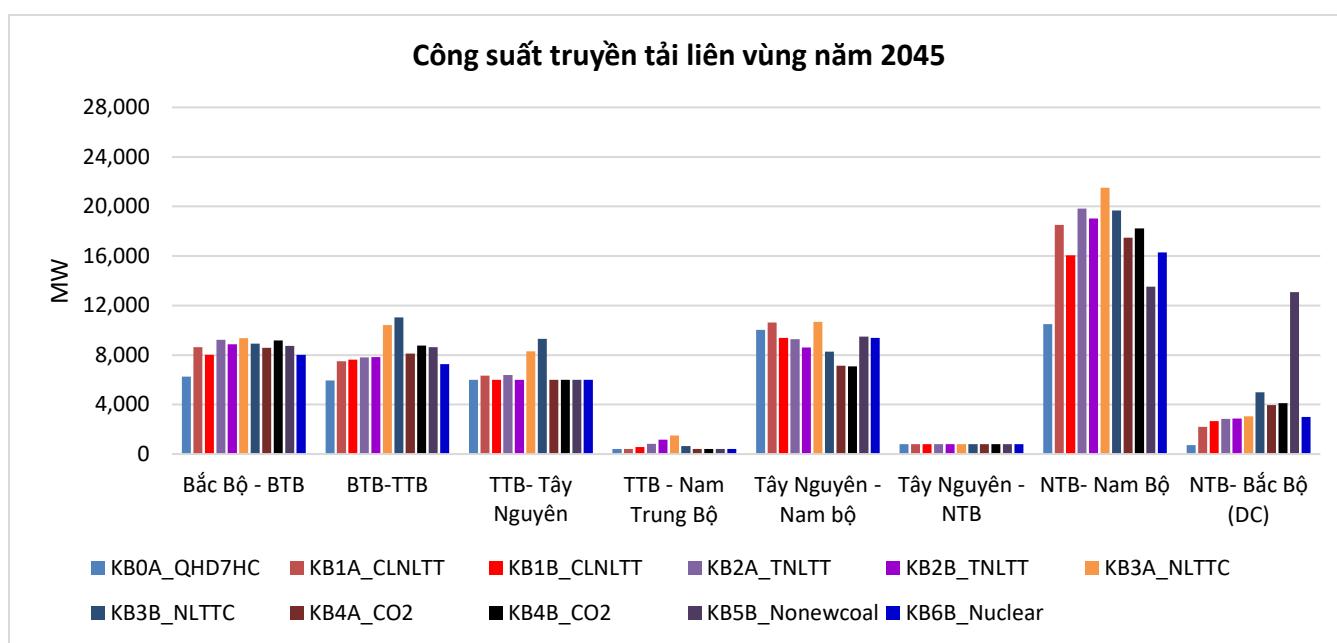
(8%-25%). Các năm sau 2030 phần lớn các kịch bản đều có chỉ tiêu cắt giảm khí nhà kính cao (trên 25%) ngoại trừ kịch bản KB1A_CLNLTT và KB2A_CLNLTT.

e) So sánh công suất truyền tải liên vùng của các kịch bản



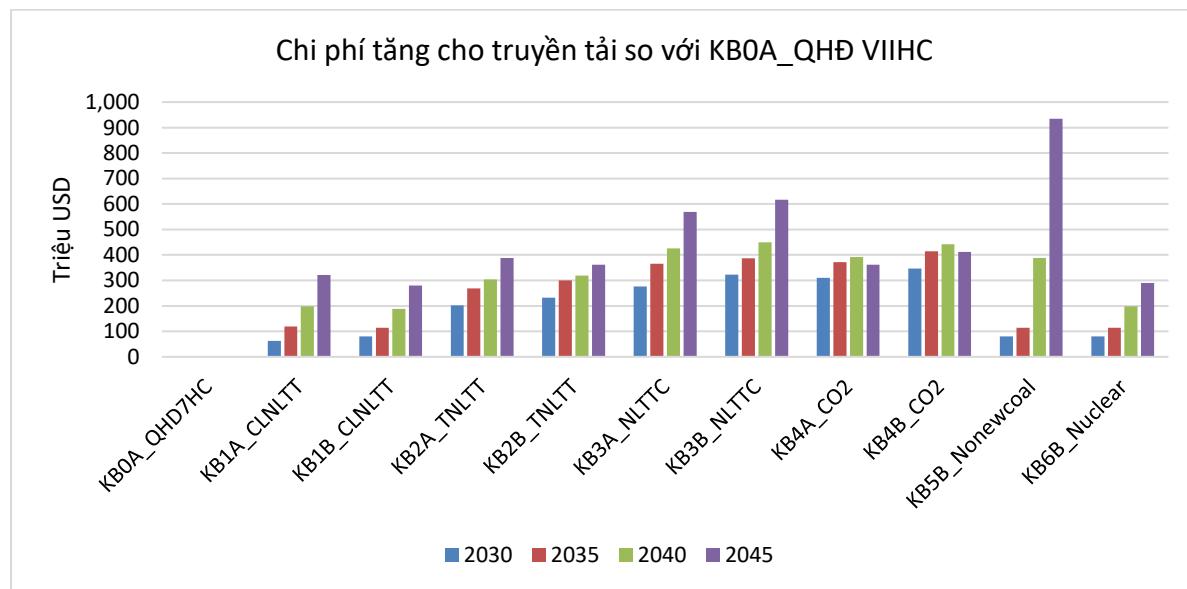
Hình 9.13: Công suất truyền tải liên vùng theo các kịch bản năm 2030

Các liên kết sẽ phải xem xét tăng quy mô truyền tải trong giai đoạn đến năm 2030 là: Bắc Bộ - Bắc Trung Bộ, Bắc Trung Bộ - Trung Trung Bộ, Tây Nguyên- Nam Bộ, Nam Trung Bộ - Nam Bộ và Nam Trung Bộ - Bắc Bộ. Với kịch bản phát triển thông thường, mức tăng quy mô truyền tải khá phù hợp với định hướng đã được phê duyệt và phê duyệt bổ sung cho QHD VII ĐC, chỉ riêng liên kết Tây Nguyên – Nam Bộ cần xem xét bổ sung thêm khoảng 4000MW. Các kịch bản bám mục tiêu năng lượng tái tạo và mục tiêu cắt giảm khí nhà kính đều có mức tăng truyền tải trên các liên kết khá cao. Đặc biệt cần tăng cường truyền tải từ Nam Trung Bộ đến Bắc Bộ (dài 1300km) ngay từ giai đoạn 2026-2030 với quy mô khoảng 2000-4000MW trong các kịch bản KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT, KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC, KB4A_CO2, KB4B_CO2.



Hình 9.14: Công suất truyền tải liên vùng theo các kịch bản năm 2045

Giai đoạn đến năm 2045, liên kết sẽ được tăng cường truyền tải nhiều nhất là từ Nam Trung Bộ đến Nam Bộ do sự phát triển của nguồn điện gió offshore, các liên kết còn lại có mức tăng nhẹ, khoảng dưới 2000MW tùy theo kịch bản. Riêng liên kết từ Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ sẽ xuất hiện với quy mô lớn nhất hơn 12GW ở kịch bản KB5B_Nonewcoal, khoảng 5GW ở kịch bản KB3B_NLTTC, và khoảng 3 GW ở hầu hết các kịch bản còn lại.



Hình 9.15: Chi phí tăng cho truyền tải so với kịch bản KB0A_QHD VII DC

f) Đánh giá mức độ an ninh điện của các kịch bản

Mức độ an ninh điện của cơ cấu nguồn điện sẽ được đánh giá thông qua tính đa dạng hóa các loại hình nguồn điện và tỷ trọng điện năng của các loại hình nguồn điện nhập khẩu và sử dụng nhiên liệu nhập khẩu. Tính đa dạng hóa các loại hình nguồn điện

sẽ được đánh giá qua chỉ số HHI (Herfindahl-Hirschman Index). Chỉ số HHI là tổng bình phương tỷ trọng điện năng của các loại hình nguồn điện. Chỉ số HHI càng thấp thì cơ cấu nguồn điện càng đa dạng. Kết hợp với tỷ trọng nhập khẩu càng thấp thì mức độ an ninh điện càng cao

Kết quả tính toán chỉ số HHI và tỷ trọng nhập khẩu của các kịch bản chính như sau:

Bảng 9.18: Đánh giá mức độ an ninh năng lượng của các kịch bản chính

Kịch bản tính toán	HHI			Tỷ trọng nhập khẩu		
	2020	2030	2045	2020	2030	2045
KB0A_QHD7HC	2433	1999	2146	16%	46%	59%
KB1A_CLNLTT	2433	1739	1567	16%	41%	47%
KB1B_CLNLTT	2433	1500	1340	16%	39%	47%
KB2A_TNLTT	2433	1468	1480	16%	34%	45%
KB2B_TNLTT	2433	1425	1328	16%	34%	45%
KB3A_NLTTC	2433	1387	1318	16%	31%	39%
KB3B_NLTTC	2433	1371	1208	16%	31%	39%
KB4A_CO2	2433	1349	1408	16%	30%	49%
KB4B_CO2	2433	1356	1431	16%	30%	51%
KB5B_Nonewcoal	2433	1500	1398	16%	39%	47%
KB6B_Nuclear	2433	1500	1198	16%	39%	43%

Kết quả cho thấy, các kịch bản KB3B_NLTTC và KB6B_Nuclear là những kịch bản có mức độ an ninh năng lượng cao nhất.

g) Lựa chọn kịch bản chính sách cho phát triển nguồn điện.

Các kịch bản được phân tích theo 5 tiêu chí như đã đề ra trong phần phương pháp luận và được chấm điểm theo từng tiêu chí. Điểm cao nhất của mỗi tiêu chí là 5 điểm, các điểm xếp hạng được đánh giá tới mức 0,5 điểm

Kết quả tổng hợp so sánh các kịch bản chính theo các tiêu chí xây dựng chương trình phát triển nguồn điện toàn quốc xem bảng sau:

Bảng 9.19: Tổng hợp so sánh các kịch bản tính toán

Kịch bản /Tiêu chí	Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách hiện hành	Chi phí toàn hệ thống thấp	Mức phát thải CO2 thấp	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải thấp	Khả năng đa dạng hóa nguồn điện
KB0A_QHD VII ĐC	Không đạt mục tiêu NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55 ⇒ Kém Điểm: 0/5	Chi phí thấp nhất khi không tính chi phí ngoại sinh, và cao nếu tính chi phí ngoại sinh ⇒ Khá. Điểm: 4/5	Mức phát thải cao nhất ⇒ Kém. Điểm: 0/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải thấp nhất ⇒ Tốt Điểm: 5/5	Phụ thuộc phần lớn vào nhiệt điện than ⇒ Kém Điểm: 1/5
KB1A_CLNLTT	Đạt mục tiêu NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55.	Chi phí nằm ở mức trung bình trong cả 2 trường hợp có tính chi	Mức phát thải cao ⇒ Kém	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải thấp	Tỷ trọng nhiệt điện than vẫn cao (trên 40%)

Kích bản /Tiêu chí	Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách hiện hành	Chi phí toàn hệ thống thấp	Mức phát thải CO2 thấp	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải thấp	Khả năng đa dạng hóa nguồn điện
	Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính nhưng chưa cao ⇒ Khá. Điểm: 3/5	phi ngoại sinh và không tính chi phí ngoại sinh ⇒ Trung bình. Điểm: 3/5	Điểm: 1/5	⇒ Khá. Điểm: 4/5	về điện năng năm 2045) ⇒ Trung bình. Điểm: 3/5
KB1B _CLNLTT	Đạt mục tiêu NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55. Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cao ⇒ Tốt. Điểm: 5/5	Chi phí trung bình khi không tính chi phí ngoại sinh và thấp khi tính chi phí ngoại sinh ⇒ Khá. Điểm: 4,5/5	Mức phát thải thấp ⇒ Khá. Điểm: 4/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải thấp ⇒ Khá. Điểm: 4/5	Cơ cấu nguồn điện hài hòa, không phụ thuộc nhiều vào 1 loại hình nguồn ⇒ Khá. Điểm: 4,5/5
KB2A _TNLTT	Đạt mục tiêu NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55. Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính nhưng chưa cao ⇒ Khá. Điểm: 4/5	Chi phí nằm ở mức trung bình trong cả 2 trường hợp có tính chi phí ngoại sinh và không tính chi phí ngoại sinh ⇒ Trung bình. Điểm: 3/5	Mức phát thải cao ⇒ Kém Điểm: 2/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải trung bình ⇒ Trung bình Điểm: 3/5	Tỷ trọng nhiệt điện vẫn cao (trên 40% về điện năng năm 2045) ⇒ Trung bình Điểm: 3/5
KB2B _TNLTT	Đạt mục tiêu NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55. Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cao ⇒ Tốt Điểm: 5/5	Chi phí trung bình khi không tính chi phí ngoại sinh và thấp khi tính chi phí ngoại sinh ⇒ Khá. Điểm: 4/5	Mức phát thải thấp ⇒ Khá. Điểm: 4/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải trung bình ⇒ Trung bình. Điểm: 3/5	Cơ cấu nguồn điện hài hòa, không phụ thuộc nhiều vào 1 loại hình nguồn ⇒ Khá. Điểm: 4,5/5
KB3A _NLTTC	NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55. Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cao ⇒ Tốt. Điểm: 5/5	Chi phí nằm ở mức cao trong cả 2 trường hợp có tính chi phí ngoại sinh và không tính chi phí ngoại sinh ⇒ Kém. Điểm: 1/5	Mức phát thải thấp ⇒ Khá Điểm: 4/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải cao ⇒ Kém. Điểm: 2/5	Cơ cấu nguồn điện hài hòa, không phụ thuộc nhiều vào 1 loại hình nguồn ⇒ Khá. Điểm: 4,5/5
KB3B _NLTTC	NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55. Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cao ⇒ Tốt. Điểm: 5/5	Chi phí cao khi không tính chi phí ngoại sinh và trung bình khi tính chi phí ngoại sinh ⇒ Kém. Điểm: 2/5	Mức phát thải thấp nhất ⇒ Tốt Điểm: 5/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải cao ⇒ Kém Điểm: 2/5	Cơ cấu nguồn điện hài hòa, không phụ thuộc nhiều vào 1 loại hình nguồn ⇒ Tốt. Điểm: 5/5
KB4A_CO2	NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55 vào năm 2030, không đạt vào năm 2045.	Chi phí toàn hệ thống trung bình khi không tính chi phí ngoại sinh và thấp khi tính chi	Mức phát thải thấp vào năm 2030, cao vào năm 2045	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải trung bình ⇒ Trung bình. Điểm: 3/5	Tỷ trọng nhiệt điện vẫn cao (37% về điện năng năm 2045)

Kịch bản /Tiêu chí	Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách hiện hành	Chi phí toàn hệ thống thấp	Mức phát thải CO2 thấp	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải thấp	Khả năng đa dạng hóa nguồn điện
	Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cao ⇒ Trung bình Điểm: 3/5	phí ngoại sinh. Tuy vậy vốn đầu tư trong giai đoạn đầu 2021-2030 rất lớn ⇒ Kém. Điểm: 2/5	⇒ Trung bình Điểm: 3/5		⇒ Trung bình. Điểm: 3/5
KB4B_CO2	NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55 vào năm 2030, không đạt vào năm 2045. Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cao ⇒ Trung bình Điểm: 3/5	Chi phí toàn hệ thống trung bình khi không tính chi phí ngoại sinh và thấp khi tính chi phí ngoại sinh. Tuy vậy vốn đầu tư trong giai đoạn đầu 2021-2030 rất lớn ⇒ Kém. Điểm: 2/5	Mức phát thải thấp vào năm 2030, cao vào năm 2045 ⇒ Trung bình Điểm: 3/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải thấp ⇒ Khá Điểm: 4/5	Tỷ trọng nhiệt điện than vẫn cao (36% về điện năng năm 2045) ⇒ Trung bình Điểm: 3/5
KB5B_Nonewcoal	Đạt mục tiêu NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55. Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cao ⇒ Tốt. Điểm: 5/5	Chi phí hệ thống trong dài hạn cao nhất trong các kịch bản ⇒ Kém. Điểm: 2/5	Mức phát thải thấp ⇒ Khá. Điểm: 4/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải cao ⇒ Kém. Điểm: 2/5	Tỷ trọng nguồn điện khí cao (40% về điện năng năm 2040) ⇒ Trung bình. Điểm: 3/5
KB6B_Nuclear	Đạt mục tiêu NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55. Đạt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cao ⇒ Tốt. Điểm: 5/5	Chi phí trung bình trong cả 2 trường hợp có tính chi phí ngoại sinh và không tính chi phí ngoại sinh ⇒ Trung bình Điểm: 3/5	Mức phát thải thấp ⇒ Khá Điểm: 4/5	Khối lượng xây dựng lưới truyền tải thấp ⇒ Khá Điểm: 3,5/5	Cơ cấu nguồn điện hài hòa, đa dạng ⇒ Tốt Điểm: 5/5

Kết quả so sánh cho thấy KB1B_CLNLTT là kịch bản có các chỉ tiêu được đánh giá cao và hài hòa nhất trong các kịch bản, tiếp theo là kịch bản KB6B_Nuclear. Thứ tự xếp hạng của các kịch bản đáp ứng hài hòa theo các tiêu chí như sau:

1. KB1B_CLNLTT: Kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh. Tổng điểm: 22. Đây là kịch bản có tổng điểm cao nhất trong số các kịch bản xem xét.

2. KB2B_TNLTT: Kịch bản tăng mục tiêu NLTT năm 2030 so với chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh. Tổng điểm: 20,5. Đây là kịch bản có tổng điểm cao thứ hai trong số các kịch bản xem xét.
3. KB6B_Nuclear: Kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh, có chính sách giả thiết phát triển 5000MW điện Hạt nhân vào năm 2045. Tổng điểm: 20,5.
4. KB3B_NLTTC: KB mục tiêu NLTT cao, có xét chi phí ngoại sinh. Tổng điểm: 19,5
5. KB3A_NLTTC: KB mục tiêu NLTT cao, không xét chi phí ngoại sinh. Tổng điểm: 16
6. KB5B_Nonewcoal: Kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh, có chính sách giả thiết không phát triển nhiệt điện than sau 2025. Tổng điểm: 16
7. KB4B_CO2: Kịch bản mục tiêu giảm phát thải CO2, giảm 25% so với KB0A_BAU, có tính chi phí ngoại sinh. Tổng điểm: 15
8. KB2A_TNLTT: Kịch bản tăng mục tiêu NLTT năm 2030 so với chiến lược, không xét chi phí ngoại sinh. Tổng điểm: 15
9. KB4A_CO2: Kịch bản mục tiêu giảm phát thải CO2, giảm 25% so với KB0A_BAU, không tính chi phí ngoại sinh. Tổng điểm: 14
10. KB1A_CLNLTT: Kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược, không xét chi phí ngoại sinh. Tổng điểm: 14
11. KB0A_QHĐ VII ĐC: Kịch bản phát triển thông thường, phù hợp với QHĐ VII ĐC. Tổng điểm: 10

Có thể thấy, theo chấm điểm của các kịch bản thì kịch bản phát triển NLTT theo Chiến lược phát triển NLTT (KB1B_CLNLTT) xếp thứ nhất, tiếp đến kịch bản Kịch bản tăng mục tiêu NLTT năm 2030 so với Chiến lược phát triển NLTT (KB2B_TNLTT) xếp thứ hai, và kịch bản có xuất hiện điện Hạt nhân từ năm 2040 (KB6B_Nuclear) xếp thứ ba. Phân tích các kịch bản này như sau:

- Kịch bản KB1B_CLNLTT xếp thứ nhất, là kịch bản có tổng số điểm cao nhất, là kịch bản phát triển hài hòa cơ cấu của các loại hình nguồn điện;
- Kịch bản KB1B_CLNLTT khuyến khích phát triển hợp lý các nguồn NLTT, phù hợp với xu thế phát triển của thế giới;
- Kịch bản KB1B_CLNLTT tạo điều kiện thu hút đầu tư từ mọi thành phần kinh tế trong phát triển điện lực, đặc biệt là các nguồn vốn đầu tư từ tư nhân và nước ngoài trong bối cảnh nguồn lực đầu tư của nhà nước cho phát triển điện lực ngày càng hạn chế.

- Kịch bản KB2B_TNLTT sẽ cần huy động khôi lượng vốn đầu tư trong giai đoạn đầu rất lớn, cùng với đó là khôi lượng xây dựng lưới truyền tải lớn vào giai đoạn đầu gây khó khăn trong việc thực hiện

- Kịch bản KB6B_Nuclear có tổng số điểm thấp hơn Kịch bản KB1B. Kịch bản này tuy có mức độ đa dạng hóa nhiên liệu cho sản xuất điện cao hơn kịch bản KB1B nhưng mức độ phụ thuộc vào công nghệ của nước ngoài sẽ khá lớn do tỷ lệ nội địa hóa thấp.Thêm vào đó nếu xây dựng điện Hạt nhân, khả năng Chính phủ Việt Nam sẽ phải bảo lãnh một nguồn vốn lớn cho phát triển nhà máy. Điều này là rất khó khăn trong tình hình hiện nay. Ngoài ra khả năng tạo công ăn, việc làm cho phát triển điện Hạt nhân chắc chắn sẽ kém hơn phát triển các nguồn NLTT và các nguồn điện thông thường do tỷ lệ nội địa hóa thấp.

Từ các phân tích trên đây đề án đề xuất lựa chọn kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo Chiến lược phát triển NLTT và có xét đến chi phí ngoại sinh (KB1B_CLNLTT) là kịch bản chính sách cho phát triển nguồn điện toàn quốc trong giai đoạn tới.

Bảng 9.20: Cơ cấu công suất đặt nguồn điện của kịch bản chính sách lựa chọn (KB1B_CLNLTT)

Loại hình nguồn điện	Công suất đặt (GW)					
	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Than nội (Antraxit)	14.3	16.8	16.9	17.5	16.4	14.7
Than nhập	6.1	12.7	20.3	26.4	32.2	35.4
Khí nội	7.1	9.0	10.6	7.9	7.9	7.9
LNG (CCGT)	0.0	3.5	15.0	30.8	35.3	42.7
LNG (ICE+SCGT)	0.0	0.6	1.4	5.0	11.5	16.0
Dầu	1.9	0.9	0.1	0.0	0.0	0.0
NLTT khác	0.1	0.4	0.9	0.9	0.9	0.9
Sinh khối	0.5	1.6	2.2	2.8	3.6	4.3
Thủy điện+TĐN	20.7	24.5	24.7	24.7	24.7	24.7
Gió onshore+nearshore	0.6	6.5	14.7	21.1	27.2	36.4
Gió offshore	0.0	0.0	0.5	6.9	14.0	19.0
Điện mặt trời + áp mái	16.6	17.2	18.6	29.6	41.7	55.0
Pin TN+TĐTN	0.0	0.0	1.2	4.5	6.0	7.4
Nhập khẩu	1.3	3.5	5.7	5.7	5.7	5.7
Tổng công suất đặt (GW)	69.2	97.3	132.8	183.8	227.0	270.0
Pmax (GW)	38.7	59.4	86.5	114.0	135.6	153.3

Nguồn: Kết quả từ mô hình Balmorel

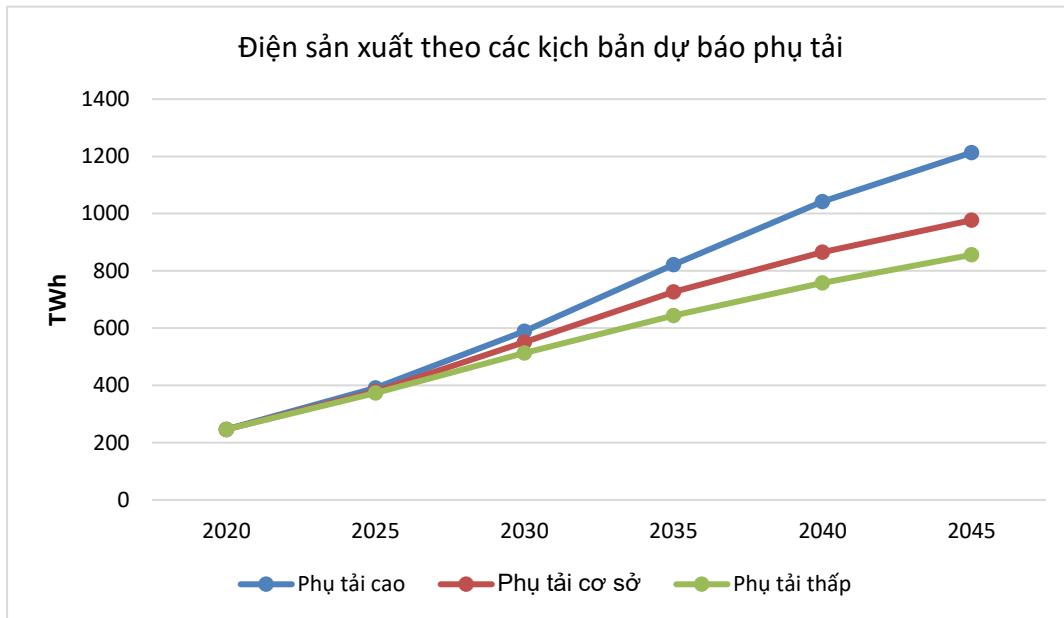
Trên đây là kết quả cơ cấu công suất nguồn của kịch bản chính sách lựa chọn trong các trường hợp số liệu đầu vào cơ sở và trung bình. Để lựa chọn quy mô phát triển nguồn điện trong giai đoạn quy hoạch cần phải xem xét thêm các kịch bản phân tích độ nhạy, đưa thêm quy mô nguồn điện hợp lý để phòng các trường hợp không mong

muốn xảy ra như: biến đổi khí hậu gây hạn hán, phụ tải phát triển với kịch bản cao xảy ra trong ngắn và trung hạn.

9.3.3. Tính toán cơ cấu nguồn điện của các kịch bản phân tích độ nhạy. Tổng hợp quy mô công suất nguồn điện dự kiến phát triển trong giai đoạn quy hoạch

a) Các giả thiết đầu vào của các kịch bản phân tích độ nhạy

+ Kịch bản phân tích độ nhạy về dự báo phụ tải (KB_high_DE, KB_low_DE):



Hình 9.16: Dự báo điện sản xuất theo các kịch bản phụ tải

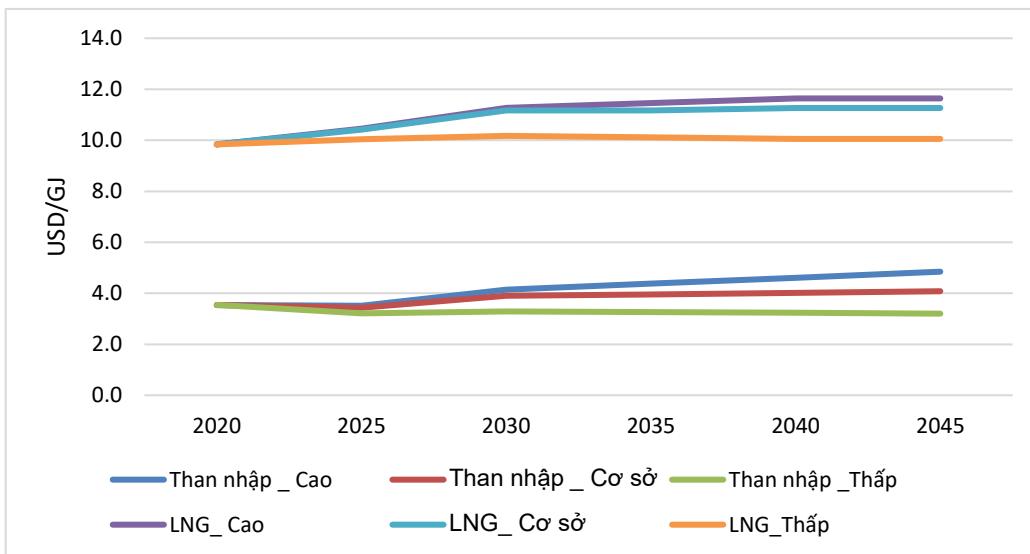
Hình trên là kết quả tính toán nhu cầu phụ tải điện theo 3 kịch bản phát triển phụ tải tại chương 6. Phụ tải thấp đã tính đến khả năng tiết kiệm năng lượng cao của nền kinh tế. Phụ tải cao tương ứng với mức tăng trưởng GDP cao, đồng thời tính toán với quan điểm cực đoan về khả năng chuyển đổi cơ cấu kinh tế, khả năng sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả. Trong giai đoạn đến năm 2030 sự thay đổi về nhu cầu phụ tải của kịch bản cao và kịch bản thấp so với kịch bản cơ sở là 8% và 7%. Năm 2045, kịch bản phụ tải cao cao hơn phụ tải cơ sở là 24% và kịch bản cơ sở cao hơn kịch bản thấp là 14%.

+ Kịch bản phân tích độ nhạy về giá nhiên liệu sơ cấp (KB_high_fuel, KB_low_fuel): Hệ thống điện Việt Nam trong tương lai sẽ phụ thuộc vào LNG nhập khẩu và than nhập khẩu, vì vậy sự biến động của giá nhiên liệu trên thế giới sẽ ảnh hưởng đến các quyết định đầu tư nguồn điện. Giá than nhập khẩu và LNG nhập khẩu trong đề án được lấy theo dự báo của Cơ quan Năng lượng Thế giới (IEA) trong Báo cáo triển vọng năng lượng thế giới 2018 (WEO2018). Số liệu này phù hợp với báo cáo dự báo nhiên liệu của EOR2019 do Cục năng lượng Đan Mạch hỗ trợ xây dựng năm 2019. Theo đó, dự kiến có 3 kịch bản dự báo giá nhiên liệu sau:

- Kịch bản giá nhiên liệu cao: tương đương với kịch bản chính sách hiện hành (Current policy) của WEO2018
- Kịch bản giá nhiên liệu cơ sở: tương đương với kịch bản chính sách mới (New policy) của WEO2018. Giá than nhập khẩu và LNG của kịch bản này đã được lựa chọn tính toán cho các kịch bản chính về nguồn điện.
- Kịch bản giá nhiên liệu thấp: tương đương với kịch bản phát triển bền vững (sustainable development) của WEO2018.

Bảng 9.21: Dự báo giá nhiên liệu theo các kịch bản

Nhiên liệu - KB giá	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Than nhập _ Cao (USD/ton)	89	88	104	110	116	122
Than nhập _ Cơ sở (USD/ton)	89	86	98	99	101	102
Than nhập _ Thấp (USD/ton)	89	81	83	82	81	80
LNG_ Cao (USD/MMBTU)	10.4	11.0	11.9	12.1	12.3	12.3
LNG_ Cơ sở (USD/MMBTU)	10.4	11.0	11.8	11.8	11.9	11.9
LNG_ Thấp (USD/MMBTU)	10.4	10.6	10.7	10.7	10.6	10.6



Hình 9.17: Các kịch bản dự báo giá nhiên liệu nhập khẩu
+ Kịch bản giảm chi phí vốn đầu tư nguồn điện gió offshore (KB_offshore):

Công nghệ gió offshore hiện tại là công nghệ mới được phát triển, có tiềm năng giảm chi phí đầu tư trong tương lai. Kịch bản này sẽ xét trường hợp vốn đầu tư của gió offshore sẽ giảm thấp hơn số liệu trong cảm nang công nghệ 2019 như một số dự báo trong các dự án nghiên cứu hỗ trợ gần đây của Cục năng lượng Đan Mạch.

Bảng 9.22: Chi phí vốn đầu tư của điện gió offshore theo các kịch bản

Giai đoạn	Cẩm nang công nghệ 2019 - Vốn đầu tư cơ sở		Báo cáo xếp hạng tiềm năng (Vietnam site LCOE screening – AEGIR)		Dự kiến vốn đầu tư trong KB_offshore	
	Móng cố định	Móng nổi	Móng cố định	Móng nổi	Móng cố định	Móng nổi
2020-2024	2718	3769	2718	3769	2539	3769
2025-2029	2655	3681	2655	3681	2480	3681
2030-2039	2250	3160	1631	2291	1941	2726
2040-2045	2090	2341	1232	1380	1661	1860

Ghi chú: CAPEX (chưa tính đến IDC)

Dự kiến vốn đầu tư của gió offshore trong kịch bản phân tích độ nhạy này (KB_offshore) phù hợp với dự báo trong nghiên cứu về khả năng phát triển gió offshore tại Việt Nam (giai đoạn 2) do Cục năng lượng Đan Mạch hỗ trợ cho QHĐ VIII.

+ *Kịch bản phân tích độ nhạy về khí hậu (KB_dry_year)*: đề án thực hiện tính toán cơ cấu nguồn điện cần thiết trong trường hợp năm nước khô hạn. Do tần suất nước về của các dòng sông trên mỗi miền trong năm sẽ khác nhau và thường không đồng thời xảy ra khô hạn cùng mức tần suất nước trên toàn quốc. Ngoài ra những năm khô hạn lại có khả năng phát điện của điện mặt trời cao hơn, sẽ bù đắp quy mô thiếu hụt điện năng từ thủy điện. Vì vậy, không cần thiết xem xét kịch bản khô hạn đến tần suất 90% của toàn bộ các nhà máy thủy điện, đề án lựa chọn kịch bản các nguồn thủy điện sẽ có thông số thủy văn ứng với tần suất nước 75% trên toàn quốc. Lượng điện năng phát của thủy điện sẽ giảm khoảng 20% so với năm nước trung bình.

+ *Phân tích độ nhạy về giá CO2 (KBCO2price)*: Trong các tính toán cơ sở giá CO2 được lấy theo giá thị trường giao ngay hiện hành, nên giá được tính toán ở mức khá thấp. Kịch bản này giả thiết chính phủ thực hiện chính sách thuế CO2 để điều khiển thị trường năng lượng. Mức thuế CO2 được giả thiết áp dụng là 5 USD/tấn giai đoạn 2021-2025, tăng lên 8 USD/tấn giai đoạn 2026-2030, 10 USD/tấn giai đoạn 2031-2045.

**b) Kết quả tính toán cơ cấu nguồn điện của các kịch bản phân tích độ nhạy.
Tổng hợp quy mô công suất nguồn điện dự kiến phát triển trong giai đoạn
quy hoạch**

Việc quyết định quy mô phát triển các loại hình nguồn điện sẽ xem xét dự phòng thêm rủi ro xảy ra năm khô hạn, gây giảm khả năng huy động nguồn thủy điện trong giai đoạn quy hoạch (đến 2045).

Kết quả phân tích độ nhạy khi thay đổi thông số đầu vào của kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn theo từng năm như sau:

+ Năm 2025:

Bảng 9.23: Tổng hợp thay đổi quy mô nguồn điện năm 2025 của các kịch bản phân tích độ nhạy so với kịch bản cơ sở KB1B_CLNLTT. Đơn vị: GW

Kịch bản	LNG (ICE)	Gió onshore +nearshore
KB_high_DE	0.6	2.1
KB_low_DE	0.0	-0.97
KB_high_fuel	0.0	0.00
KB_low_fuel	0.0	0.00
KB_offshore	0.0	0.00
KB_dry_year	0.0	4.8
KBCO2price	0.0	0.00
Công suất bổ sung thêm vào kịch bản cơ sở		4.8

Khi các thông số đầu vào thay đổi theo các kịch bản độ nhạy, năm 2025 chỉ có nguồn ICE, gió onshore thay đổi quy mô công suất. Trường hợp xảy khô hạn, cần tăng thêm 4,8GW điện gió onshore cho kịch bản phụ tải cơ sở.

+ Năm 2030

Bảng 9.24: Tổng hợp thay đổi quy mô nguồn điện năm 2030 của các kịch bản phân tích độ nhạy so với kịch bản cơ sở KB1B_CLNLTT. Đơn vị: GW

Kịch bản	NĐ than	LNG (CCGT)	LNG (ICE+SCGT)	Gió onshore +nearshore	Gió offshore	Điện mặt trời
KB_high_DE	2.0	4.0	0.2	0.0	1.0	0.5
KB_low_DE	0.0	-2.0	0.3	-2.1	-0.5	-1.6
KB_high_fuel	0.0	-0.2	-0.2	0.5	0.4	0.1
KB_low_fuel	0.0	0.5	0.4	-1.7	-0.5	-0.7
KB_offshore	0.0	-2.2	-0.3	0.7	5.1	-3.5
KB_dry_year	0.0	1.2	0.1	1.5	1.4	0.3
KBCO2price	0.0	-1.8	-1.1	3.9	2.5	1.0
Công suất bổ sung thêm vào kịch bản cơ sở		1.2		1.5	1.5	

Từ kết quả tính toán công suất nguồn điện thay đổi theo các kịch bản phân tích độ nhạy, năm 2030, trường hợp kịch bản phát triển cao cần xem xét bổ sung thêm khoảng 2 GW nhiệt điện than, 4GW TBKHH sử dụng LNG, 1,8GW nguồn gió và điện mặt trời. Trường hợp xảy ra năm khô hạn, cần bổ sung thêm tổng số 4,2GW nguồn điện, trong đó chủ yếu nguồn LNG và các nguồn điện gió sẽ được xem xét bổ sung.

Trường hợp chi phí vốn đầu tư điện gió offshore giảm thấp hơn dự kiến trong Cẩm nang công nghệ 2019, nguồn gió offshore sẽ được lựa chọn phát triển đến 5GW vào năm 2030, như vậy nguồn gió offshore sẽ có tiềm năng phát triển cao hơn so với kết quả kịch bản cơ sở.

+ Năm 2035:

Bảng 9.25: Tổng hợp thay đổi quy mô nguồn điện năm 2035 của các kịch bản phân tích độ nhạy so với kịch bản cơ sở KB1B_CLNLTT. Đơn vị: GW

Kịch bản	NĐ than	LNG (CCGT)	LNG (ICE+SCGT)	Sinh khối	Thủy điện+TĐN	Gió onshore +nearshore	Gió offshore	Điện mặt trời	Pin TN+TĐTN
KB_high_DE	5.4	4.8	2.4	0.0	0.0	2.8	2.0	9.2	0.9
KB_low_DE	0.3	-6.4	1.0	-0.2	0.0	-0.3	0.0	-3.1	-1.7
KB_high_fuel	-3.5	2.3	0.5	0.0	0.0	0.9	0.0	1.5	-0.4
KB_low_fuel	-3.5	3.3	0.7	0.0	0.0	0.2	0.0	-0.2	-0.7
KB_offshore	3.0	-10.7	2.5	0.7	0.0	0.4	7.8	-0.5	0.9
KB_dry_year	-2.6	3.5	0.1	0.0	0.3	2.0	2.1	0.2	-1.4
KBCO2price	-3.5	-4.9	3.9	0.9	0.0	1.9	2.8	5.0	-0.4
Công suất bổ sung thêm vào kịch bản cơ sở		1.0			0.3	2.0	2.1		

+ Năm 2040:

Bảng 9.26: Tổng hợp thay đổi quy mô nguồn điện năm 2035 của các kịch bản phân tích độ nhạy so với kịch bản cơ sở KB1B_CLNLTT. Đơn vị: GW

Kịch bản	NĐ than	LNG (CCGT)	LNG (ICE+SCGT)	Sinh khối	Thủy điện+TĐN	Gió onshore +nearshore	Gió offshore	Điện mặt trời	Pin TN+TĐTN
KB_high_DE	8.9	7.9	5.6	0.0	0.0	5.9	6.0	12.6	3.6
KB_low_DE	1.4	-4.3	-3.0	0.2	0.0	-1.2	-1.9	-6.7	-1.7
KB_high_fuel	-3.9	2.5	-0.4	0.6	0.0	0.9	1.0	1.9	-0.4
KB_low_fuel	-5.3	3.6	1.9	-0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	-0.7
KB_offshore	6.8	-9.9	0.7	-0.6	0.0	-0.9	13.1	-7.2	0.9
KB_dry_year	-2.1	3.0	0.1	0.0	0.3	3.7	1.0	0.5	-0.4
KBCO2price	-7.9	0.5	3.7	0.7	0.0	7.1	3.8	5.7	-0.4
Công suất bổ sung thêm vào kịch bản cơ sở		1.0			0.5	3.7	1.0	0.5	

+ Năm 2045:

Bảng 9.27: Tổng hợp thay đổi quy mô nguồn điện năm 2045 của các kịch bản phân tích độ nhạy so với kịch bản cơ sở KB1B_CLNLTT. Đơn vị: GW

Kịch bản	NĐ than	LNG (CCGT)	LNG (ICE+SCGT)	Sinh khối	Thủy điện+TĐN	Gió onshore +nearshore	Gió offshore	Điện mặt trời	Pin TN+ TĐTN
KB_high_DE	9.2	11.1	7.4	0.0	0.0	8.1	8.0	16.8	6.0
KB_low_DE	-2.5	-6.6	-2.1	-0.1	0.0	-5.8	-2.9	-7.6	-2.3

Kịch bản	NĐ than	LNG (CCGT)	LNG (ICE+SCGT)	Sinh khối	Thủy điện+TĐN	Gió onshore +nearshore	Gió offshore	Điện mặt trời	Pin TN+ TĐTN
KB_high_fuel	-3.7	4.6	-1.9	0.1	0.9	-1.1	0.2	-0.4	-0.1
KB_low_fuel	-0.9	0.5	1.8	-0.1	0.2	1.3	-0.7	0.2	-0.8
KB_offshore	1.0	-2.5	1.7	-1.1	0.0	-11.6	12.6	-12.1	2.5
KB_dry_year	-1.1	1.1	0.3	0.1	0.3	3.2	2.1	0.5	0.4
KBCO2price	-2.4	1.9	2.5	0.1	0.0	-1.0	1.4	-0.7	-1.6
Công suất bổ sung thêm vào kịch bản cơ sở					0.9	3.2	2.1		0.4

Giai đoạn sau 2030, quy mô nguồn LNG có thể phát triển cao hơn kịch bản cơ sở KB1B_CLNLTT trong cả kịch bản giá nhiên liệu thấp và giá nhiên liệu cao. Điều này là do giá LNG hầu như không tăng trong khi giá than tăng khá cao trong kịch bản giá cao, trong kịch bản giá thấp mặc dù giá than giảm nhưng giá LNG cũng giảm và giảm nhiều hơn so với giá than. Trong kịch bản phụ tải cao, nguồn điện sử dụng LNG, than và các nguồn NLTT đều được phát triển thêm.

Đến năm 2045, để dự phòng bổ sung cho kịch bản khô hạn, các loại hình nguồn điện chính có thể xem xét bổ sung là: 3,2 GW điện gió và 2,1 GW gió offshore, 0,9 GW thủy điện nhỏ, 0,4 GW pin tích năng.

Tổng hợp quy mô nguồn điện được đưa vào quy hoạch phát triển đến năm 2045 cho phụ tải cơ sở như sau:

Bảng 9.28: Tổng hợp quy mô nguồn điện đưa vào quy hoạch giai đoạn đến năm 2045 –phụ tải cơ sở

Loại hình nguồn điện	Công suất đặt (GW)					
	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Than nội	14.3	16.8	16.9	17.5	16.4	14.7
Than nhập	6.1	12.7	20.3	26.4	32.2	35.4
Khí nội	7.1	9.0	10.6	7.9	7.9	7.9
LNG (CCGT)	0.0	3.5	15.0(+1.2)	30.8(+1)	35.3+(1)	42.7
LNG (ICE+SCGT)	0.0	0.6	1.4	5.0	11.5	16.0
Dầu	1.9	0.9	0.1	0.0	0.0	0.0
NLTT khác	0.1	0.4	0.9	0.9	0.9	0.9
Sinh khối	0.5	1.6	2.2	2.8	3.6	4.3
Thủy điện+TĐN	20.7	24.5	24.7	24.7(+0.3)	24.7(+0.5)	24.7(+0.9)
Điện gió	0.6	6.5(+4.8)	14.7(+1.5)	21.1(+2.0)	27.2(+3.7)	36.4(+3.2)
Gió offshore	0.0	0.0	0.5(+1.5)	6.9(+2.1)	14.0 (+1)	19.0(+2.1)
Điện mặt trời + áp mái	16.6	17.2	18.6	29.6	41.7(+0.5)	55.0
Pin TN+TĐTN	0.0	0.0	1.2	4.5	6.0	7.4(+0.4)
Nhập khẩu	1.3	3.5	5.7	5.7	5.7	5.7

Loại hình nguồn điện	Công suất đặt (GW)					
	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Tổng công suất tính toán của kịch bản cơ sở	69.2	97.3	132.8	183.8	227.0	270.0
Tổng công suất nguồn đưa vào quy hoạch	69.2	102.1	137.1	189.6	233.7	276.6
Pmax phụ tải cơ sở	38.7	59.4	86.5	114.0	135.6	153.3

Ghi chú: (+2): công suất đặt thêm vào để dự phòng trường hợp rủi ro thời tiết khô hạn, giảm khả năng huy động nguồn thủy điện.

Quy mô nguồn điện trên sẽ được đưa vào mô hình PDPAT thể thực hiện cân bằng công suất và điện năng theo từng năm và theo từng vùng.

9.3.4. Vấn đề về phát triển các nguồn điện linh hoạt

Việc phát triển các nguồn điện linh hoạt trong hệ thống điện rất cần thiết để tích hợp các nguồn điện biến đổi như gió và mặt trời. Kết quả tính toán từ mô hình Balmorel lựa chọn phát triển các loại hình nguồn điện linh hoạt sau: Thủy điện tích năng, pin tích năng, động cơ đốt trong (ICE) và tua bin khí chu trình đơn (SCGT) sử dụng LNG. Ngoài việc phát triển các nguồn điện linh hoạt, các nhà máy nhiệt điện (nhiệt điện than, TBKHH) được xây dựng mới và cải tạo đều phải được lựa chọn các thiết bị công nghệ mới tăng tính linh hoạt (các thông số huy động tổ máy linh hoạt hơn như: công suất phát cực tiểu có thể đạt thấp, tốc độ tăng giảm tải cao hơn...).

Nguồn linh hoạt chạy LNG gồm ICE và SCGT dự kiến phát triển như sau:

Bảng 9.29: Khối lượng nguồn linh hoạt chạy LNG dự kiến phát triển – kịch bản phụ tải cơ sở
(đơn vị: GW)

Năm	2025	2030	2035	2040	2045
1. Bắc Bộ					
Động cơ đốt trong (ICE)		0,5	1,9	3,7	4,9
Tua bin khí chu trình đơn (SCGT)		0	0	1,1	2,3
2. Nam Bộ					
Động cơ đốt trong (ICE)	0,6	0,9	2,4	3,9	5,1
Tua bin khí chu trình đơn (SCGT)			0,6	2,1	3,3
3. Tổng toàn quốc					
Động cơ đốt trong (ICE)	0,6	1,4	4,3	7,6	10,0
Tua bin khí chu trình đơn (SCGT)			0,6	3,2	5,6

Nguồn: Kết quả từ mô hình Balmorel – kịch bản KB1B_RE

Các nguồn điện linh hoạt ICE và SCGT được phát triển chủ yếu dùng để phủ định, đáp ứng nhanh nhu cầu phụ tải khi công suất nguồn gió và mặt trời giảm đột ngột, có số giờ vận hành không cao (Tmax dưới 1000h/năm), nhu cầu LNG sử dụng không lớn. Trong khi đó, đối với các tua bin khí chu trình hỗn hợp, do chi phí xây dựng cao hơn và độ linh hoạt kém hơn nên đòi hỏi số giờ vận hành cao để đáp ứng tính kinh tế của dự án (nhiều nhà đầu tư đòi hỏi nhà máy CCGT phải được chạy đáy biểu đồ phụ tải với Tmax 6000h/năm). ICE và SCGT có thể xây dựng với quy mô nhà máy nhỏ, có thể đặt gần

trung tâm phụ tải, nhiên liệu LNG sẽ được vận chuyển bằng xe bồn, xà lan hoặc hệ thống đường ống từ các kho cảng. Do số giờ vận hành không cao nên ICE và SCGT chỉ phát triển được khi có thị trường dịch vụ phụ trợ, có giá công suất dự phòng và giá điện năng phát giờ cao điểm.

9.4. CÂN BẰNG CÔNG SUẤT - ĐIỆN NĂNG TOÀN QUỐC TRONG GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH

a) Cân đối với kịch bản nhu cầu phụ tải theo kịch bản cơ sở

Đề án thực hiện tính toán cân bằng công suất hệ thống điện toàn quốc theo từng năm và 6 vùng bằng mô hình huy động công suất nguồn điện PDPAT. Cân đối cung cầu điện được tính cho phương án phụ tải cơ sở.

Trong phần cân đối này, TBKHH Hiệp Phước mở rộng (1200MW) mới được bổ sung QHĐ VII ĐC và đưa vào vận hành năm 2021-2022 để dự phòng cho rủi ro thiếu điện trong trường hợp phụ tải miền Nam phát triển theo kịch bản phụ tải cao của QHĐ VII ĐC. Việc này sẽ sớm làm tăng truyền tải theo chiều từ Nam ra Bắc từ năm 2024, cần phải sớm hoàn thành đường dây 500kV Quảng Trạch – Nghi Sơn – Nam Định trước 2025.

Kết quả tính toán cân đối công suất toàn quốc theo các kịch bản phụ tải xem chi tiết trong phần *phụ lục chương 9 (PL9.4A và PL9.4B)*. Tổng hợp kết quả tính toán như sau:

+ Cân bằng công suất đặt toàn quốc:

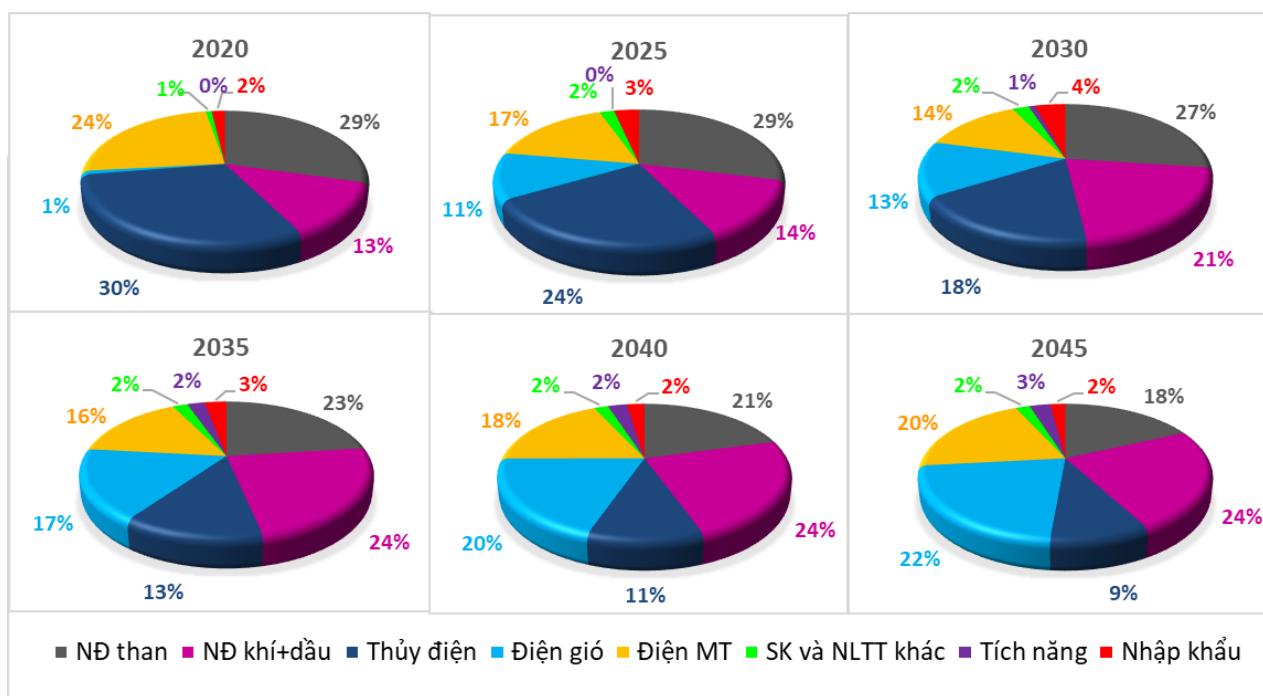
Bảng 9.30: Cân bằng công suất HTD toàn quốc giai đoạn đến năm 2045
(KB phụ tải cơ sở)- Đơn vị: MW

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
TOÀN QUỐC							
	Tổng nhu cầu	38706	59389	86493	113952	135596	153271
	Tổng công suất đặt	69258	102193	137662	190391	233816	276601
	Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	34.3%	24.0%	16.1%	11.8%	6.9%	4.6%
	<i>Trong đó:</i>						
	NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	16391	14726
	NĐ than nhập	6150	12682	20362	26392	31992	35192
	TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900
	TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
	TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	12550	27650	32900	38150
	Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	600	1400	4900	10800	15600
	NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
	Thủy điện	17085	19697	19792	19792	19792	19792
	Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
	Điện gió trên bờ, gần bờ	630	11320	16010	23110	30910	39610
	Điện gió offshore	0	0	2000	9000	15000	21000

TT	Chi tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
	Điện mặt trời +áp mái (MW)	16640	17240	18640	30290	42340	55090
	Điện sinh khối và NLTT khác	570	2050	3150	3860	4510	5310
	TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	4500	6000	7800
	Nhập khẩu Trung Quốc	700	700	700	700	700	700
	Nhập khẩu Lào	572	2808	4977	4977	4977	4977

Chi tiết cân đối công suất theo vùng trình bày trong phần phụ lục chương 9 - PL9.4A

Cơ cấu công suất theo các năm trình bày trong hình vẽ



Hình 9.18: Sự thay đổi cơ cấu công suất nguồn điện theo các mốc thời gian (KB phụ tải cơ sở)

Cơ cấu công suất có sự thay đổi dần theo hướng giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than, tăng dần tỷ trọng nguồn nhiệt điện khí và năng lượng tái tạo. Tỷ trọng thủy điện sẽ giảm dần do hiện đã khai thác gần hết tiềm năng, các nguồn điện gió và mặt trời sẽ được phát triển mạnh trong tương lai, tỷ trọng công suất nguồn NLTT (gồm cả thủy điện lớn) đạt 50% năm 2020, 48% năm 2030 và 53% năm 2045.

Tổng hợp cơ cấu nguồn điện theo các loại hình chủ đầu tư giai đoạn đến 2045 như sau:

Bảng 9.31: Cơ cấu công suất đặt nguồn điện theo các loại hình chủ đầu tư

Loại hình nguồn /năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
BOT	6.7%	8.9%	14.3%	10.5%	8.8%	7.5%
IPP	40.8%	43.1%	38.7%	41.5%	43.1%	44.9%
EVN	12.8%	13.2%	12.4%	9.7%	7.8%	6.6%
EVNGC1	11.1%	7.6%	5.7%	4.2%	3.1%	2.2%
EVNGC2	6.1%	4.1%	3.1%	2.3%	1.9%	1.6%

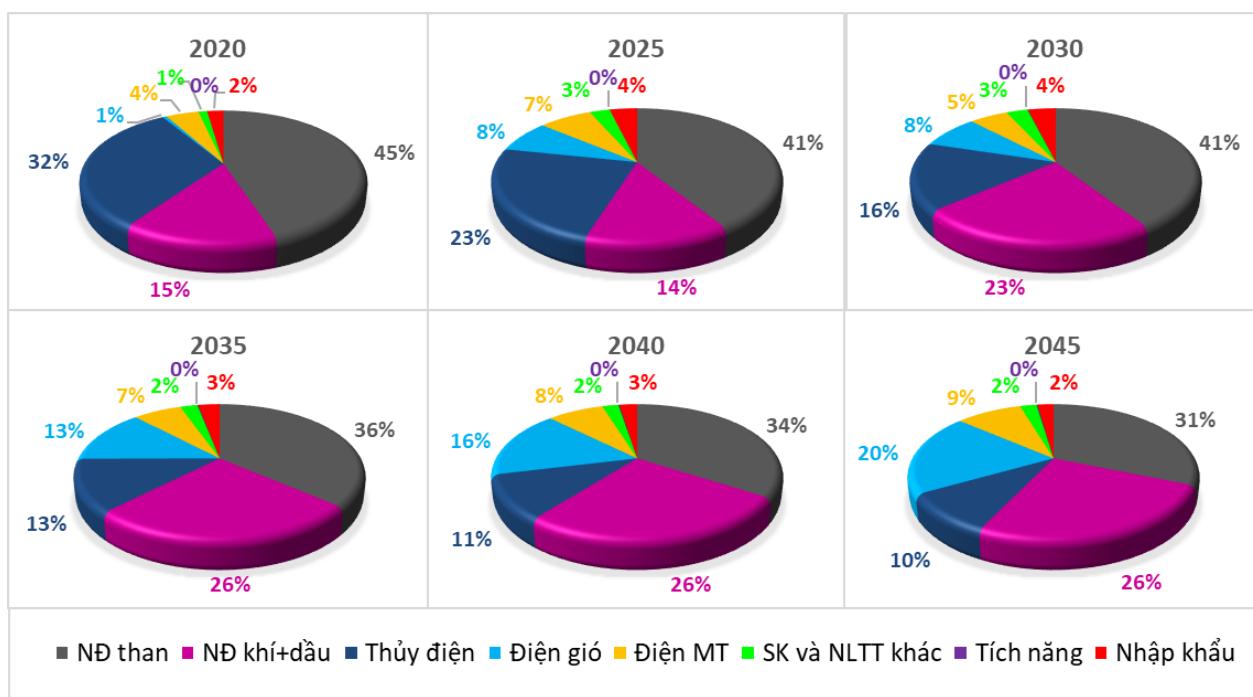
Loại hình nguồn /năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
EVNGC3	12.0%	8.1%	5.8%	3.4%	2.8%	2.3%
PVN	6.1%	8.0%	7.0%	5.2%	3.7%	3.4%
TKV	2.5%	1.8%	1.3%	1.6%	1.1%	0.8%
Chưa có CĐT	0.0%	1.8%	7.5%	18.5%	25.3%	28.6%
Nhập khẩu	1.8%	3.4%	4.2%	3.1%	2.5%	2.1%

+ **Cân bằng điện năng toàn quốc:**

Bảng 9.32: Cân bằng điện năng HTĐ toàn quốc theo vùng giai đoạn đến năm 2045
(năm nước trung bình, phụ tải cơ sở) - Đơn vị: GWh

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
A.	TỔNG NHU CẦU BẮC BỘ	93783	144307	210323	277449	330036	372522
	Tổng điện sản xuất	94701	133063	182931	239729	292656	339500
	Cân đối	918	-11244	-27392	-37720	-37380	-33022
I.	Thủy điện+TN+NLT+NK	44013	56178	61840	66568	72979	79619
II.	Nhiệt điện	50688	76884	121091	173160	219676	259881
B.	TỔNG NHU CẦU BẮC TRUNG BỘ	12688	21787	33610	48688	63066	76982
	Tổng điện sản xuất	16909	31471	54111	60903	65417	69979
	Cân đối	4221	9684	20501	12215	2351	-7003
I.	Thủy điện+nhập khẩu+NLT	5959	12050	15420	16239	17389	19046
II.	Nhiệt điện	10949	19421	38691	44664	48028	50933
C.	TỔNG NHU CẦU TRUNG TRUNG BỘ	10840	17526	26193	34831	41801	47644
	Tổng điện sản xuất	9716	16915	42934	57656	64495	65226
	Cân đối	-1124	-611	16741	22825	22694	17582
I.	Thủy điện+nhập khẩu+NLT	9324	16581	21907	23659	25213	26900
II.	Nhiệt điện	392	334	21027	33997	39282	38326
D.	TỔNG NHU CẦU TÂY NGUYÊN	4604	8859	13586	18210	22016	25265
	Tổng điện SX	13707	26031	26562	34411	38684	49605
	Cân đối	9103	17172	12976	16201	16668	24340
I.	Thủy điện+nhập khẩu+NLT	13669	26016	26532	34387	38634	49543
II.	Nhiệt điện	38	15	31	24	49	62
E.	TỔNG NHU CẦU NAM TRUNG BỘ	11949	17580	28218	40035	50972	61331
	Tổng điện SX	39117	48064	72798	109636	141320	164289
	Cân đối	27168	30484	44580	69601	90348	102958
I.	Thủy điện+Tích năng+NLT	14359	23852	28751	60089	88180	112679
II.	Nhiệt điện	24758	24213	44047	49547	53140	51610
F.	TỔNG NHU CẦU NAM BỘ	112506	168571	239362	307784	357061	393256
	Tổng điện SX	72220	123086	171968	224665	262343	288398
	Cân đối	-40286	-45485	-67394	-83119	-94718	-104858
I.	Thủy điện+TN+nhập khẩu+NLT	11175	35979	43885	68256	94659	117706
II.	Nhiệt điện	61045	87107	128083	156410	167684	170693
G.	TOÀN QUỐC	246370	378630	551292	726997	864952	977000
	Tổng nhu cầu	246370	378630	551292	726997	864952	977000
	Tổng điện SX	246370	378630	551292	726997	864952	977000

Tỷ trọng sản xuất điện của các loại nguồn điện trình bày trong hình vẽ



Hình 9.19: Sự thay đổi cơ cấu điện năng sản xuất của các loại hình nguồn điện theo các mốc thời gian quy hoạch (năm nước trung bình)

Về cơ cấu điện năng, tỷ trọng điện năng của nhiệt điện than sẽ giảm dần, tỷ trọng nhiệt điện khí sẽ tăng dần. Tỷ trọng điện năng của năng lượng tái tạo (gồm cả thủy điện lớn) sẽ đạt mục tiêu chiến lược. Tỷ lệ cắt giảm năng lượng tái tạo (kể cả thủy điện) đạt 1-4%, tỷ lệ này ở các nước đã phát triển năng lượng tái tạo quy mô lớn (như Mỹ, Đức) là 3-4%.

Đề án thực hiện cân bằng điện năng toàn quốc cho những năm nước khô hạn (giả thiết khô hạn ứng với tần suất nước 75% trên toàn quốc). Kết quả tính toán xem các bảng sau:

Bảng 9.33: Cân bằng điện năng HTD toàn quốc theo vùng giai đoạn đến năm 2045 (năm nước khô hạn, phụ tải cơ sở)- Đơn vị: GWh

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
A.	TỔNG NHU CẦU BẮC BỘ	93783	144307	210323	277449	330036	372522
	Tổng điện sản xuất	93616	125728	176471	234284	288473	335289
	Cân đối	-167	-18579	-33852	-43165	-41563	-37233
I.	Thủy điện+TN+NLTT+NK	36295	47300	53888	58220	64261	70757
II.	Nhiệt điện	57321	78428	122583	176064	224212	264531
B	TỔNG NHU CẦU BẮC TRUNG BỘ	12688	21787	33610	48688	63066	76982
	Tổng điện sản xuất	17150	33819	56238	62170	65343	69245
	Cân đối	4462	12032	22628	13482	2277	-7737
I.	Thủy điện+nhập khẩu+NLTT	5058	10371	13311	14512	15338	17194
II.	Nhiệt điện	12091	23449	42927	47657	50005	52050
C.	TỔNG NHU CẦU TRUNG TRUNG BỘ	10840	17526	26193	34831	41801	47644
	Tổng điện sản xuất	8147	14413	43458	58257	64580	65018
	Cân đối	-2693	-3113	17265	23426	22779	17374
I.	Thủy điện+nhập khẩu+NLTT	7723	14046	19184	20983	22519	24281

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
II.	Nhiệt điện	424	367	24274	37274	42061	40737
D.	TỔNG NHU CẦU TÂY NGUYÊN	4604	8859	13586	18210	22016	25265
	Tổng điện SX	10857	22064	23232	31291	35470	46742
	<i>Cân đối</i>	6253	13205	9646	13081	13454	21477
I.	Thuỷ điện+nhập khẩu+NLTT	10815	22033	23206	31263	35418	46681
II.	Nhiệt điện	42	31	26	27	52	62
E.	TỔNG NHU CẦU NAM TRUNG BỘ	11949	17580	28218	40035	50972	61331
	Tổng điện SX	39689	48776	75183	110954	140653	165972
	<i>Cân đối</i>	27740	31196	46965	70919	89681	104641
I.	Thuỷ điện+Tích năng+NLTT	12385	21708	26695	57544	86258	111288
II.	Nhiệt điện	27304	27068	48489	53410	54395	54684
F.	TỔNG NHU CẦU NAM BỘ	112506	168571	239362	307784	357061	393256
	Tổng điện SX	76945	133856	176698	230027	270386	294725
	<i>Cân đối</i>	-35561	-34715	-62664	-77757	-86675	-98531
I.	Thuỷ điện+TN+nhập khẩu+NLTT	10028	34877	43263	67319	93590	116595
II.	Nhiệt điện	66916	98979	133435	162708	176795	178130
G.	TOÀN QUỐC						
	Tổng nhu cầu	246370	378630	551292	726997	864952	977000
	Tổng điện SX	246370	378630	551292	726997	864952	977000

Theo kết quả tính toán, trường hợp thời tiết khô hạn, hệ thống vẫn có khả năng đảm bảo cấp điện chon nhu cầu phụ tải dự báo với độ tin cậy cung cấp điện đạt tiêu chí quy hoạch. Trong những năm nước khô hạn, nhiệt điện sẽ phát số giờ cao hơn và truyền tải Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ sẽ cao hơn so với năm nước trung bình.

Kết quả tính toán phủ biểu đồ phụ tải của các nhà máy điện trong giai đoạn quy hoạch cho thấy:

- Nhiệt điện than có Tmax trung bình khoảng 5000-6000h
- Nhiệt điện khí công nghệ TBKHH có Tmax trung bình thấp hơn nhiệt điện than, đạt khoảng 4500-5000h
- Nhiệt điện khí công nghệ động cơ đốt trong và TBK chu trình đơn (nguồn linh hoạt) có Tmax đạt khoảng 800-1500h
- Thủ điện lớn có Tmax trung bình khoảng 3500h-4500h, thủ điện nhỏ có Tmax trung bình khoảng 3000h
- Điện gió onshore+nearshore có Tmax trung bình khoảng 2500h-3500h, điện gió offshore có Tmax trung bình khoảng 4500h
- Điện mặt trời có Tmax trung bình tùy theo từng vùng như sau: khu vực Tây Bắc khoảng 1300-1400h, Bắc Trung Bộ khoảng 1300h, Trung Trung Bộ là 1500h, Tây Nguyên 1600h, Nam Trung Bộ và Nam Bộ là 1650 -1720h
- Điện sinh khối có Tmax khoảng 3000-5000h

Như vậy các nhà máy nhiệt điện sẽ có Tmax hàng năm thấp hơn so với quy định truyền thống khi phát triển NLTT quy mô lớn (gió và mặt trời): Nhiệt điện than đạt

5000-6000h, TBKHH đạt 4500-5000h/năm. Các nhà máy nhiệt điện xây dựng mới và cải tạo cần được lựa chọn công nghệ mới tăng cường tính linh hoạt.

+ Quy mô truyền tải điện liên vùng:

Trong giai đoạn tới, do phụ tải miền Bắc có xu hướng tăng lên và miền Nam sẽ giảm đi so với Quy hoạch điện 7 điều chỉnh, đồng thời các nguồn điện gió và mặt trời sẽ phát triển quy mô lớn ở khu vực miền Nam. Vì vậy xu hướng truyền tải sẽ chuyển dần từ chiều Bắc – Nam sang chiều Nam Trung Bộ - Bắc Bộ, cụ thể:

Ngay từ năm 2025, truyền tải từ Bắc Trung Bộ ra Bắc Bộ đạt trên 18 -26 tỷ kWh, quy mô truyền tải này sẽ tăng dần lên đạt 38-44 tỷ vào năm 2035, đến 2045 sẽ đạt 32-36 tỷ kWh hàng năm. Từ năm 2030, công suất cực đại của truyền tải liên vùng Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ sẽ luôn đạt 8-9 GW, số giờ truyền tải công suất cực đại quy đổi Tmax sẽ đạt mức cao (4000- 5000h/năm) do các đường dây truyền tải này gần như sẽ để truyền tải các nhà máy nhiệt điện (than, TBKHH) của khu vực Bắc Trung Bộ và Trung Trung Bộ ra Bắc Bộ. Cần thực hiện nâng khả năng truyền tải Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ từ 2,5GW hiện trạng lên 5GW vào giai đoạn 2021-2025 và lên 8-9GW vào giai đoạn 2026-2030.

Hướng truyền tải Trung Trung Bộ – Bắc Trung Bộ cũng sẽ tăng lên 30-43 tỷ kWh/năm sau năm 2030, vì vậy cần xem xét nâng khả năng truyền tải trên liên kết này từ 4GW (hiện tại) lên 7GW vào giai đoạn 2031-2035 và lên 9GW giai đoạn 2041-2045

Truyền tải giữa Tây Nguyên và Trung Trung Bộ sẽ chuyển dần từ chiều truyền tải vào Nam ra chiều truyền tải ra miền Bắc, với điện năng truyền tải cao nhất trong giai đoạn quy hoạch là khoảng 13-17 tỷ kWh.

Chiều truyền tải từ Nam Trung Bộ ra Trung Trung Bộ sẽ tăng dần, đạt 4-9 tỷ kWh năm 2030 và khoảng 13-15 tỷ kWh năm 2045, cần nâng khả năng tải của truyền tải Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ từ 0,5GW hiện nay lên 3GW vào giai đoạn 2026-2030, nâng lên 5GW vào năm 2041-2045.

Nguồn điện khu vực Nam Trung Bộ sẽ chủ yếu truyền tải về Đông Nam Bộ, quy mô truyền tải tăng từ 39 tỷ kWh năm 2030 lên 90 tỷ kWh năm 2045.

b) Trường hợp nhu cầu phụ tải theo kịch bản cao

Theo kết quả tính toán tính toán mở rộng công suất từ mô hình Balmorel đã thực hiện trong các kịch bản phân tích độ nhạy, đề án tính toán cơ cấu công suất nguồn điện toàn quốc với kịch bản phụ tải cao, đồng thời có xét dự phòng cho trường hợp thời tiết khô hạn.

Kết quả tính toán cân đối nguồn điện toàn quốc cho kịch bản phụ tải cao như sau:

Bảng 9.34: Cơ cấu công suất đặt toàn quốc đến 2045 (kịch bản phụ tải cao)

TT	Chi tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
G	TOÀN QUỐC						
	Tổng nhu cầu	38706	61357	93343	128791	162904	189917
	Tổng công suất đặt	69258	103733	147522	218511	286026	342816
	Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	34.3%	21.0%	15.4%	10.8%	6.1%	2.3%
	Trong đó:						
	NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	17121	14961
	NĐ than nhập	6150	12682	22822	33052	39512	43512
	TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900
	TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
	TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	17100	32300	42850	49600
	Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	900	1600	8100	17300	23600
	NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
	Thuỷ điện	17085	19697	19792	19792	19792	19792
	Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
	Điện gió trên bờ, gần bờ	630	12280	16080	25880	34680	40080
	Điện gió offshore	0	0	3000	11000	23000	36000
	Điện mặt trời +áp mái (MW)	16640	17240	20140	38290	54840	71890
	Điện sinh khối và NLTT khác	570	2330	3230	3800	4450	5250
	TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	5400	9300	13800
	Nhập khẩu Trung Quốc	700	700	700	700	700	700
	Nhập khẩu Lào	572	2808	4977	4977	4977	4977

Chi tiết cân đối công suất theo vùng trình bày tại Phụ lục chương 9 - PL9.4B

Trường hợp phụ tải theo kịch bản cao, nguồn bổ sung giai đoạn 2021-2045 so với quy mô quy hoạch cho phụ tải cơ sở như sau:

+ Năm 2030: tăng 2GW nhiệt điện than và 0,2GW nguồn ICE tại Bắc Bộ, 4GW TBKHH sử dụng LNG tại Nam Bộ, 0,75GW TBKHH sử dụng LNG tại Bắc Bộ; 1GW gió offshore tại Nam Trung Bộ và 0,5GW điện mặt trời tại Nam Bộ.

+ Năm 2045:

- Tăng thêm 4GW nhiệt điện than tại Bắc Bộ, 4 GW nguồn nhiệt điện than tại Nam Bộ
- Nguồn ICE và SCGT tăng 3,8GW ở Bắc Bộ và 3,6 GW tại Nam Bộ;
- Nguồn TBKHH dùng LNG tăng 6GW tại Bắc Bộ, 1,6GW tại Bắc Trung Bộ, 3,2GW tại Nam Bộ
- Gió offshore thêm tại Nam Trung Bộ 15GW
- Nguồn điện mặt trời thêm tại Nam Bộ 9,5GW, tại Nam Trung Bộ 1,5GW, tại Tây Nguyên 3GW, tại Trung Trung Bộ 1GW, tại Bắc Trung Bộ 1,5GW.

- Nguồn pin tích năng tăng tại Nam Bộ (3,3GW), tại Nam Trung Bộ (1,2GW) và Bắc Bộ (1,5 GW)

Bảng 9.35: Cân bằng điện năng toàn quốc theo vùng đến 2045
(kịch bản phụ tải cao – năm nước trung bình)

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
A.	TỔNG NHU CẦU BẮC BỘ	93783	147664	224856	310693	392980	457578
	Tổng điện sản xuất	94377	135407	197449	265649	343210	410403
	Cân đối	594	-12257	-27407	-45044	-49770	-47175
I.	Thuỷ điện+TN+NLT+NK	44070	58528	62153	66085	73174	80526
II.	Nhiệt điện	50307	76880	135297	199564	270036	329877
B	TỔNG NHU CẦU BẮC TRUNG BỘ	12688	22516	36178	54822	75414	94857
	Tổng điện sản xuất	16926	32533	54895	71432	82815	90000
	Cân đối	4238	10017	18717	16610	7401	-4857
I.	Thuỷ điện+nhập khẩu+NLT	5917	11924	15307	17916	19566	22452
II.	Nhiệt điện	11010	20609	39588	53516	63249	67548
C.	TỔNG NHU CẦU TRUNG TRUNG BỘ	10840	18111	28269	39363	50223	59045
	Tổng điện sản xuất	9722	16941	46914	66476	70008	72880
	Cân đối	-1118	-1170	18645	27113	19785	13835
I.	Thuỷ điện+nhập khẩu+NLT	9326	16595	22577	24163	26634	28467
II.	Nhiệt điện	396	346	24337	42314	43374	44413
D.	TỔNG NHU CẦU TÂY NGUYÊN	4604	9325	15181	21649	28242	33898
	Tổng điện SX	13576	25717	29755	36383	46951	55438
	Cân đối	8972	16392	14574	14734	18709	21540
I.	Thuỷ điện+nhập khẩu+NLT	13534	25682	29710	36333	46887	55374
II.	Nhiệt điện	42	35	46	50	64	64
E.	TỔNG NHU CẦU NAM TRUNG BỘ	11949	18127	30345	45017	60844	75404
	Tổng điện SX	37975	50841	79611	125718	179591	219067
	Cân đối	26026	32714	49266	80701	118747	143663
I.	Thuỷ điện+Tích năng+NLT	14065	24227	33395	70257	121156	159685
II.	Nhiệt điện	23910	26614	46216	55462	58435	59382
F.	TỔNG NHU CẦU NAM BỘ	112506	175595	260526	350967	433081	492272
	Tổng điện SX	73794	129899	186710	256854	318205	365255
	Cân đối	-38712	-45696	-73816	-94113	-114876	-127017
I.	Thuỷ điện+TN+nhập khẩu+NLT	12137	37514	44848	83197	111358	145783
II.	Nhiệt điện	61657	92385	141862	173658	206846	219472
G.	TOÀN QUỐC						
	Tổng nhu cầu	246370	391338	595355	822511	1040784	1213054
	Tổng điện SX	246370	391338	595355	822511	1040784	1213054

Điện năng truyền tải trên liên kết Nam Trung Bộ - Nam Bộ của kịch bản phụ tải cao sẽ tăng cao hơn so với kịch bản cơ sở (tăng 30 tỷ giai đoạn 2041-2045), truyền tải Nam Trung Bộ - Nam Bộ đạt 105 tỷ kWh năm 2040 và 120 tỷ kWh năm 2045 (không tính đường dây truyền tải LNG Sơn Mỹ, Kê Gà), điều này là do tăng cường phát triển nguồn gió offshore tại Nam Trung Bộ. Vì vậy trường hợp kịch bản cao, cần tăng cường lưới truyền tải trên các liên kết Nam Trung Bộ - Nam Bộ so với kịch bản cơ sở.

Liên kết Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ cũng có điện năng tăng cao hơn kịch bản cơ sở (đạt 25 tỷ kWh vào năm 2045, tăng 12 tỷ kWh so với kịch bản cơ sở), cần xem xét tăng thêm 2GW công suất truyền tải trên liên kết Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ so với kịch bản cơ sở giai đoạn 2041-2045.

Liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ cũng cần tăng cường thêm khả năng tải so với kịch bản cơ sở do điện năng truyền tải sẽ đạt tới 53 tỷ kWh giai đoạn 2038-2045 (công suất cực đại cần đạt 10GW trên liên kết từ Quảng Trị ra đến Hà Nội).

9.5. TÍNH TOÁN PHÂN TÍCH CÁC PHƯƠNG ÁN NGUỒN ĐIỆN NGOÀI KỊCH BẢN NGUỒN LỰA CHỌN.

9.5.1. So sánh kịch bản nguồn đã lựa chọn với phương án đưa đầy đủ các nguồn TBKHH sử dụng LNG mới được bổ sung QHĐ VII điều chỉnh vào vận hành trước 2030.

Kết quả tính toán quy mô phát triển nguồn điện theo vùng từ mô hình Balmorel đã tính đến truyền tải điện liên vùng và lựa chọn kịch bản phát triển nguồn và lưới điện theo nguyên tắc tối thiểu hóa chi phí. Đến thời điểm tháng 9 năm 2020, đã có rất nhiều nguồn điện được phê duyệt bổ sung mới vào QHĐ VII ĐC, đặc biệt là các nguồn điện TBKHH sử dụng LNG ở miền Nam. Tổng quy mô TBKHH sử dụng LNG đã có tại QHĐ VII ĐC và mới bổ sung vào QHĐ VII ĐC đưa vào vận hành trước 2030 tại miền Nam khoảng 14,5GW. Để ánh tính toán phương án nguồn điện bao gồm đầy đủ các dự án mới được bổ sung quy hoạch (được gọi là phương án 2- PA2), cụ thể quy mô các nguồn TBKHH sử dụng LNG tại miền Nam như sau:

- LNG Nhơn Trạch 3&4: 1500MW vào vận hành năm 2023-2024
- LNG Hiệp Phước: 1200MW vào vận hành năm 2022
- LNG Sơn Mỹ II: 2250MW vào vận hành năm 2027-2029
- LNG Sơn Mỹ I: 2250MW vào vận hành năm 2030-2032
- LNG Bạc Liêu: 3200MW vào vận hành năm 2025-2028
- LNG Long Sơn: 1500MW vào vận hành năm 2027-2028
- LNG Cà Ná: 1500MW vào vận hành năm 2029-2030
- LNG Long An: 1500MW vào vận hành năm 2029-2030

Đối với kịch bản phụ tải cơ sở, do các nguồn TBKHH được đưa rất nhiều vào miền Nam, nên cơ cấu nguồn trong giai đoạn 2030 sẽ có sự thay đổi so với kịch bản chọn, nguồn điện gió và mặt trời tại miền Nam sẽ phải giảm bớt, nguồn TBKHH LNG ở miền Bắc cũng giảm bớt để tránh quá dư thừa nguồn điện toàn quốc. Cơ cấu nguồn sau năm 2030 sẽ được điều chỉnh để 2 phương án tương đương nhau trong các giai đoạn sau năm 2030. Khi đó cơ cấu nguồn điện của phương án 2 - phương án đưa vào đầy đủ các TBKHH sử dụng LNG bổ sung mới vào QHĐ VII ĐC như sau:

Bảng 9.36: Cơ cấu nguồn điện theo phương án 2 - đưa vào đầy đủ các TBKHH sử dụng LNG bổ sung mới vào QHĐ VII ĐC

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Tổng nhu cầu	38706	59389	86493	113952	135596	153271
Tổng công suất đặt	69258	102932	139652	189526	233751	276636
Tỷ lệ dự phòng (không gió và mặt trời)	34.3%	25.2%	18.3%	11.6%	6.9%	4.6%
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	16391	14726
NĐ than nhập	6150	12682	20362	26392	31992	35192
TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4565	4250	5050
TBKHH sử dụng LNG mới	0	3500	14500	27250	32150	37750
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	600	1400	5100	11400	15900
NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
Thuỷ điện	17085	19636	19731	19731	19731	19731
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió trên bờ và gần bờ	630	11320	16010	23110	30910	39610
Điện gió offshore	0	0	2000	9000	15000	21000
Điện mặt trời +áp mái (MW)	16640	17240	18640	29690	42340	55090
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2050	3150	3860	4510	5310
TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	4500	6000	7800
Nhập khẩu Trung Quốc	700	700	700	700	700	700
Nhập khẩu Lào	572	2808	4977	4977	4977	4977

Bảng 9.37: Sự thay đổi quy mô công suất các loại hình nguồn điện của 2 phương án nguồn

Vùng/năm	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PA1 - Phương án chọn của đề án – Đơn vị: MW						
LNG Bắc Bộ			750	2250	3750	4500
LNG Miền Nam	2700	3500	4300	5050	5800	8050
Điện gió toàn quốc	11320	12380	13280	13780	15480	18010
Điện mặt trời toàn quốc	17240	17440	17740	18040	18340	18640
PA2 - Đưa vào đầy đủ các TBKHH-LNG bổ sung mới vào QHĐ VII ĐC – Đơn vị: MW						
LNG Bắc Bộ					750	1500
LNG Miền Nam	2700	4300	6600	9100	11350	13400
Điện gió toàn quốc	11120	11980	12680	12980	13480	14810
Điện mặt trời toàn quốc	17240	17240	17240	17240	17240	17240

Như vậy so với KB chọn, trong giai đoạn đến 2030, phương án 2 sẽ tăng 2,4GW nguồn TBKHH, giảm 3,2GW điện gió và giảm 1,2 GW điện mặt trời ở Bắc Bộ.

Đối với phương án 2, để đảm bảo độ tin cậy cho miền Bắc và giải phóng công suất nguồn khu vực miền Nam, trong giai đoạn 2027-2030, các liên kết truyền tải sau sẽ được tăng cường so với phương án chọn (PA1):

- Liên kết Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ: Nâng lên 11GW trước năm 2028 (thay vì 8,5GW năm 2030) phong án chung)
- Liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ: Nâng lên 7,5 GW trước 2029 (thay vì 4GW năm 2030) phong án chung)
- Liên kết Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ: Nâng lên 5GW trước 2029 (thay vì 2,5GW năm 2030) phong án chung)

Về truy cập điện: toàn bộ truy cập Nam Trung Bộ - Bắc Bộ sẽ nâng lên khoảng 3GW so với PA1 trước năm 2028, trong đó truy cập tết ng khoảng 12 t kWh trên truy cập Nam Trung Bộ - Bắc Bộ giai đoạn 2029-2032 so với kế hoạch ban đầu. Do vậy sẽ phải thi công thêm đường dây 1 chiều siêu cao áp (800kV) từ Nam Trung Bộ (Ninh Thuận) ra Bắc Bộ (Hà Nội) dài 1500km, quy mô truy cập 3GW so với kế hoạch ban đầu năm 2028, chi phí đầu tư xây dựng đường dây 1 chiều khoảng 1,6 tỷ USD.

Kết quả so sánh chi phí toàn hệ thống giai đoạn 2021-2045 của 2 Phong án 1 và Phong án 2 cho thấy Phong án 2 có tổng chi phí toàn hệ thống lớn hơn giai đoạn 2021-2045 (quy về hiện tại) là nhì Phong án 1 khoảng 2,2 tỷ USD (đã tính cả chi phí tăng trưởng i n hàng năm của phong án 1 cao hơn phong án 2, do phong án 2 đầu tư đường dây 1 chiều).

So sánh phát thải CO₂ của 2 Phong án (nếu: tri ước CO₂)

Năm	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Phương án 1	206.6	220.9	233.9	248.8	254.4	263.3
Phương án 2	206.9	224.5	241.0	257.8	269.0	273.6

Tỷ lệ giảm phát thải CO₂ so với kế hoạch phát triển thông thường vào năm 2030 của phong án 1 là 15%, của phong án 2 là 11%. Tỷ lệ giảm phát thải của 2 phong án vẫn trong phạm vi cam kết NDC (9-27%)

Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng vốn đầu tư công là 34%, của phong án 2 là 30%.

i việc kinh tế số, áp dụng LNG theo Kế hoạch chung (KB 1B_NLTT) phát triển nguồn năng lượng - tưới theo vùng, giảm truy cập tết, mở rộng chính sách vay mua tiêu dùng lô hàng tái tạo và giảm phát thải. i việc kinh tế số, quy mô nguồn năng lượng TBKHH sử dụng LNG đã phê duyệt và áp dụng nhu cầu phát triển thêm.

9.5.2. Vấn đề nhập khẩu Lào và phương án nguồn điện khi xảy ra khả năng nhập khẩu Lào thấp

Tổng quy mô công suất nguồn điện tiềm năng có thể nhập khẩu từ Lào là 17GW gồm 7,4GW nguồn thủy điện, 4,9GW nguồn NĐ than, 5GW nguồn điện gió và mặt trời. Dự kiến đầu nối về Bắc Bộ là 2,8GW, Bắc Trung Bộ là 5,3GW, Trung Trung Bộ 7GW, Tây Nguyên 2GW. Hiện trạng đã nhập khẩu 572MW, đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận chủ trương nhập khẩu và phương án đấu nối là 1987MW, EVN đã báo cáo Bộ Công Thương tiềm năng có thể nhập khẩu thêm là 7,5GW, và khoảng 5GW công suất các dự án đang nghiên cứu nhập khẩu về Việt Nam. Danh mục tiềm năng và phân kỳ lựa chọn các nguồn điện nhập khẩu từ Lào cho phương án nguồn cơ sở được trình bày trong *phụ lục PL9.5B – phụ lục chương 9*.

Theo đó quy mô nguồn điện chắc chắn có thể nhập khẩu đến năm 2025 là khoảng 2500MW. Tuy vậy các dự án đã được Thủ tướng chấp thuận đều nằm ở miền Trung, trong khi nhu cầu công suất dự phòng rất cần bổ sung tại Bắc Bộ. Do đó đề án đề xuất sớm xem xét nhập khẩu cụm Nậm Ou về khu vực Bắc Bộ trước năm 2025 để giảm nguy cơ thiếu điện cho giai đoạn này.

Trong trường hợp rủi ro nhất, chỉ nhập được khoảng 2500MW từ Lào đến năm 2025 (là những dự án đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận chủ trương đầu tư) và giữ quy mô này trong suốt thời gian quy hoạch. Tổng quy mô nhập khẩu đến 2025 là 2500MW và giữ quy mô này trong suốt thời gian quy hoạch. Nhằm đảm bảo giữ tỷ lệ giảm phát thải CO₂ theo kịch bản cơ sở đã lựa chọn. Để bù vào quy mô nguồn điện không nhập khẩu được, dự kiến đầu tư thêm các nguồn điện sau:

- Cần đẩy sớm khoảng 700MW điện gió Bắc Bộ vào vận hành từ năm 2024-2025 (hiện đã đăng ký khoảng 1180MW điện gió Bắc Bộ),
- Tăng cường thêm 3000MW nguồn gió offshore tại Nam Trung Bộ vào năm 2030, 2000MW nguồn điện gió offshore vào năm 2045.
- Bổ sung thêm 900MW nguồn điện ICE và 1200MW nguồn pin tích năng trong giai đoạn đến 2030.

Bảng 9.38: Cơ cấu công suất nguồn điện giai đoạn đến 2045 (phương án nhập khẩu Lào thấp) – Đơn vị: MW

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Tổng nhu cầu	38706	59389	86493	113952	135596	153271
Tổng công suất đặt	69258	102410	140856	192280	236255	278790
Tỷ lệ dự phòng (không gió và mặt trời)	32.8%	22.2%	15.6%	11.6%	7.2%	4.6%
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	16391	14726
NĐ than nhập	6150	12682	20362	26392	31992	35192
TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900

TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4565	4250	5050
TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	12550	27650	32900	38150
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	600	2300	6000	12300	16800
NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
Thuỷ điện	17085	19636	19731	19731	19731	19731
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió	630	12020	16610	23210	31010	39710
Điện gió offshore	0	0	5000	11000	17000	23000
Điện mặt trời +áp mái (MW)	16640	17240	18640	30290	42340	55090
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2050	3150	3860	4510	5310
TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	2400	5700	7200	9000
Nhập khẩu Trung Quốc	700	700	700	700	700	700
Nhập khẩu Lào	572	2386	2531	2531	2531	2531

Phương án nhập khẩu Lào thấp có điện năng truyền tải cao nhất trên liên kết Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ là 43 tỷ kWh, công suất truyền tải lớn nhất khoảng 9500MW vào năm 2045 (số giờ vận hành ở mức này là dưới 300h). Công suất cực đại trên liên kết Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ đạt trong giới hạn n-1 của liên kết vào năm 2045 (dưới 10GW). Như vậy việc tăng cường thêm nguồn điện gió offshore tại Nam Trung Bộ thêm 3000MW năm 2030, 2000MW năm 2045 sẽ không phải tăng cường truyền tải liên miền so với kịch bản chọn.

Bảng 9.39: So sánh chi phí toàn hệ thống của phương án cơ sở và phương án nhập khẩu Lào thấp

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
1. Phương án cơ sở (giá NK Lào là 6,95 cent/kWh)						
Tổng chi phí toàn hệ thống (triệu USD)	16432	27729	39869	53810	61558	67794
Tổng Chi phí GĐ 2021-2045 hiện tại hóa về năm 2021 (triệu USD)	360185					
2. Phương án nhập khẩu Lào thấp						
Tổng chi phí toàn hệ thống (triệu USD)	16432	27793	41008	53803	61386	67695
Tổng Chi phí GĐ 2021-2045 hiện tại hóa về năm 2021 (triệu USD)	361687					

Như vậy phương án nhập khẩu Lào thấp và tăng cường phát triển điện gió ngoài khơi sẽ khiến chi phí hệ thống hiện tại hóa tăng khoảng 1,5 tỷ USD trong cả giai đoạn quy hoạch so với kịch bản chọn. Do đó việc sớm nhập khẩu được thêm nguồn thủy điện hồ chứa của Lào sẽ là giải pháp tốt nhất cho HTĐ Việt Nam, đặc biệt ở khu vực Bắc Bộ

9.5.3. Tính toán phân tích các kịch bản phát triển nguồn khí Kèn Bầu

Đề án tính toán với 2 phương án phát triển nguồn điện 4 GW và 6 GW nguồn TBKHH sử dụng khí Kèn Bầu tại Quảng Trị, vào vận hành trong giai đoạn 2031-2033.

Khi phát triển nguồn khí Kèn Bầu, nguyên tắc thay thế là vẫn phải đảm bảo cơ cấu nguồn điện toàn quốc (tỷ trọng các loại nguồn NĐ than, NĐ khí...) theo đúng định hướng của kịch bản chọn, nhằm giữ cho giá điện không tăng quá cao và đảm bảo mức độ an ninh năng lượng của cơ cấu nguồn điện. Do vậy khi phát triển nguồn khí Kèn Bầu sẽ xem xét thay thế cho các nguồn điện TBKHH sử dụng LNG. Miền Bắc sẽ là trung tâm phụ tải lớn nhất cả nước sau năm 2030, trong khi tiềm năng xây dựng nguồn điện khá hạn chế, nguồn TBKHH sử dụng khí Kèn Bầu vào vận hành sẽ có vai trò cấp điện cho khu vực Bắc Bộ, do nhu cầu khu vực Bắc Trung Bộ và Trung Trung Bộ khá nhỏ. Đề án đưa ra các phương án thay thế nguồn điện khi phát triển nguồn khí Kèn Bầu và tính toán trên kịch bản phụ tải cơ sở như sau:

- Phương án 1: Xây dựng 4GW nguồn TBKHH sử dụng khí Kèn Bầu ở Quảng Trị, thay thế cho nhiệt điện than Quảng Trị I (1,3GW), NĐ than Quảng Trị II (2GW) và 0,7 GW nguồn LNG Bắc Bộ.
- Phương án 2: Xây dựng 4GW nguồn TBKHH sử dụng khí Kèn Bầu ở Quảng Trị, thay thế cho NĐ than Quảng Trị II (2GW) và 2 GW nguồn TBKHH sử dụng LNG tại Bắc Bộ.
- Phương án 3: 4GW khí Kèn Bầu thay thế cho 4GW nguồn TBKHH sử dụng LNG miền Bắc.
- Phương án 4: 6 GW khí Kèn Bầu thay thế cho 6GW nguồn TBKHH sử dụng LNG miền Bắc.

Kết quả tính toán như sau:

Do việc tích hợp năng lượng tái tạo nên nguồn khí Kèn Bầu nói riêng và các nguồn nhiệt điện nói chung sẽ được huy động với số giờ thấp hơn so với truyền thống trước đây. Nguồn khí Kèn Bầu sẽ được huy động với Tmax khoảng hơn 5000h/năm.

Bảng 9.40: Điện năng truyền tải trên các hướng truyền tải chính giai đoạn 2035-2045

Phương án	Phương án 1			Phương án 2			Phương án 3			Phương án 4		
	2035	2040	2045	2035	2040	2045	2035	2040	2045	2035	2040	2045
Hướng truyền tải/năm												
Bắc Trung Bộ => Bắc Bộ	42.7	40.8	38.1	54.9	50.3	53.8	61.6	60.3	57.6	70.1	68.8	66.5
Trung Trung Bộ => Bắc Trung Bộ	31.6	39.6	44.6	43.8	49.2	55.0	43.5	48.4	56	52	57	65
Tây Nguyên => Trung Trung Bộ	3.7	6.8	12.8	3.7	6.7	13.4	3.3	6.2	13.6	3	6	13.2
Trung Trung Bộ => Tây Nguyên	8.0	5.5	3.6	7.5	5.6	4.4	10.4	5.6	4.2	10.6	5.7	4.3

Phương án	Phương án 1			Phương án 2			Phương án 3			Phương án 4		
	2035	2040	2045	2035	2040	2045	2035	2040	2045	2035	2040	2045
Nam Trung Bộ => Trung Trung Bộ	3.9	9.1	12.5	5.0	9.9	13.6	7.3	9	13.9	8.1	9.3	14.1
Tây Nguyên => Nam Bộ	16.9	13.9	14.6	16.1	14.4	16.4	18.4	13.9	15.9	18.4	13.8	15.9
Nam Trung Bộ => Tây Nguyên	0.0	0.1	1.1	0.0	0.4	1.6	0	0.4	1.6	0	0.4	1.6
Nam Trung Bộ => Nam Bộ	67.1	83.1	91.3	64.6	81.3	89.3	61	79.3	88.9	60.5	79	88.6

Điện năng truyền tải trên liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ giai đoạn 2035-2045 đạt khoảng 38-43 tỷ kWh/năm với phương án 1, 55 tỷ kWh/năm với phương án 2, đạt 60 tỷ kWh/năm với phương án 3 và 70 tỷ kWh/năm trong phương án 4. Công suất truyền tải nhất trên liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ sẽ đạt khoảng 10GW trong phương án 1; 11,5 GW trong phương án 2; 12GW trong phương án 3 và khoảng 14 GW trong phương án 4.

Liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ có quy mô công suất truyền tải cực đại khoảng 9-10GW trong kịch bản chọn. Khi phát triển 4GW nguồn TBKHH khí Kèn Bầu, việc thay thế theo phương án 1 sẽ ít ảnh hưởng đến lưới điện truyền tải nhất, chưa phải mở rộng thêm truyền tải. Công suất truyền tải liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ sẽ cần nâng thêm khoảng 1,5-2 GW trong phương án 2 và 3 so với kịch bản chọn. Khi phát triển 6GW nguồn TBKHH khí Kèn Bầu và thay thế như phương án 4 sẽ cần nâng công suất truyền tải liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ lên 5GW so với kịch bản chọn.

Như vậy trong các trường hợp phát triển nguồn khí Kèn Bầu và không chuyển đổi nhiên liệu cho NĐ than Quảng Trị sang sử dụng khí Kèn Bầu thì đều phải tăng cường lưới điện truyền tải từ Quảng Trị ra Hà Nội (dài 600km).

9.5.4. Tính toán phương án phát triển nguồn TBKHH sử dụng LNG tại Hải Lăng (Quảng Trị) và tại Chân Mây (Huế)

Theo đề xuất của Bộ Công Thương đưa thêm 1500MW nguồn LNG Hải Lăng vào quy hoạch trước năm 2030 để đề phòng nguồn điện khí Cá Voi Xanh vào vận hành sau năm 2030 (năm 2026-2027). Nếu đã quyết định phát triển nguồn LNG này, để đảm bảo tính kinh tế của dự án, vẫn phải đưa thêm 1500MW vào vận hành năm 2031-2032. Ngoài ra hiện nay còn có dự án LNG Chân Mây cũng dự kiến như trên (1500MW vào năm 2029-2030 và 1500MW vào năm 2031-2032).

Đề án tính toán phương án nguồn điện sau:

+ Phương án 1: Đây là phương án nguồn điện đề án đã lựa chọn cho kịch bản phụ tải cao, tại Trung Trung Bộ nguồn nhiệt điện dự kiến phát triển gồm:

- ND khí Cá Voi Xanh và khí Báo Vàng (tổng 4000MW) vào vận hành trong giai đoạn 2026-2030,
- ND than Quảng Trị I (1320MW) vào vận hành trong giai đoạn 2031-2035
- ND than Quảng Trị II (2000MW, thay cho ND than Quỳnh Lập I&II) vào vận hành trong giai đoạn 2031-2035.

+ Phương án 2: Kịch bản phụ tải cao, tại Trung Trung Bộ nguồn nhiệt điện dự kiến phát triển gồm:

- Phát triển 3000MW nguồn TBKHH sử dụng LNG tại Hải Lăng và 3000MW nguồn TBKHH sử dụng LNG tại Chân Mây vào vận hành trong giai đoạn 2027-2035. 6000MW nguồn TBKHH sử dụng LNG này sẽ thay thế cho các nguồn điện trong phương án 1 gồm: ND than Quảng Trị II (2000MW), TBKHH Nghi Sơn (3200MW), TBKHH Bắc Bộ (800MW)
- ND khí Cá Voi Xanh và khí Báo Vàng (tổng 4000MW) vào vận hành trong giai đoạn 2026-2030
- ND than Quảng Trị chỉ phát triển ND than Quảng Trị I (1320MW) vào vận hành trong giai đoạn 2031-2035

Bảng 9.41: Điện năng truyền tải trên các hướng chính của 2 phương án nguồn

Hướng truyền tải/năm	Phương án 1				Phương án 2			
	2030	2035	2040	2045	2030	2035	2040	2045
Bắc Trung Bộ => Bắc Bộ	27.4	45.0	49.8	47.3	35.9	50.5	58.7	58
Trung Trung Bộ => Bắc Trung Bộ	10.8	28.7	42.5	52.3	19.8	44.1	63.6	76.1
Tây Nguyên => Trung Trung Bộ	0.8	3.8	11.1	15.6	0.2	2.9	10.2	14.5
Trung Trung Bộ => Tây Nguyên	17.1	9.3	2.8	1.5	24	10.2	3.8	2.3
Nam Trung Bộ => Trung Trung Bộ	6.6	7.0	14.7	24.3	9.7	5.2	15.8	27.9
Tây Nguyên => Nam Bộ	30.0	20.2	10.6	8.4	37	22.2	12.5	10.4
Nam Trung Bộ => Tây Nguyên	0.1	0.0	0.1	1.0	0.3	0	0.1	1.3
Nam Trung Bộ => Nam Bộ	43.2	74.4	104.8	119.1	36.6	76.3	104.9	116.6

Bảng 9.42: Công suất truyền tải theo các hướng chính của 2 phương án nguồn

Hướng truyền tải/năm	Phương án 1				Phương án 2			
	2030	2035	2040	2045	2030	2035	2040	2045
Bắc Trung Bộ => Bắc Bộ	6	7.5	10	10	7	10	13	13
Trung Trung Bộ => Bắc Trung Bộ	4	8.5	10	10	6	11	13	13

So với phương án 1, phương án 2 có truyền tải trên liên kết từ Quảng Trị ra đến Hà Nội tăng 20 tỷ kWh, công suất truyền tải tăng 3GW. Đối với phương án 1, lưới liên miền Trung Trung Bộ - Bắc Bộ đã cần phải cải tạo cả 2 mạch đơn hiện có thành 2 mạch kép mới. Đối với phương án 2, ngoài quy mô xây dựng truyền tải liên miền của phương án 1, phương án 2 cần xây dựng thêm đường dây 1 chiều (HVDC800kV) từ Quảng Trị

ra Hà Nội với chiều dài 600km từ năm 2031, quy mô công suất 3000MW, chi phí vốn đầu tư là 1,06 tỷ USD.

Kết quả tính toán chi phí toàn hệ thống của 2 phương án nguồn như sau:

Bảng 9.43: So sánh chi phí hệ thống của 2 phương án nguồn – Đơn vị: Triệu USD

Hạng mục	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Chi phí toàn hệ thống phương án 1	16524.15	27703.43	42911.13	61822.23	75149.02	83374.48
Chi phí toàn hệ thống phương án 2	16524.15	27703.43	43944.76	62286.45	75487.52	83967.56
Tổng Chi phí HT hiện tại hóa về năm 2021 (triệu USD) – Phương án 1	375807					
Tổng Chi phí HT hiện tại hóa về năm 2021 (triệu USD) – Phương án 2	379046					

Như vậy tổng chi phí toàn hệ thống giai đoạn 2021-2045 hiện tại hóa của phương án 2 sẽ cao hơn phương án 1 khoảng 3,2 tỷ USD.

Phương án phát triển nguồn theo phương án số 2 sẽ có chi phí hệ thống cao hơn phương án chọn của kịch bản phụ tải cao khá lớn, cần xây dựng thêm một đường dây mới chiều để truyền tải nguồn điện TBKHH sử dụng LNG tại Quảng Trị ra Hà Nội. Vì vậy nếu phát triển nguồn TBKHH sử dụng LNG, đề án đề xuất lựa chọn các vị trí tại Bắc Bộ như phương án nguồn chọn của kịch bản phụ tải cao. Quy mô nguồn TBKHH sử dụng LNG do các nhà đầu tư đề xuất xây dựng tại Bắc Bộ hiện nay vẫn có thể đáp ứng nhu cầu phụ tải cao.

9.6. NHU CẦU NHIÊN LIỆU SƠ CẤP CHO SẢN XUẤT ĐIỆN

Nhu cầu nhiên liệu được tính toán cho trường hợp năm nước trung bình (sản lượng thủy điện là trung bình nhiều năm).

a) Nhu cầu về than

Năm 2020, nhu cầu sử dụng than nội của các nhà máy nhiệt điện than nội (than antraxit) là khoảng 40 triệu tấn/năm. Do sản lượng than trong nước cung cấp cho sản xuất điện sẽ hạn chế ở mức 35-36 triệu tấn/năm vào 2025 và 40 triệu tấn/năm các năm từ 2030. Vì vậy hiện nay đã phải nhập khẩu than antraxit bù cho các nhà máy hiện có đang sử dụng than nội. Có 03 nhà máy nhiệt điện than miền Bắc đã được thiết kế dùng than antraxit dự kiến vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025 với tổng công suất 3600MW sẽ phải xem xét sử dụng than trộn gồm: Thái Bình II, Hải Dương, Nam Định I. Các nhà máy nhiệt điện hiện sử dụng than nội tại miền Nam cũng cần xem xét chuyển sang sử dụng than trộn trong giai đoạn tới gồm: Vĩnh Tân II, Duyên Hải I. Tỷ lệ trộn sẽ phụ thuộc vào công nghệ của từng nhà máy, cần có nghiên cứu về tỷ lệ trộn giữa than trong nước và than nhập khẩu cho các nhà máy này.

Kết quả tính toán nhu cầu sử dụng than khẩu toàn quốc theo vùng xem các bảng sau:

Bảng 9.44: Nhu cầu than nhập khẩu cho sản xuất điện theo vùng (Kịch bản phụ tải cơ sở)

Đơn vị: triệu tấn/năm

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Bắc Bộ	0.1	5.6	9.5	16.7	25.4	26.6
Bắc Trung Bộ	0.5	4.6	10.5	12.8	14.6	14.9
Trung Trung Bộ	0.0	0.0	0.0	6.6	6.6	6.5
Nam Trung Bộ	6.2	7.4	11.0	12.3	12.7	12.4
Nam Bộ	5.6	10.7	15.6	15.3	14.7	14.4
Toàn quốc	12.4	28.3	46.6	63.7	74	74.8

Như vậy đối với kịch bản cơ sở, nhu cầu than nhập khẩu trung bình hàng năm là 35 triệu tấn vào năm 2025, 45 triệu tấn vào năm 2030, 58 triệu tấn vào năm 2035, 72 triệu tấn vào năm 2040 và 74 triệu tấn vào năm 2045. Trong trường hợp khô hạn nhu cầu than nhập khẩu sẽ tăng khoảng 3-4 triệu tấn/năm so với năm nước trung bình

Bảng 9.45: Nhu cầu than nhập khẩu cho sản xuất điện theo vùng (Kịch bản phụ tải cao)

Đơn vị: triệu tấn/năm

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Bắc Bộ	0.1	5.6	13.7	25.8	32.5	38.2
Bắc Trung Bộ	0.4	5.1	11.3	12.8	14.6	14.9
Trung Trung Bộ	0.0	0.0	0.0	6.6	6.6	6.5
Nam Trung Bộ	6.3	8.2	11.3	11.7	13.0	13.5
Nam Bộ	5.7	10.8	15.3	18.7	23.6	23.0
Toàn quốc	12.5	29.6	51.6	75.5	90.2	96.1

Trong kịch bản phụ tải cao, nhu cầu than nhập khẩu sẽ tăng từ 5-12 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2030-2045 so với kịch bản phụ tải cơ sở.

b) Nhu cầu về khí

Bảng 9.46: Tiêu thụ khí trong nước cho sản xuất điện giai đoạn đến 2045

Đơn vị: tỷ m³

Các khu vực khí/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khí Đông Nam Bộ	6.6	5.3	1.3	0.0	0.0	0.0
Khí PM3+ Mua Malay	1.5	1.4	1.3	0.0	0.0	0.0
Khí Lô B	0.0	2.4	3.9	3.8	3.9	3.8
Khí CVX+Báo Vàng	0.0	0.7	3.9	3.9	3.8	3.9

Khí trong nước sẽ được tiêu thụ hết khả năng cung cấp cho sản xuất điện. Giai đoạn 2022-2027 có khoảng 1 tỷ sản lượng khí của các mỏ nhỏ tại khu vực Tây Nam Bộ có thể xem xét cấp cho nhiệt điện Cà Mau và giảm mua khí từ Malaysia.

Bảng 9.47: Nhu cầu LNG cho sản xuất điện đến năm 2045 (kịch bản phụ tải cơ sở).

Đơn vị: triệu tấn

Khu vực	2020	2025	2030	2035	2040	2045
LNG _Bắc Bộ	0.0	0.0	3.3	7.5	11.4	15.5
LNG _Bắc Trung Bộ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG _Nam Trung Bộ	0.0	0.0	1.1	1.7	1.7	1.7
LNG _Nam Bộ	0.0	1.9	5.8	11.9	13.9	14.8
Tổng toàn quốc	0.0	1.9	10.2	21.1	26.9	32.0

Đối với kịch bản phụ tải cơ sở, nhu cầu LNG cho sản xuất điện sẽ đạt trung bình khoảng 2 triệu tấn năm 2025, 10 triệu tấn năm 2030, 21 triệu tấn năm 2035, 27 triệu tấn năm 2040 và 32 triệu tấn năm 2045. Nhu cầu LNG sẽ tăng khoảng 1 triệu tấn/năm cho trường hợp năm nước khô hạn

Bảng 9.48: Nhu cầu LNG cho sản xuất điện đến năm 2045 (kịch bản phụ tải cao).

Đơn vị: triệu tấn

Khu vực	2020	2025	2030	2035	2040	2045
LNG _Bắc Bộ	0.0	0.0	3.7	8.1	14.1	20.7
LNG _Bắc Trung Bộ	0.0	0.0	0.0	1.5	1.9	2.0
LNG _Nam Trung Bộ	0.0	0.0	1.3	2.5	2.5	2.5
LNG _Nam Bộ	0.0	2.2	8.0	12.0	15.1	17.2
Tổng toàn quốc	0.0	2.2	13.0	24.1	33.7	42.5

Kịch bản phụ tải cao, nhu cầu LNG sẽ tăng thêm so với kịch bản cơ sở là 2,5 triệu tấn vào năm 2030 và 11 triệu tấn vào năm 2045.

c) Nhu cầu các loại dầu

Trong giai đoạn tới nhu cầu nhiên liệu cho các nhà máy điện chạy dầu sẽ giảm dần, chỉ còn nhu cầu của các nhà máy điện đồng phát (cấp cho phụ tải riêng)

Bảng 9.49: Nhu cầu nhiên liệu của các nhà máy điện chạy dầu – Kịch bản phụ tải cơ sở

Đơn vị: ngàn tấn

Năm	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Năm nước trung bình											
Dầu FO	100	107	107	106	103	80	59	59	55	64	61
Dầu DO	0	5	5	6	2	2	0	0	0	0	0
Năm nước khô hạn (tần suất thủy điện 75% cả nước)											
Dầu FO	106	114	114	112	109	91	68	68	65	76	78
Dầu DO	26	63	43	16	11	5	0	0	0	0	0

Ghi chú: Không tính dầu là nhiên liệu phụ trong các nhà máy nhiệt điện

Bảng 9.50: Tổng hợp nhu cầu nhiên liệu theo các năm mốc quy hoạch (năm trung bình)

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
1. Phụ tải cơ sở						
Than trong nước (triệu tấn)	33.9	36.0	40.1	40.1	40.1	40.1
Than nhập khẩu (triệu tấn)	12.4	28.3	46.6	63.7	74	74.8
Khí trong nước (tỷ m3)	7.9	9.8	10.4	7.7	7.7	7.7

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
1. Phụ tải cơ sở						
LNG nhập khẩu (triệu tấn)	0.0	1.9	10.2	21.1	26.9	32.0
2. Phụ tải cao						
Than trong nước (triệu tấn)	33.9	36.0	40.1	40.1	40.1	40.1
Than nhập khẩu (triệu tấn)	12.5	29.6	51.6	75.5	90.2	96.1
Khí trong nước (tỷ m ³)	8.0	10.3	10.8	7.7	7.7	7.7
LNG nhập khẩu (triệu tấn)	0.0	2.2	13.0	24.1	33.7	42.5

9.7. XÂY DỰNG DANH MỤC DỰ ÁN ĐƯỢC ƯU TIÊN ĐẦU TƯ CỦA NGÀNH ĐIỆN LỰC VÀ THỨ TỰ ƯU TIÊN THỰC HIỆN

9.7.1. Xây dựng tiêu chí xác định dự án ưu tiên đầu tư của ngành điện lực trong thời kỳ quy hoạch

- Nguyên tắc kế thừa: đối với các dự án nguồn nhiệt điện lớn (nhiệt điện than và khí) đã được đưa vào QHĐ7 điều chỉnh, đã thực hiện các công tác chuẩn bị đầu tư và khởi công xây dựng, được đánh giá tiến độ chắc chắn vào vận hành giai đoạn ngắn hạn 2021-2025 sẽ được coi là những dự án chắc chắn xây dựng và được ưu tiên đưa vào chương trình phát triển nguồn điện của QHĐ VIII.
- Nguyên tắc tăng cường an ninh năng lượng trong nước: các dự án nguồn điện sử dụng nguồn nhiên liệu trong nước như nhiệt điện than trong nước, nhiệt điện khí trong nước, các nguồn NLTT sẽ là những dự án được ưu tiên đầu tư trong giai đoạn tới. Các dự án ưu tiên đầu tư phải có địa điểm đầu tư, quy mô công suất và tiến độ phù hợp với quy mô đầu tư theo từng vùng đã được tính toán trong kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn của QHĐ VIII. Đối với nguồn điện sử dụng nhiên liệu từ các mỏ than và khí trong nước được phát hiện sau khi phê duyệt QHĐ VIII, vẫn sẽ được ưu tiên đầu tư, trên cơ sở thay thế cho các dự án nhiệt điện than nhập khẩu và nhiệt điện khí nhập khẩu.
- Nguyên tắc ưu tiên nguồn điện nhập khẩu, liên kết lưới điện với các nước láng giềng: nguồn điện nhập khẩu từ các nước láng giềng sẽ giúp giảm ảnh hưởng đến môi trường so với tự sản xuất trong nước, nên quan điểm của QHĐ VIII là các nguồn điện nhập khẩu từ các nước láng giềng cũng sẽ là những dự án ưu tiên đầu tư.
- Các dự án nguồn điện có quy mô công suất từ 500MW trở lên và đóng vai trò là nhà máy chạy nền sẽ được coi là những dự án ưu tiên đầu tư.
- Quy mô công suất của các tổ máy, nhà máy nhiệt điện là quy mô công suất điển hình theo công nghệ. Để thuận tiện cho các nhà máy lựa chọn công suất của các tổ máy sau này, quy mô công suất có thể thay đổi trong phạm vi ± 10%.
- Đối với các dự án điện sử dụng nhiên liệu nhập khẩu (than nhập khẩu, LNG nhập khẩu): các dự án ưu tiên đầu tư sẽ có đặc điểm sau:

- + Có vị trí, quy mô công suất và tiến độ phù hợp với tính toán trong kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn của QHĐ VIII.
- + Có khả năng giải tỏa công suất, ảnh hưởng đến lưới điện truyền tải liên vùng thấp.
- + Phù hợp với quy hoạch hạ tầng toàn quốc, các quy hoạch chung của tỉnh. Được sự ủng hộ của chính quyền địa phương.
- + Có vị trí xây dựng thuận lợi với loại hình nguồn điện đầu tư, chi phí đầu tư thấp. Điều kiện xây dựng hạ tầng cơ sở (kho cảng LNG) thuận lợi, có khả năng mở rộng trong tương lai, có thể kết hợp cấp khí cho các hộ phụ tải ngoài điện.
- + Không ảnh hưởng tới các công trình lân cận, đảm bảo an toàn trong xây dựng và vận hành, phù hợp các tiêu chí về môi trường, thuận lợi về đất đai.
- Các dự án nhiệt điện than và TBKHH sẽ được lựa chọn phân kỳ theo nguyên tắc sau:
 - + Căn cứ trên tiến trình thực hiện và hồ sơ của dự án
 - + Vị trí địa điểm được đánh giá xếp hạng tốt.
 - + Có tính toán đến việc phát triển một vị trí có quy mô đủ lớn để đảm bảo tính kinh tế của dự án.

9.7.2. Phân tích, đề xuất danh mục các dự án nguồn điện ưu tiên đầu tư của ngành điện giai đoạn 2021 – 2030, định hướng nhu cầu phát triển của các loại hình sản xuất điện giai đoạn 2031 – 2045

9.7.2.1. Nguồn nhiệt điện tua bin khí hỗn hợp sử dụng LNG

Nguyên tắc trong việc lựa chọn phát triển các TTND sử dụng LNG dự kiến như sau:

- Có vị trí, quy mô công suất và tiến độ phù hợp với tính toán theo vùng trong kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn của QHĐ VIII.
- Có điều kiện xây dựng hạ tầng cơ sở (kho cảng LNG) thuận lợi với chi phí thấp, có vị trí nằm gần trung tâm phụ tải, phù hợp các tiêu chí về môi trường.
- Để đảm bảo tính hiệu quả và khả thi khi đầu tư, cần phát triển quy mô đủ lớn cho một vị trí xây dựng kho cảng riêng (3000MW).
- Ưu tiên các vị trí đã được phê duyệt bổ sung vào quy hoạch. Tiến độ đưa vào vận hành dựa trên xúc tiến xây dựng dự án của chủ đầu tư

Quy mô nhiệt điện TBKHH dùng LNG cần bổ sung thêm ở Bắc Bộ khá lớn (giai đoạn 2026-2030 là 4,8GW, giai đoạn 2031-2045 là 13,6GW đối với kịch bản phụ tải cơ

sẽ và 24 GW i và kinh tế bù phế tíc cao), hiện nay đã có 1 số án đang xây dựng quy hoạch sau: LNG Quang Ninh 2 (1500MW) tại Cát Phê; LNG Hải Phòng 1 (4500MW) tại Tiên Lãng, LNG Hải Phòng 2 (1600MW) tại Cát Hải; LNG Thái Bình (4500MW). Vị trí Nghi Sơn và Vịnh Áng có thể phát triển thành TT Liquefied Natural Gas quy mô lớn, nhưng do giáp biển và khôn ng xây dựng thêm lối đi nên truy cập Bể Trung Bộ ra Bể Bắc, nên xem xét bố trí khoáng 3GW nguồn TBKHH sử dụng LNG tại Bể Trung Bộ trong kinh tế bù phế tíc cao và phòng ngừa nguồn Bể Bắc chìm ti n sau 2030.

i và miền Nam (gồm cả Nam Trung Bộ), quy mô nguồn TBKHH phát triển thêm tại các vị trí mới ở Miền Nam như sau:

- Kinh tế bù phế tíc: khoảng 7,3 GW giai đoạn 2021-2030 và 10,3GW giai đoạn 2031-2045
- Kinh tế bù phế tíc cao: 11,3 GW giai đoạn 2021-2030 và 9,5GW giai đoạn 2031-2045

Trong khi nguồn TBKHH sử dụng LNG tại phía Nam đã có tại QH VII C và miền Bắc phê duyệt vào QH VII C vào năm 2030 khoảng 14,9 GW gồm: Nhóm Trich 3&4 (1,5GW), Sông Mekong I&II (4,5GW), Bể Liêu (3,2GW), Cà Ná (1,5GW), Long Sơn (1,2-1,5GW), Long An (1,5GW), Hải Phòng (1,2GW). Nếu như các nguồn LNG này vào ứng nhu cầu phê duyệt bù phế tíc sung quy hoạch thì sẽ xây dựng thêm đường dây 1 chiều 1500km từ Ninh Thuận ra Hà Nội vào năm 2028. Vì vậy, các dự án này cần được xem là đã phòng trong trang h?p phế tíc phát triển cao hơn các nguồn i n NLTT, các nguồn i n truy cập vào vận hành chậm tiến.

Trong các nguồn đã phê duyệt khác trên, ngoài Nhóm Trich 3&4, Hải Phòng, các dự án có chưa và đang xúc tiến như hiện đang là Bể Liêu, Sông Mekong I&II sẽ chủ yếu phân bố tại các vị trí các dự án khác, 3 vị trí đã được phê duyệt, trong đó có Cà Ná, Long Sơn và Long An chưa có chưa, trong đó có Cà Ná thuỷ điện sinh sản trong việc xây dựng kho, cảng LNG, cảng phân bù trục.

TBKHH Cà Mau I&II (1500MW) trong giai đoạn tới 2030 sẽ cung cấp khí t mua khí Malaysia. Sau 2030 cần xem xét tiếp tục khai thác cung cấp khí cho TBKHH Cà Mau t mua khí Malaysia, khai thác các mỏ như Tây Nam Bộ hoặc thung lũng sông Ông Tây.

9.7.2.2. Nguồn nhiệt innthanh pakh u

Các đán nhiệt innthanh nh pakh uang xây dựng, ang xúc tiến uit có th vào vñ hành trong giai oñ 2021-2026 s c a vào danh mục ut trong giai oñ t i 2030 g m: Nghi Sơn II (1200MW), Võng Áng II (1200MW), Công Thành (600MW), Quang Trạch I&II (2400MW), Vân Phong (1432MW), Võnh Tân III (1980MW), Duyên Hải II (1200MW), Sông Hậu I (1200MW), Sông Hậu II (2000MW). Sau n m 2024, do mi n B c có d phòng n i mi n th p, nên ưu tiên Nguồn phát Điện Hà 1 (50MW+300MW) c xây dựng c p i n cho nhu cầu i n và nhu cầu h i c a khu công nghiệp, m t ph n bán i n lên l i, trong ó 50MW là nhà máy i n k th p s d ng rác th i khu công nghiệp phát i n. Nhiệt innthanh nh p sau n m 2030 c n xem xét, nghiên cứu khả n ng phát tri n t i khu vực miền Bắc, g m: Quang Trạch I và các vĩ trí B c B nh : Hải Phòng III, Nam Định II, Hải Hà (II, III, IV), Nam Hà (Quảng Ninh), Rồng Ông (Nam Định), Kim Sơn (Ninh Bình).

Trong k ch b n ph t i cao, xem xét ý số m kho ng 1800MW nhiệt innthan t i B c B (Hải Hà II, III, IV) vào vñ hành tr c n m 2030 so với k ch b n ph t i c s . K ch b n ph t i cao s phát tri n thêm Trung tâm i n 1 c Long Phú (Long Phú I – 1200MW, Long Phú II – 1200MW, Long Phú III – 1800MW) s d ng thanh nh pkh u sau 2030.

Danh m c các nguồn nhiệt innthanh m n ng d ki n trong giai oñ n 2045 xem trong b ng ph l c chương 9 – PL9.5A

CHƯƠNG 10. CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Tiêu chí được sử dụng để thiết kế lưới điện truyền tải của QHĐ VIII như sau: Lưới điện truyền tải chính cung cấp điện cho phụ tải đáp ứng tiêu chí N-1. Lưới truyền tải tại một số thành phố lớn, mật độ phụ tải cao (như Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh) đáp ứng tiêu chí N-2.

Lưới điện truyền tải cần được đầu tư xây dựng theo cấu trúc mạch vòng kép, các trạm biến áp trong khu vực có mật độ phụ tải cao cần đảm bảo thiết kết theo sơ đồ sơ đồ 2 thanh cái linh hoạt, sơ đồ 3/2, sơ đồ 4/3, sơ đồ 3/2 linh hoạt để đảm bảo có thể vận hành linh hoạt theo cấu trúc mạch vòng kép vận hành hở hoặc cấu trúc mạch vòng kép – vận hành thành hai mạch vòng đơn để giảm được dòng điện ngắn mạch. Xem xét xây dựng các trạm biến áp GIS ngoài trời, trạm biến áp 220/22kV, trạm biến áp không người trực tại các trung tâm phụ tải. Các đường dây sử dụng cột có nhiều cấp điện áp, cột nhiều mạch để tiết kiệm đất. Ứng dụng công nghệ lưới điện thông minh trong truyền tải điện.

1. Lưới điện truyền tải liên vùng

Do sự phát triển quy mô lớn các nguồn năng lượng tái tạo gió và mặt trời ở khu vực miền Nam và miền Trung, nên lưới truyền tải liên vùng trong giai đoạn tới sẽ tập trung vào truyền tải từ Nam Trung Bộ và Tây Nguyên ra miền Bắc, từ Nam Trung Bộ và Tây Nguyên đi Nam Bộ, và từ Tây Nam Bộ đi Đông Nam Bộ

a. Giai đoạn đến 2030:

- *Liên kết Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ:* Gồm 6 mạch đường dây 500kV (cải tạo 2 mạch đơn 500kV hiện có thành 2 đường dây mạch kép, xây mới 1 mạch kép Quảng Trạch – Quỳnh Lập – Thanh Hóa – Nam Định).
- *Liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ:* gồm 4 mạch đường dây 500kV hiện có (2 mạch đơn Đà Nẵng – Vũng Áng hiện có, 1 mạch kép Dốc Sỏi – Quảng Trị - Quảng Trạch mới xây dựng)
- *Liên kết Tây Nguyên – Trung Trung Bộ:* gồm 5 mạch đường dây 500kV (cải tạo đường mạch đơn 500kV Pleiku – Thạnh Mỹ thành mạch kép, 3 mạch hiện có Pleiku – Dốc Sỏi).
- *Liên kết Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ:* Gồm 2 mạch đường dây 500kV (1 mạch kép Thuận Nam – Vân Phong – Bình Định – TBKHH Dung Quất).
- *Liên kết Nam Trung Bộ - Tây Nguyên:* Gồm 3 mạch đường dây 500kV (Mạch kép KrôngBuk – Bình Định, mạch đơn hiện có Pleiku – Di Linh).
- *Liên kết Nam Trung Bộ - Nam Bộ:* Gồm 12 mạch đường dây 500kV. Cụ thể: 2 mạch kép đường dây 500kV Vĩnh Tân – Đồng Nai – Sông Mây hiện có; 1 mạch kép đường dây 500kV Thuận Nam – Chơn Thành; 1 mạch kép Cà Ná –

Bình Dương 1 (đồng bộ với NĐ Cà Ná); 1 mạch kép điện gió Offshore – Long Thành (đồng bộ với dự án gió offshore); 1 mạch kép đường dây 500kV Sơn Mỹ - Châu Đức Bắc (đồng bộ với NĐ Sơn Mỹ).

- *Liên kết Tây Nguyên – Nam Bộ:* gồm 5 mạch đường dây 500kV (1 mạch kép Pleiku – Chơn Thành, 1 mạch đơn Đăk Nông – Tân Định, 1 mạch kép Krông Buk- Tây Ninh)

b. Định hướng lưới điện liên vùng giai đoạn sau 2030

So với quy mô lưới điện năm 2030, dự kiến bổ sung các đường dây liên kết liên vùng sau:

- *Xây dựng mới đường dây xoay chiều 500 kV mạch kép từ Nam Trung bộ ra Bắc Bộ để tăng cường dung lượng truyền tải điện liên Miền:*
 - + Giai đoạn 2031 - 2035: Xây dựng khoảng 800 km đường dây 500 kV mạch kép. Điểm bắt đầu là TBA 500 kV Bình Định, điểm kết thúc tại TBA 500 kV Quảng Trạch.
 - + Giai đoạn 2036 – 2045: Xem xét tăng cường khả năng truyền tải giữa khu vực Bắc Trung Bộ và Bắc Bộ.
- *Xây dựng mới 1 mạch kép đường dây 500kV đấu nối điện gió offshore khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận về Đồng Nai 2 giai đoạn 2036-2045*

2. Lưới điện 500kV theo vùng

a) Khu vực Bắc Bộ

Hiện nay, khu vực miền núi phía Bắc có trạm 500kV Lai Châu và Sơn La làm nhiệm vụ gom công suất các nguồn thủy điện, truyền tải về trung tâm phụ tải miền Bắc. Giai đoạn 2021-2025, lưới điện truyền tải khu vực sẽ tiếp tục được xây dựng mới, cải tạo để đáp ứng nhu cầu giải phóng các nguồn thủy điện, đáng chú ý có trạm 500kV Lào Cai và đường dây 500kV Lào Cai – Vĩnh Yên). Cũng trong giai đoạn này, thực hiện xây mới các đường dây 220kV để tăng cường nhập khẩu điện từ Trung Quốc, với công suất khoảng 2GW từ các trạm Back-to-Back đặt tại biên giới Trung Quốc – Lào Cai và Trung Quốc – Hà Giang. Giai đoạn 2026-2030, xây dựng mới đường dây 500kV Nậm Ou (Lào) – TĐTN Miền Bắc – Tây Hà Nội để đấu nối các nguồn thủy điện từ Lào. Sau năm 2035, xây dựng các trạm 500/220kV Cao Bằng, Tuyên Quang cấp điện cho phụ tải khu vực.

Trung tâm phụ tải TP Hà Nội và lân cận hiện đang được cấp điện từ 04 trạm biến áp 500/220kV (Hiệp Hòa, Đông Anh, Phố Nối, Thường Tín) và thủy điện Hòa Bình. Giai đoạn 2021-2025, hoàn thành đường dây 500kV Thường Tín – Tây Hà Nội – Vĩnh Yên tạo mạch vòng 500kV cấp điện xung quanh Hà Nội. Các trạm biến áp xây dựng mới cấp điện cho khu vực sẽ được kết nối vào mạch vòng này như TBA 500kV Long Biên, Tây Hà Nội, Thái Nguyên, Vĩnh Yên, Bắc Ninh, Sơn Tây, Đan Phượng, Nam Hà Nội, Bắc Giang, Bắc Ninh 2. Để cấp điện cho mạch vòng nói trên, lần lượt xây dựng các đường dây 500kV liên kết nguồn tải như: TĐTN Miền Bắc – Tây Hà Nội, Lào Cai – Vĩnh Yên, Gia Lộc – Phố Nối, Bắc Giang – Bắc Ninh, Nho Quan – Tây Hà Nội, LNG

Thái Bình – Nam Hà Nội, LNG Thái Bình – Long Biên. Giai đoạn 2036-2045, cải tạo đường dây 500kV Phó Nối – Hiệp Hòa thành đường dây mạch kép.

Khu vực Đông Bắc Bộ hiện có một trạm 500kV là trạm 500kV Quảng Ninh. Giai đoạn 2021-2030, xây dựng mới các trạm biến áp 500/220kV Hải Phòng, Gia Lộc. Sau năm 2030, xây dựng mới các trạm 500/220kV Hải Phòng 2, Quảng Ninh 2, Hải Hà, cấp điện cho phụ tải khu vực. Khu vực có nhiều nguồn nhiệt điện, công suất dư thừa hiện đang được truyền tải chủ yếu qua 02 đường dây 500kV mạch kép Quảng Ninh – Hiệp Hòa và Quảng Ninh – Phó Nối. Các năm tiếp theo, tiếp tục xây dựng các đường dây truyền tải giải phóng công suất nhiệt điện và TBK lớn như đường dây 500kV LNG Hải Phòng 1 – Hải Phòng - Thái Bình giai đoạn 2021-2030 và LNG Hải Phòng 1 – LNG Quảng Ninh 3 – Hải Phòng 2 – Gia Lộc, Gia Lộc – Phó Nối chuyển đấu nối Bắc Ninh, NĐ Đầm Hà – Bắc Giang, NĐ Hải Hà – Thái Nguyên sau năm 2030.

Khu vực Nam Hà Nội, hiện có trạm 500kV Nho Quan cấp điện cho khu vực. Dự kiến sẽ xây dựng mới các trạm 500/220kV NĐ Nam Định, Thái Bình, và đường dây 500kV Thanh Hóa – NĐ Nam Định – Thái Bình – Phó Nối vào giai đoạn 2021-2025. Giai đoạn 2026-2030, xây dựng trạm cát Nho Quan 2 cạnh trạm Nho Quan, vận hành linh hoạt, đấu nối 04 mạch của đường dây 500kV liên kết Bắc Trung Bộ - Hà Nội (Quỳnh Lập – Nho Quan – Thường Tín, Nghi Sơn – Nho Quan – Long Biên).

b) Khu vực Bắc Trung Bộ

Khu vực Bắc Trung Bộ đang nhận điện từ trạm 500kV Vũng Áng và trạm 500kV Hà Tĩnh. Dự kiến xây dựng mới các trạm 500/220kV Nghi Sơn, Thanh Hóa, Nghi Lộc (Nghệ An) trong giai đoạn 2021-2030 và các trạm 500/220kV Quỳnh Lưu (Nghệ An), Tĩnh Gia (Thanh Hóa) sau năm 2030. Các trạm biến áp 500kV nói trên và các NMNĐ Quảng Trạch, Vũng Áng, Nghi Sơn, Quỳnh Lập đều được đấu nối vào hệ thống đường dây truyền tải 500kV Bắc Nam.

Giai đoạn 2021-2025, hoàn thành đường dây 500kV Quảng Trạch – Trạm cát Quỳnh Lập – Thanh Hóa – NĐ Nam Định 1 tăng cường khả năng truyền tải Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ. Giai đoạn 2026-2030, tiếp tục tăng cường khả năng truyền tải giao diện này bằng cách cải tạo 02 mạch đường dây 500kV Vũng Áng – Nho Quan thành hai đường dây mạch kép, nâng tổng số mạch truyền tải 500kV cung đoạn này lên 06 mạch.

c) Khu vực Trung Trung Bộ

Khu vực Trung Trung Bộ đang nhận điện từ các TBA 500kV Đà Nẵng, Thạnh Mỹ, Dốc Sỏi. Dự kiến xây dựng mới các trạm 500/220kV cấp điện bao gồm Quảng Trị giai đoạn 2021-2030 và các trạm Hương Thủy (Huế), Đà Nẵng 2 (Đà Nẵng), Duy Xuyên (Quảng Nam) sau năm 2030. Xây dựng các đường dây 500kV mạch kép TBK Quảng Nam – Dốc Sỏi, TBK Dung Quất – Dốc Sỏi, TBK Dung Quất – Krôngbuk để đấu nối nguồn điện sử dụng khí CVX vào giai đoạn 2021-2025.

Giai đoạn 2021-2025 sẽ xây dựng trạm 500/220kV Hướng Hóa để gom nguồn điện gió khu vực Quảng Trị và cụm thủy điện Lào, xây dựng đường dây 500kV mạch kép Hướng Hóa – trạm cát Quảng Trị 2 đấu nối vào 02 mạch đường dây 500kV Bắc - Nam. Sau 2030, NĐ Quảng Trị sẽ được đấu nối vào trạm 500kV Quảng Trị, nằm trên

02 mạch còn lại của đường dây 500kV Bắc Nam. Xem xét xây dựng trạm biến áp 500/220kV Quảng Bình để gom NLTT tỉnh này.

Các nhà máy thủy điện tỉnh Attapeu và Sekong của Lào, giáp ranh với tỉnh Quảng Nam được gom công suất theo đường dây 220kV về trạm cắt Đăk Ooc (về trạm 500/220kV Thạch Mỹ). Giai đoạn đến 2030, sẽ xây dựng đường dây 500kV Điện gió Monsoon – Thạch Mỹ đấu nối các dự án nguồn điện Lào về Việt Nam, đồng thời xây dựng mới 04 mạch ĐZ 500kV Thạnh Mỹ - rẽ Quảng Trạch – Dốc Sỏi, cải tạo ĐZ 500kV Đà Nẵng – Dốc Sỏi thành đường dây mạch kép để tăng khả năng truyền tải, giải phóng công suất trên lưới điện 500kV. Sau năm 2030, xây dựng đường dây 500kV Bình Định – Đà Nẵng 2 - Quảng Trạch, là một phần trong đường dây 500kV mạch kép 1200km tăng cường khả năng truyền tải liên miền.

d) Khu vực Tây Nguyên

Hiện tại, khu vực Tây Nguyên có 03 trạm biến áp 500kV Pleiku, Pleiku 2, Đăk Nông vừa cấp điện cho phụ tải khu vực, vừa gom công suất của các nguồn điện địa phương và thủy điện từ Lào. Giai đoạn 2021-2025, xây dựng mới TBA 500/220kV Krông Buk và đường dây 500kV TBK Dung Quất – Krông Buk – Tây Ninh tăng cường khả năng truyền tải Tây Nguyên. Giai đoạn 2026-2030, xuất hiện đường dây 500kV mạch 2 Pleiku – Thạnh Mỹ tăng khả năng truyền tải Tây Nguyên ra phía Bắc. Xây dựng mới các trạm gom nguồn NLTT như TBA 500kV Nhơn Hòa, ĐMT Ea Súp, Pleiku 3, Ea Nam, Ia Blú, ĐG Gia Lai, Kon Tum đến năm 2030 ĐG Đăk Lăk, ĐG Đăk Nông sau năm 2030. Nguồn điện Nam Lào sẽ được đấu nối cấp 220kV về trạm cắt Bờ Y trước năm 2030 và gom về TBA 500kV Hatsan để truyền tải 500kV trong trường hợp các nguồn này tiếp tục tăng trưởng quy mô công suất.

e) Khu vực Nam Trung Bộ

Hiện tại lưới 500kV khu vực có trạm 500kV Di Linh gom thủy điện, trạm 500kV Vĩnh Tân và 4 mạch đường dây 500kV Vĩnh Tân về Sông Mây và Tân Uyên, trạm 500kV Thuận Nam và đường dây 500kV Thuận Nam – Vĩnh Tân để gom điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận. Trong giai đoạn tới, các tỉnh Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa sẽ xây dựng mới các trạm 500/220kV Bình Định, Vân Phong (Khánh Hòa) giai đoạn 2021-2030, và các trạm Tuy Hòa (Phú Yên), Diên Khánh (Khánh Hòa) sau năm 2030. Khu vực các tỉnh Bình Thuận, Ninh Thuận xây dựng mới các trạm 500/220kV Thuận Nam, Ninh Sơn, Hồng Phong, Sơn Mỹ giai đoạn đến năm 2030. Các trạm nói trên vừa là trạm gom nguồn NLTT vừa phục vụ cấp điện cho phụ tải khu vực. Để giải phóng công suất của các nguồn điện khu vực, chủ yếu là về miền Nam, cần xây dựng thêm 05 ĐZ mạch kép 500kV về Đông Nam Bộ (NĐ Sơn Mỹ - Bắc Châu Đức, Ninh Sơn – Chơn Thành, TBK Cà Ná – Bình Dương 1, ĐGNK Thăng Long – Long Thành, ĐGNK Bình Thuận – Đồng Nai 2) và 02 ĐZ mạch kép ra phía Bắc (Bình Định – TBK Dung Quất và Bình Định – Đà Nẵng 2 – Quảng Trạch).

f) Khu vực Nam Bộ

Khu vực xung quanh TP Hồ Chí Minh hiện đã có hệ thống lưới truyền tải cấp điện tương đối hoàn thiện với các mạch vòng 500 kV bao quanh thành phố với 9 trạm

500/220kV hiện có (Cầu Bông, Tân Định, Tân Uyên, Sông Mây, Phú Mỹ, Nhà Bè, Phú Lâm, Đức Hòa, Chơn Thành). Ngoài việc nâng công suất các trạm hiện có, trong giai đoạn tới sẽ xây dựng mới các trạm 500/220kV cấp điện sau: các trạm Tây Ninh 1, Củ Chi, Bình Dương 1, Long Thành, Châu Đức Bắc, Đồng Nai 2, Long An trong giai đoạn 2021-2025, trạm 500kV Tây Ninh 2 và trạm cắt 500kV Tây Ninh 3 giai đoạn 2026-2030. Trạm 500kV Đa Phước dự kiến vận hành giai đoạn 2026-2030 để nhận điện từ trạm 500kV Bến Tre khu vực Tây Nam Bộ. Xây dựng mới trạm 500/220kV Bình Dương 2, nâng công suất trạm 500kV Đa Phước (TP.HCM) vào giai đoạn 2031-2035. Giai đoạn 2036-2045, sẽ xây dựng thêm các trạm 500/220kV Đồng Nai 3, Hóc Môn. Khu vực Đông Nam Bộ có quy mô dự kiến phát triển điện mặt trời rất lớn, đặc biệt là điện mặt trời trên hồ Dầu Tiếng và hồ Trị An. Giai đoạn 2026-2030 sẽ xây dựng trạm 500kV ĐMT Hồ Dầu Tiếng và đường dây 500 kV đấu nối chuyền tiếp trên 2 mạch 500 kV KrongBuk – Tây Ninh 1. Do nằm gần trung tâm phụ tải, nên các dự án điện mặt trời ở các tỉnh Tây Ninh, Bình Phước, Bình Dương, Đồng Nai đều có thể gom lên lưới 220kV của khu vực. Khi TBKHH Long Sơn vào vận hành sẽ được đấu nối 500kV về trạm 500kV Châu Đức Bắc với khoảng cách 40km.

Khu vực Tây Nam Bộ hiện trạng được cấp điện từ trạm 500kV Ô Môn và Mỹ Tho, 2 trạm 500kV đấu nối nguồn điện Long Phú và Duyên Hải đã vào vận hành, cùng với các đường dây 500kV Long Phú – Ô Môn – Mỹ Tho, Duyên Hải – Mỹ Tho, Mỹ Tho – Phú Lâm, Mỹ Tho – Nhà Bè. Trong giai đoạn tới, để cấp điện cho phụ tải khu vực sẽ xây dựng thêm trạm 500kV Thốt Nốt vào vận hành năm 2021-2025, các trạm 500kV Tiền Giang, Đồng Tháp vào giai đoạn 2026-2030, trạm 500kV An Giang, Đức Hòa 2 vào 2031-2035. Lưới điện 500kV khu vực Tây Nam Bộ sẽ phát triển với quy mô lớn, phần lớn để giải phóng công suất nguồn điện khu vực (đặc biệt là điện gió, TBKHH Ô Môn và Bạc Liêu) về khu vực TP. Hồ Chí Minh. Giai đoạn 2021-2025, sẽ xây dựng trạm 500kV Duyên Hải 2 để gom điện gió, điện mặt trời khu vực tỉnh Trà Vinh, xây dựng đường dây 500kV Duyên Hải 2 (đi trạm cắt 500kV Vĩnh Long) – Rẽ Sông Hậu – Đức Hòa giải phóng công suất NĐ Sông Hậu và điện gió, xây dựng trạm 500kV Thốt Nốt và đường dây mạch kép 500kV Ô Môn – Thốt Nốt – Cầu Bông để giải tỏa nguồn TTĐL Ô Môn. Giai đoạn 2026-2030, sẽ xây dựng đường dây 500kV mạch kép TBKHH Bạc Liêu – Thốt Nốt (đồng bộ với TBK Bạc Liêu), trạm 500kV Duyên Hải 3 và trạm cắt 500kV Trà Vinh để gom điện gió tỉnh Trà Vinh về đường dây 500kV Duyên Hải – Mỹ Tho, xây dựng trạm 500kV Bến Tre và đường dây 500kV Trạm cắt Trà Vinh – Bến Tre – trạm cắt 500kV Đa Phước – Rẽ Phú Lâm – Nhà Bè để đấu nối điện gió khu vực Bến Tre, Trà Vinh, đường dây 500kV mạch kép Đồng Tháp – Trạm cắt Tây Ninh 3. Như vậy đến 2030, liên kết Tây Nam Bộ - Đông Nam Bộ sẽ có 12 mạch đường dây 500kV. Giai đoạn 2031-2035, xây dựng mới 1 mạch kép đường dây 500kV gom điện gió khu vực Bạc Liêu về trạm 500kV Đồng Tháp.

3. Tổng hợp khối lượng lưới điện xây dựng

Bảng 1: Tổng hợp khối lượng xây dựng lưới điện 500kV toàn quốc

STT	Cấp 500kV				
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1.Trạm biến áp					
Xây dựng mới	40500	19650	15300	12300	5700
Cải tạo (công suất tăng thêm)	16800	19350	23400	19800	23700
2.Đường dây xoay chiều					
Xây dựng mới	7505	5191	4164	1363	363
Cải tạo	0	1518	200	0	0

Bảng 2: Tổng hợp khối lượng xây dựng lưới điện 220kV toàn quốc

STT	Cấp 220kV				
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1.Trạm biến áp					
Xây dựng mới	43876	20250	19000	11375	8250
Cải tạo (công suất tăng thêm)	13872	19438	22125	22250	22875
2.Đường dây xoay chiều					
Xây dựng mới	12012	4481	2405	1222	887
Cải tạo	5123	1074	49	0	0

10.1. CÁC TIÊU CHUẨN SỬ DỤNG KHI XÂY DỰNG CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Tiêu chuẩn thiết kế lưới điện sẽ căn cứ trên các quy định của Việt Nam đối với lưới điện truyền tải, phân phối và các quy định liên quan đến công tác điều độ, vận hành hệ thống điện hiện nay. Cụ thể như sau:

- Thông tư quy định Hệ thống điện truyền tải [1], [2](Thông tư số 25/2016/TT-BCT và Thông tư số 30/2019/TT-BCT);
- Thông tư quy định Hệ thống điện phân phối [2], [3](Thông tư số 39/2015/TT-BCT và Thông tư số 30/2019/TT-BCT);
- Quy phạm trang bị điện 11-TCN-18-2006, 11-TCN-19-2006, 11-TCN-20-2006, 11-TCN-21-2006[4];
- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia các công trình hạ tầng kỹ thuật đô thị [5](QCVN 07:2010/BXD; Thông tư 02/TT-BXD ngày 5/2/2010);
- Quy định Kỹ thuật điện nông thôn[6] (Quyết định số 44/2006/QĐ-BCN);
- Nghị định 14/2014/NĐ-CP Quy định chi tiết thi hành Luật Điện lực về an toàn điện [7] và Thông tư số 31/2014/TT-BCT Quy định chi tiết một số nội dung về an toàn điện[8];
- Thông tư Quy định quy trình điều độ Hệ thống điện quốc gia [9], [10](Thông tư số 40/2014/TT-BCT, Thông tư số 31/2019/TT-BCT);
- Thông tư Quy định quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia [10], [11](Thông tư số 44/2014/TT-BCT, Thông tư số 31/2019/TT-BCT);
- Thông tư Quy định Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện[12] (Thông tư số 28/2014/TT-BCT);
- Thông tư Quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh [13] (Thông tư số 45/2018/TT-BCT);
- Và một số Thông tư, Nghị định khác có liên quan.

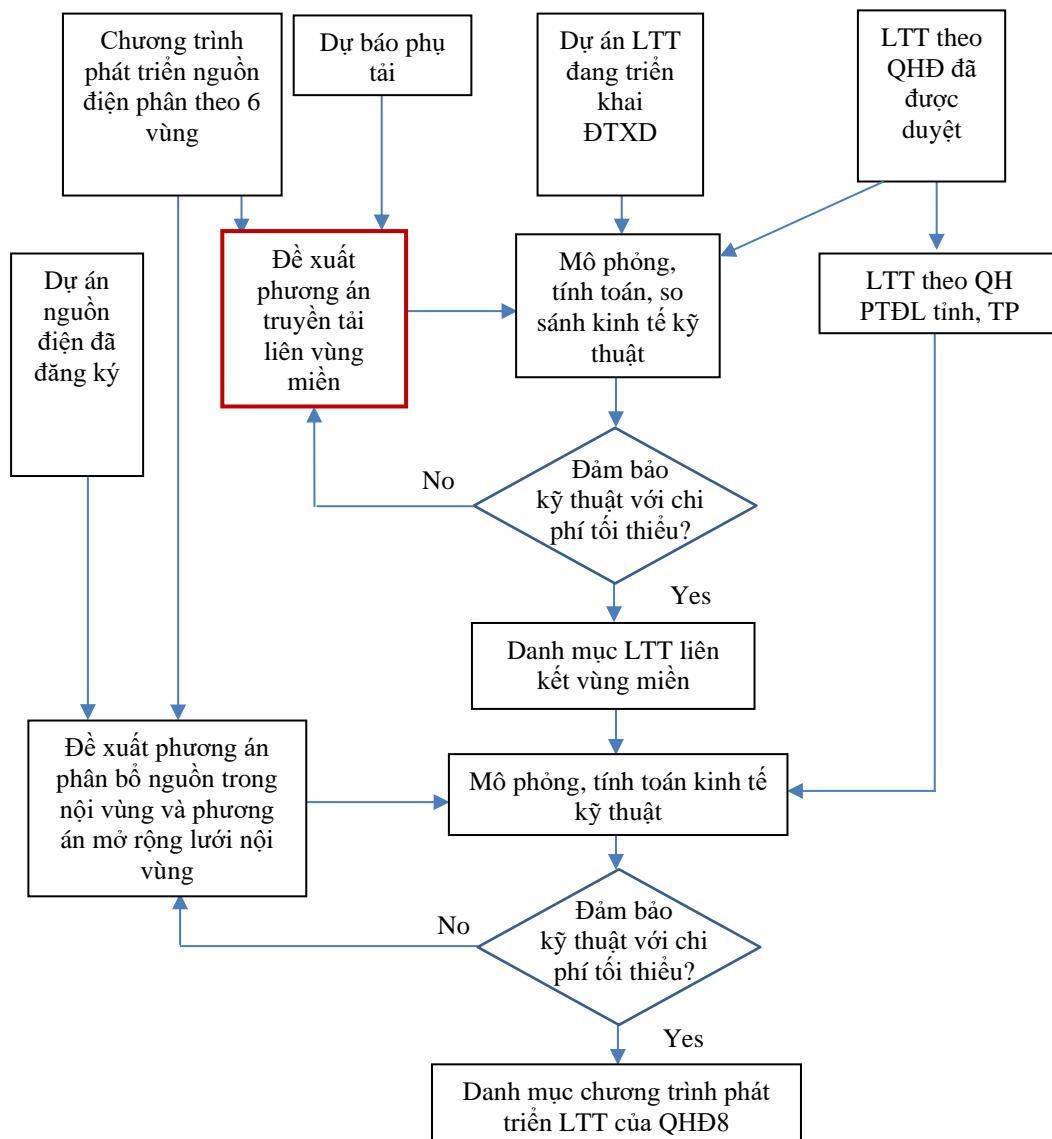
Một số tiêu chuẩn thiết kế quy hoạch lưới điện chưa có quy định (chưa thể hiện tại các văn bản thông tư, nghị định, quy phạm) sẽ được đề xuất dựa trên kinh nghiệm thực tiễn tại Việt Nam và các tiêu chí, tiêu chuẩn quốc tế như của EU[14], Nhật[15], Anh[16], Canada[17], Mỹ[18], ...

Như chương 4 đã phân tích, QHĐ 8 sẽ sử dụng các tiêu chí sau để thiết kế lưới điện truyền tải:

- Lưới điện truyền tải chính (Main Grid) đáp ứng tiêu chí N-1.
- Lưới truyền tải tại một số thành phố lớn, mật độ phụ tải cao (như Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh) đáp ứng tiêu chí N-2.
- Lưới điện truyền tải giải tỏa công suất nguồn điện truyền thống (NĐ Than, NĐ Tua bin khí, thủy điện lớn) đáp ứng tiêu chí N-1.
- Lưới truyền tải giải tỏa cụm nguồn NLTT (điện gió, điện mặt trời): đáp ứng tiêu chí N-0 và N-1 (do hệ số sử dụng lưới điện thấp), (Chương IV, Mục 4.2.3).

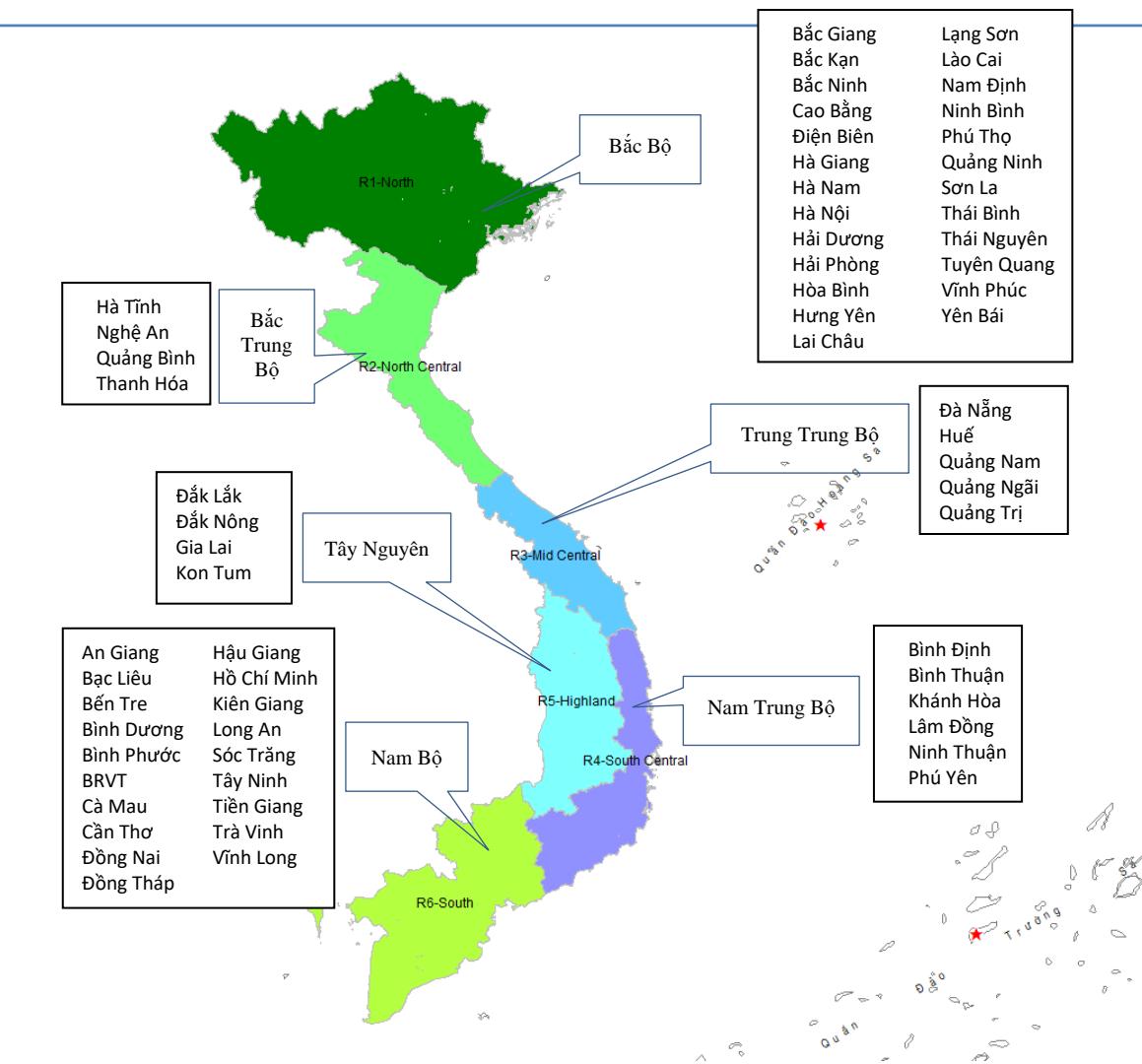
Các chỉ tiêu lưới điện trong các giai đoạn quy hoạch, cũng như các yêu cầu về kết quả đầu ra được thể hiện tại Chương IV, mục 4.3.3 của báo cáo này.

10.2. PHƯƠNG PHÁP LUẬN XÂY DỰNG CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI



Hình 10.1: Sơ đồ các bước tính toán thiết kế lưới truyền tải của QHĐ 8

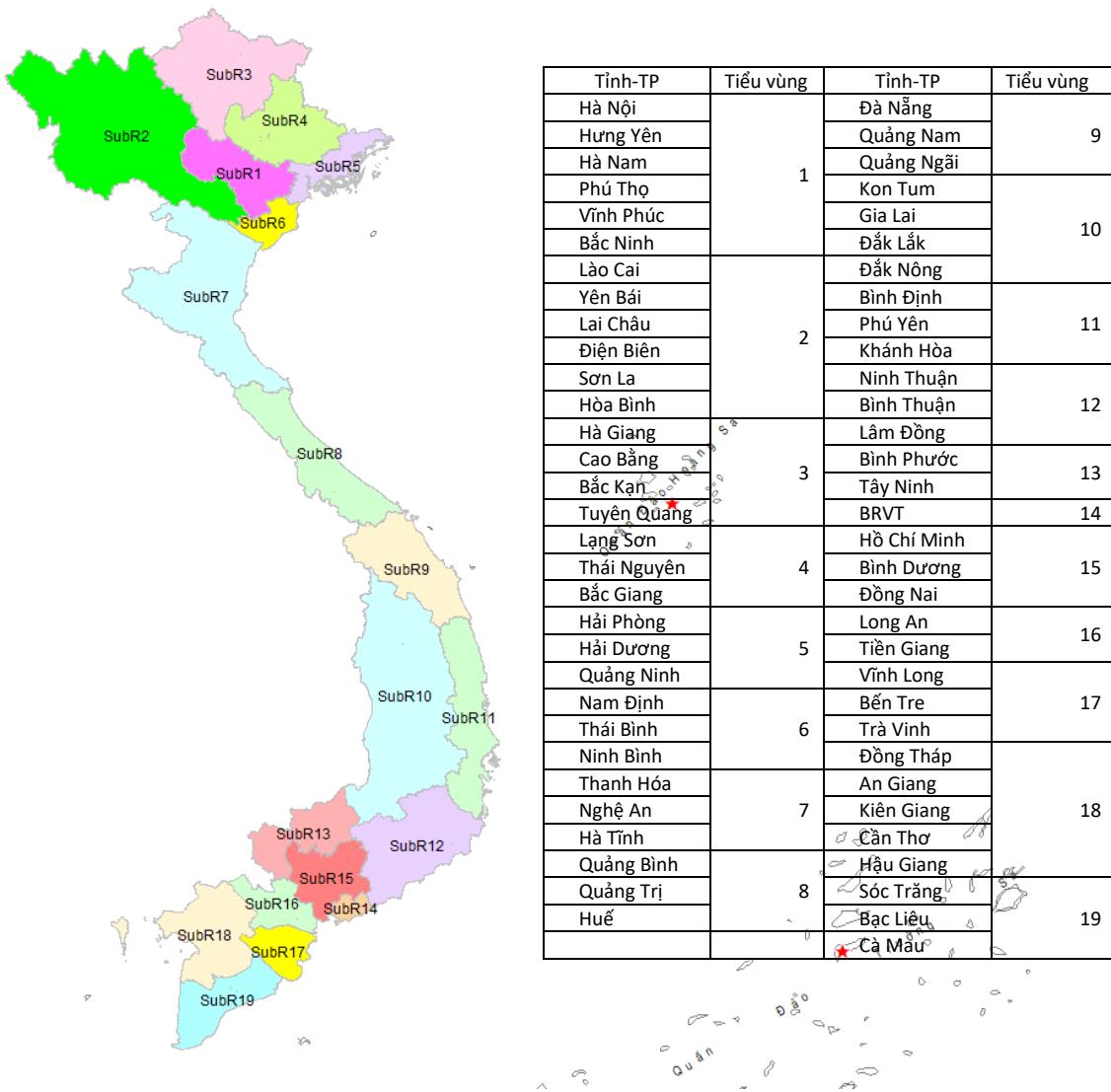
Tương ứng với chương trình phát triển nguồn điện (Chương 9), lưới điện Việt Nam cũng sẽ được chia thành 6 vùng để thiết kế lưới truyền tải liên vùng. Mỗi tỉnh trong 63 tỉnh thành phố sẽ thuộc một trong 6 vùng, cụ thể như sau:



Hình 10.2: Bản đồ phân 6 vùng Hệ thống truyền tải

Kết quả đầu ra của Chương 9 là cơ cấu nguồn điện tại 6 vùng như bản đồ trên. Tuy nhiên, trong thiết kế lưới truyền tải, nhất là lưới truyền tải liên tỉnh, để làm rõ hơn đặc điểm truyền tải, có thể xem xét phân ra thành 19 tiểu vùng. Vị trí các tiểu vùng như bản đồ hình 10.3 dưới đây. Mỗi tiểu vùng được phân chia dựa trên các đặc điểm tương đồng của các tỉnh trong tiểu vùng: (i) tương đồng về đặc điểm nguồn điện; (ii) đặc điểm phụ tải tương tự nhau; (iii) có lưới truyền tải kết nối giữa các tỉnh khá mạnh.

Mỗi tiểu vùng có những đặc điểm nguồn – phụ tải khác nhau, nhất là tiềm năng về NLTT (điện gió, điện mặt trời) và tiềm năng xây dựng các NMĐ Khí, NMĐ Than, qua đó có thể xác định rõ hơn xu hướng truyền tải và các điểm giao – nhận công suất trên lưới điện.



Hình 10.3: Bản đồ vị trí 19 tiểu vùng tương ứng với các tỉnh – thành phố trong hệ thống điện

Phụ tải tính toán của chương trình phát triển lưới điện là Phụ tải kịch bản cơ sở, được dự báo tại Chương VI. Phụ tải này cũng chính là đầu vào của chương trình phát triển nguồn điện (Chương 9).

Nhằm đảm bảo sự đồng bộ, thống nhất trong quá trình đầu tư xây dựng công trình LTT, việc tính toán thiết kế lưới của QHĐ VIII cũng cần xét đến các dự án đã và đang trong quá trình triển khai đầu tư xây dựng. Theo KH đầu tư phát triển lưới Điện truyền tải của EVNNPT[19], dự kiến từ năm 2020 đến 2025 sẽ có khoảng 617 công trình ĐZ và TBA đóng điện, trong đó có 116 công trình 500 kV, 501 công trình 220 kV.

Ngoài ra, các dự án LTT xuất hiện trong 63 QH PTDL tỉnh – thành phố giai đoạn đến năm 2035 cũng sẽ được xem xét tính toán để kiểm tra sự phù hợp đối chương trình phát triển nguồn điện và phụ tải điện cập nhật. Theo thống kê của nhóm nghiên cứu từ QH PTDL 63 tỉnh thành phố, giai đoạn 2020 - 2035, dự kiến cần xây dựng mới thêm 252 TBA truyền tải 500-220 kV với tổng công suất trạm tăng thêm là 164 GVA; tổng chiều dài ĐZ truyền tải xây mới, cải tạo là 11.200 km/ 315 dự án. Các dự án LTT của QH PTDL tỉnh – thành phố có ý nghĩa quan trọng trong việc cung cấp đủ điện cho địa phương, nhất là quy mô, vị trí của các TBA 220 kV.

Tỷ trọng các nguồn điện NLTT (điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, rác) sẽ tăng dần trong giai đoạn quy hoạch, dự kiến đạt khoảng 29% năm 2030, và 44% năm 2045. Do vậy, các nguồn này sẽ có ảnh hưởng lớn đến quy hoạch và vận hành lưới điện truyền tải.

Phương án thiết kế lưới điện truyền tải sẽ được xây dựng trên cơ sở kết quả phân bổ nguồn tối ưu trong chương 9, bao gồm nguồn NLTT. Phương án này đã cập nhật các nguồn NLTT được phê duyệt bổ sung quy hoạch, cũng như kiểm tra khả năng giải tỏa công suất nguồn NLTT tiềm năng trong trường hợp phát triển đúng với kịch bản nguồn dự kiến.

Tuy nhiên, các nguồn NLTT đã và đang đăng ký đầu tư có quy mô lớn hơn nhiều so với dự kiến. Tính đến T1/2021, tổng công suất đặt nguồn NLTT đề xuất bổ sung thêm (điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, rác) lên tới khoảng 180 GW, trong khi công suất đặt nguồn này trong cơ cấu nguồn năm 2045 chỉ vào khoảng 121GW, bao gồm các nguồn đã BSQH và vận hành. Hơn nữa, quy mô, tiến độ triển khai các dự án này còn nhiều bất định, phụ thuộc vào cơ chế giá và phương án đấu thầu nguồn NLTT đang được Bộ Công Thương xây dựng. Khác biệt về quy mô, tiến độ và phân bổ các nguồn NLTT nói trên sẽ ảnh hưởng đến khả năng vận hành lưới điện truyền tải, dẫn đến việc đẩy sớm, bổ sung hạ tầng truyền tải tương ứng.

Đối với việc thiết kế lưới điện truyền tải liên vùng Miền, cần căn cứ vào đặc điểm truyền tải (công suất, sản lượng và chiều truyền tải) trong dài hạn. Đặc điểm truyền tải được tính toán dựa trên kết quả đầu ra của chương trình mô phỏng tối ưu vận hành nguồn toàn quốc (tính được sản lượng truyền tải, tần suất truyền tải) và các điều kiện vận hành biên của lưới điện (kịch bản vận hành nặng nề nhất, nguồn phát cao, phụ tải thấp). Khi quy mô công suất và sản lượng truyền tải đủ lớn, truyền tải ở khoảng cách xa (trên 300 km), giải pháp HVDC cũng cần được xem xét[20]. Phương án truyền tải được lựa chọn cần đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đối với lưới truyền tải [1], [2] với chi phí tối thiểu.

Kết quả quan trọng nhất của chương trình phát triển lưới truyền tải là danh mục các công trình lưới truyền tải điện từ cấp 220 kV trở lên trong giai đoạn 2021-2030; định hướng phát triển lưới điện truyền tải ở cấp điện áp từ 220 kV trở lên trong giai đoạn 2031-2045[21].

10.3. LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI LIÊN VÙNG

Để xác định được phương án truyền tải liên vùng miền, cần xác định vị trí tương đối của các điểm giao - nhận điện, tức là các trung tâm nguồn điện và trung tâm phụ tải. Các điểm giao - nhận điện có thể xác định được dựa trên cân đối nguồn – tải tại các tiểu vùng (19 tiểu vùng) và tại các tỉnh (63 tỉnh). Dựa trên thống kê các dự án đăng ký đầu tư khu vực, kết quả tính toán của kịch bản phát triển nguồn điện chọn, nhóm Đề án thực hiện phân bổ công suất các loại hình nguồn điện dựa trên nguyên tắc cấp điện tối đa cho phụ tải tại chỗ và tối thiểu hóa chi phí đầu tư lưới truyền tải điện. Chi tiết phương án phân bổ các loại hình nguồn điện về từng tiểu vùng được trình bày trong phần Phụ lục chương 10. Kết quả phân bổ nguồn điện là cơ sở để đề xuất các phương án tăng

cường khả năng truyền tải liên Vùng miền như phương án HVAC và HVDC từ Nam Trung Bộ tải điện ra Bắc Bộ, hoặc từ Tây Nguyên tải vào Nam Bộ, Miền Tây tải ra Miền Đông...

Lưới điện truyền tải liên vùng được thiết kế trên cơ sở đặc điểm về nhu cầu truyền tải, bao gồm quy mô công suất, sản lượng và chiều dài truyền tải. Nhu cầu truyền tải được xác định căn cứ theo kịch bản phát triển nguồn điện được lựa chọn (Chương 9) và huy động tối ưu các loại nguồn điện trong giai đoạn quy hoạch (từ năm 2020 đến năm 2045).

Kết quả tính toán nhu cầu truyền tải giữa các vùng từ kết quả tính toán của chương trình phát triển tối ưu nguồn điện (Chương 9) được phân tích, so sánh với năng lực truyền tải của lưới liên kết 500-220 kV theo quy hoạch đã được phê duyệt [23] và kế hoạch đầu tư xây dựng lưới điện truyền tải[19].

Năng lực truyền tải của lưới điện theo các quy hoạch phát triển điện lực được phê duyệt được thực hiện tính toán tại các nghiên cứu bồi trợ QHĐ VIII [24]. Chi tiết được trình bày trong phần phụ lục Chương 10.

10.3.1. Truyền tải liên khu vực giai đoạn đến năm 2025

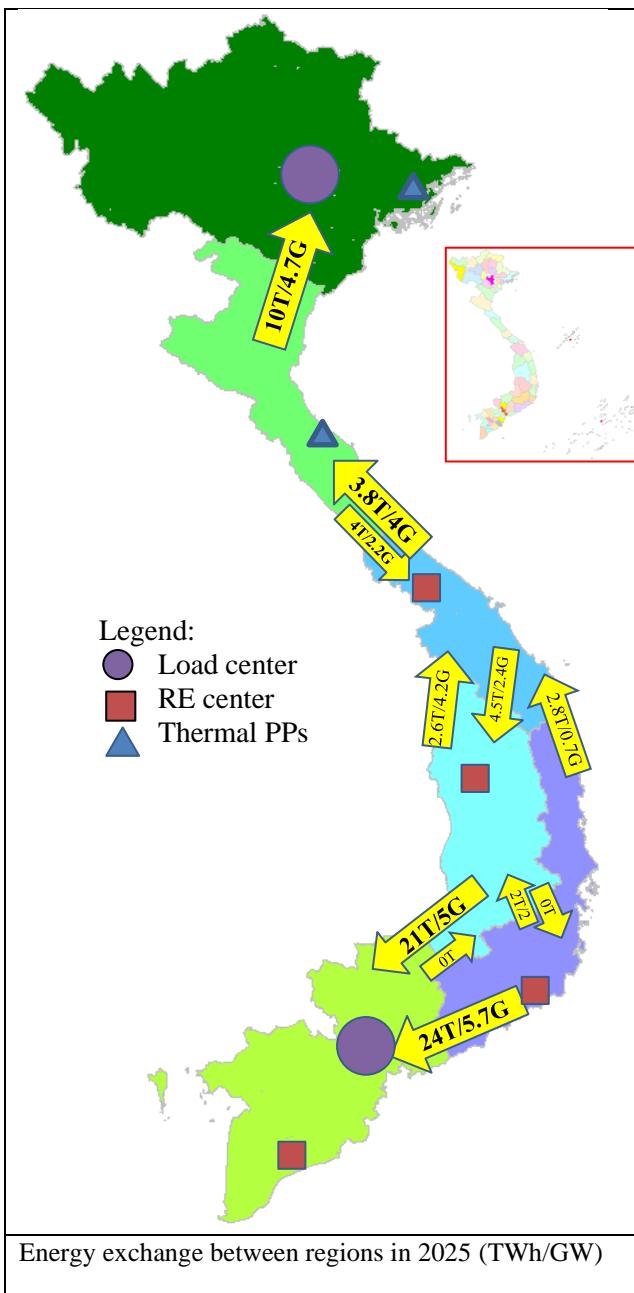
Công suất (GW) và sản lượng (TWh) truyền tải liên khu vực giai đoạn 2020 – 2025 như hình 10.4.

Đến năm 2025, mô phỏng vận hành nguồn cho thấy xu hướng truyền tải giữa các khu vực có sự thay đổi rõ rệt so với hiện nay. Khu vực Trung Trung Bộ đóng vai trò trung chuyển điện năng giữa 2 Miền Bắc – Nam. Sản lượng Trung Trung Bộ tải ra Bắc Trung Bộ và ngược lại tương đương nhau (~ 4 tỷ kWh). 4 tỷ kWh cũng là sản lượng điện trao đổi giữa Vùng Trung Trung Bộ với Tây Nguyên và Nam Trung bộ.

Các tỉnh Bắc Bộ nhận hỗ trợ khoảng 10 tỷ kWh, trong đó 4 tỷ kWh đến từ Tây Nguyên và Nam Trung Bộ, 6 tỷ kWh từ Bắc Trung Bộ.

Nam Bộ nhận thuần 45 tỷ kWh (từ Tây Nguyên tải về 21 tỷ kWh, từ Nam Trung Bộ 24 tỷ kWh), không truyền tải theo chiều ngược lại.

Công suất lớn nhất truyền tải qua các giao diện năm 2025 về cơ bản vẫn nằm trong giới hạn truyền tải của lưới điện 500 - 220 liên kết khu vực (với điều kiện các đường dây 500 kV đang triển khai hiện nay đóng điện đúng tiến độ). Nhu cầu công suất MAX tải từ Tây Nguyên về Nam Bộ là 5,6 GW, từ Nam Trung Bộ về Nam Bộ là 5,7 GW vẫn có thể được đảm bảo bằng các ĐZ 500 kV hiện có và ĐZ xây mới, dự kiến vận hành năm 2025 (ĐZ 500 kV Thuận Nam – Chơn Thành VH năm 2025, ĐZ Krông Buk – Tây Ninh VH năm 2024-2025).



Hình 10.4: Nhu cầu truyền tải liên khu vực đến năm 2021 - 2025

10.3.2. Truyền tải liên khu vực đến năm 2030, 2035

Đặc điểm truyền tải năm 2030:

Đối với kịch bản nguồn chọn (có sự gia tăng lớn về nguồn NLTT tại Miền Nam, Miền Trung, Tây Nguyên), xu hướng truyền tải trong dài hạn sẽ được định hình rõ nét trong giai đoạn 2026- 2030. Năm 2030, Bắc Bộ sẽ nhận lượng điện năng rất lớn từ giao diện Bắc Trung Bộ (25,6 tỷ kWh - 6,1 GW), trong đó 7,7 tỷ kWh phải nhận từ Trung Trung Bộ. Lượng điện năng từ khu vực Nam Trung Bộ cũng không thể tải hết vào Nam Bộ mà bắt đầu có xu hướng tải sản lượng lớn ra Bắc (6,4 tỷ kWh – 2,9 GW).

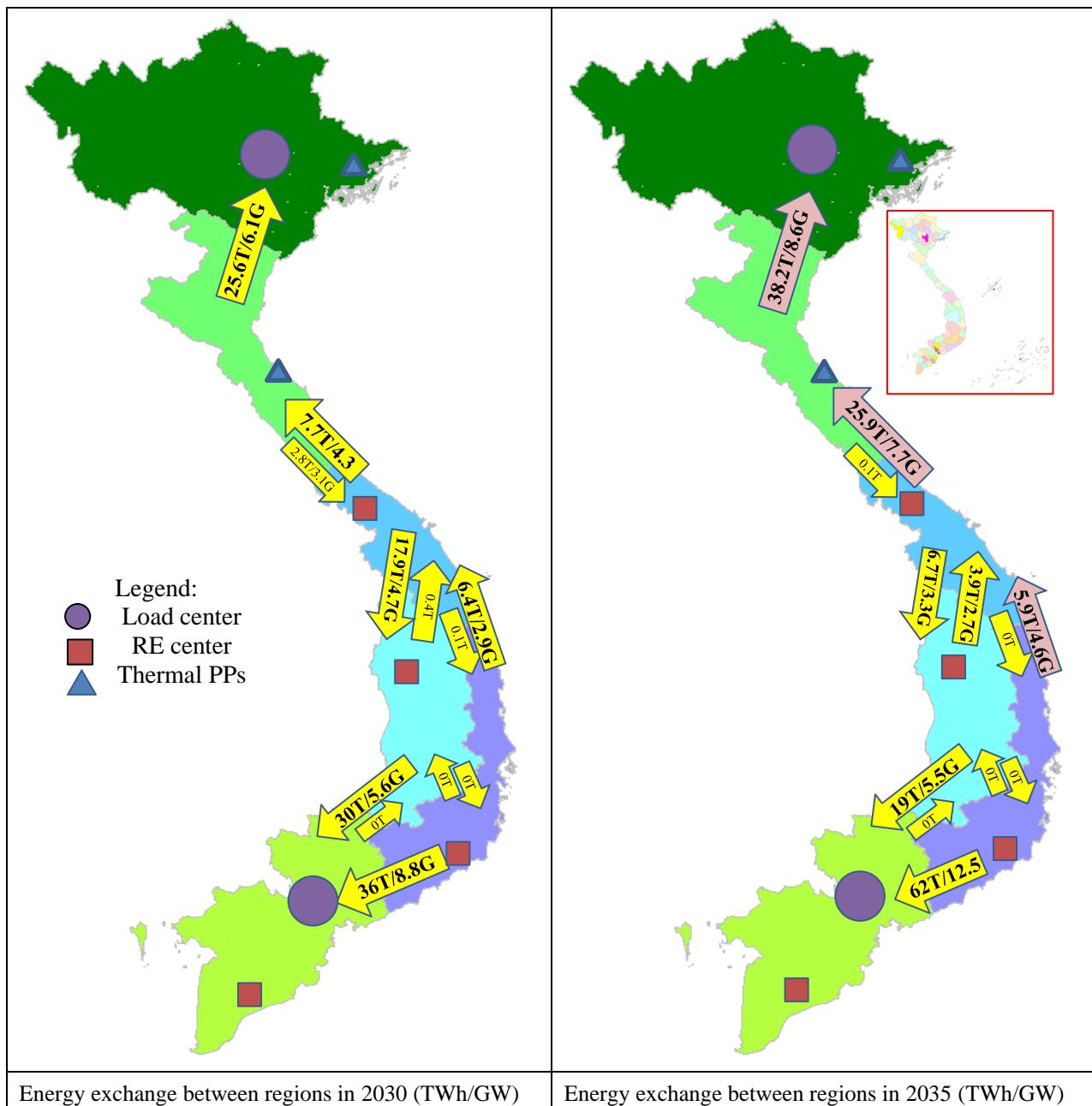
Các nguồn điện Trung Trung bộ và Tây Nguyên vẫn tải vào Nam Bộ là chủ yếu với sản lượng 30 tỷ kWh – 5,6 GW. Sản lượng điện từ Nam Trung Bộ tải vào Nam Bộ tiếp tục tăng cao, đạt 36 tỷ kWh – 8,8 GW.

Đặc điểm truyền tải năm 2035:

Xu hướng truyền tải liên khu vực giai đoạn 2031-2035 cũng tương tự như năm 2030, nhưng với quy mô lớn hơn. Với sự gia tăng của điện gió ngoài khơi tại Nam Trung Bộ (là khu vực có tiềm năng tốt nhất), điện năng từ Nam Trung Bộ sẽ tải vào Nam Bộ với sản lượng 62 tỷ kWh. Bắc Bộ nhận điện năng rất lớn từ Bắc Trung bộ, lên đến 38 tỷ kWh trong đó 26 tỷ kWh trung chuyển từ Trung Trung Bộ. Như vậy có thể nhận thấy đích đến của nguồn điện Trung Trung Bộ và Tây Nguyên – Duyên Hải Nam Trung Bộ tải ra bắc (khoảng 10 tỷ kWh) là khu vực trung tâm phụ tải Bắc Bộ, quy mô công suất truyền tải cần tăng thêm lên đến ~4,6 GW trên giao diện Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ. Do vậy, giai đoạn 2031-2035 cần tính toán giải pháp mở rộng nâng cấp hệ thống truyền tải liên khu vực Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ.

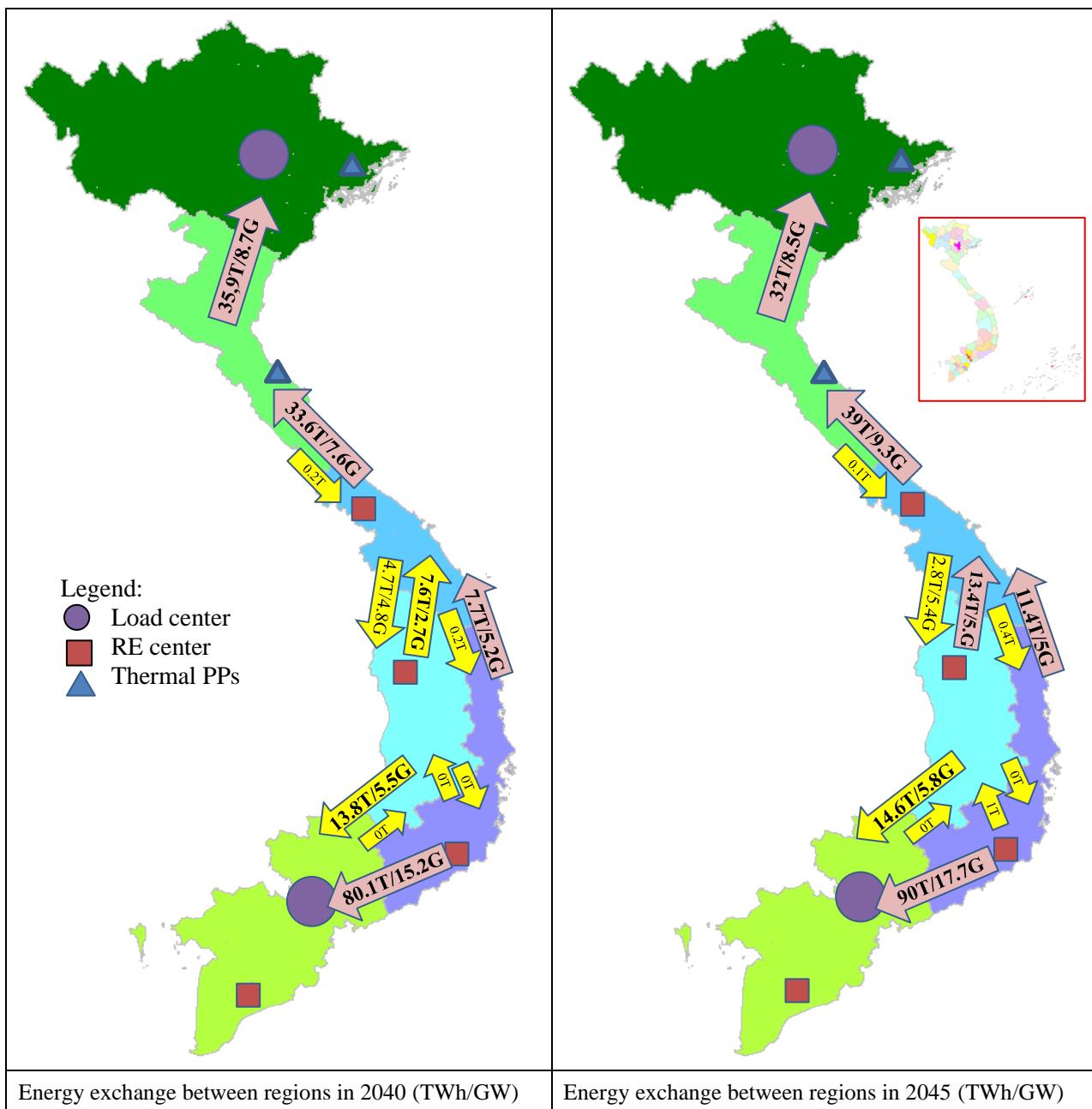
Với lưới truyền tải khá mạnh, khu vực Tây Nguyên vẫn chủ yếu cấp điện cho Nam Bộ, sản lượng năm 2035 đạt khoảng 19 tỷ kWh, công suất truyền tải 5,5 GW. Các nguồn điện khu vực Trung Trung Bộ (như cụm nguồn TBKHH mỏ Cá Voi Xanh, Gió Quảng Trị,) chủ yếu truyền tải ra Bắc Bộ.

Từ kết quả tính toán mô phỏng tối ưu vận hành nguồn, có thể nhận thấy, nếu không có sự nâng cấp lưới truyền tải liên miền – liên khu vực thì hệ thống 500-220 kV từ Bình Định - Dung Quất – Đà Nẵng ra tới Khu vực Hà Nội sẽ vận hành rất nặng nề, thậm chí quá tải. Trên giao diện Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ, khả năng tải khoảng 8 GW ở chế độ N-1 [24] nhưng phải truyền tải 8,5 GW; từ Trung Trung Bộ ra Bắc Trung Bộ khả năng tải chỉ đạt 4,5 GW ở chế độ N-1 [24], trong khi phải truyền tải 7,6 GW (vượt quá giới hạn 69%). Xây dựng hệ thống truyền tải xa, tải trực tiếp tải điện từ Nam Trung Bộ ra khu vực Hà Nội có thể là một giải pháp giúp tránh quá tải HTĐ tại các giao diện từ Miền Trung ra Miền Bắc. Vấn đề này sẽ được phân tích tính toán ở phần sau của đề án.



Hình 10.5: Nhu cầu truyền tải liên khu vực năm 2030 - 2035

10.3.3. Truyền tải liên khu vực đến năm 2040, 2045



Hình 10.6: Nhu cầu truyền tải liên khu vực năm 2040 - 2045

Đặc điểm truyền tải năm 2040:

Năm 2040 có sự gia tăng lớn nguồn điện gió ngoài khơi tại khu vực Nam Trung Bộ. Khu vực này sẽ tải vào Nam Bộ khoảng 80 tỷ kWh, tải ra Bắc 7,7 tỷ kWh. Đích đến của nguồn Nam Trung bộ tải ra Bắc vẫn là trung tâm phụ tải khu vực Hà Nội với khoảng cách truyền tải 1200-1500 km, quy mô công suất 5,2 GW. Lưới truyền tải 500-220 kV Miền Trung (như kế hoạch xây dựng hiện nay) không thể đáp ứng được nhu cầu truyền tải trên các giao diện: Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ 8,6 GW; Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ 7,6 GW; và Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ 5,2 GW.

Đối với giao diện Nam Trung Bộ - Nam Bộ, yêu cầu truyền tải là 15,2 GW cũng sẽ vượt ngưỡng khả năng tải của các ĐZ 500-220 kV (12,9 GW).

Đặc điểm truyền tải năm 2045:

Đến năm 2045, dự kiến có sự gia tăng lớn công suất điện gió off shore và on shore tại Tây Nguyên và Nam Trung Bộ, dẫn tới sự gia tăng công suất và sản lượng truyền tải rất lớn trên giao diện Nam Trung Bộ - Nam bộ (90 tỷ kWh-17,7 GW), Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ (11,4 tỷ kWh-5GW), Tây Nguyên – Trung Trung Bộ (13,4 tỷ kWh – 5,0 GW) và toàn bộ hệ thống truyền tải liên kết từ Trung Trung bộ ra Bắc Bộ. Sự gia tăng này vượt quá khả năng truyền tải của các ĐZ 500-220 kV hiện có và đã quy hoạch.

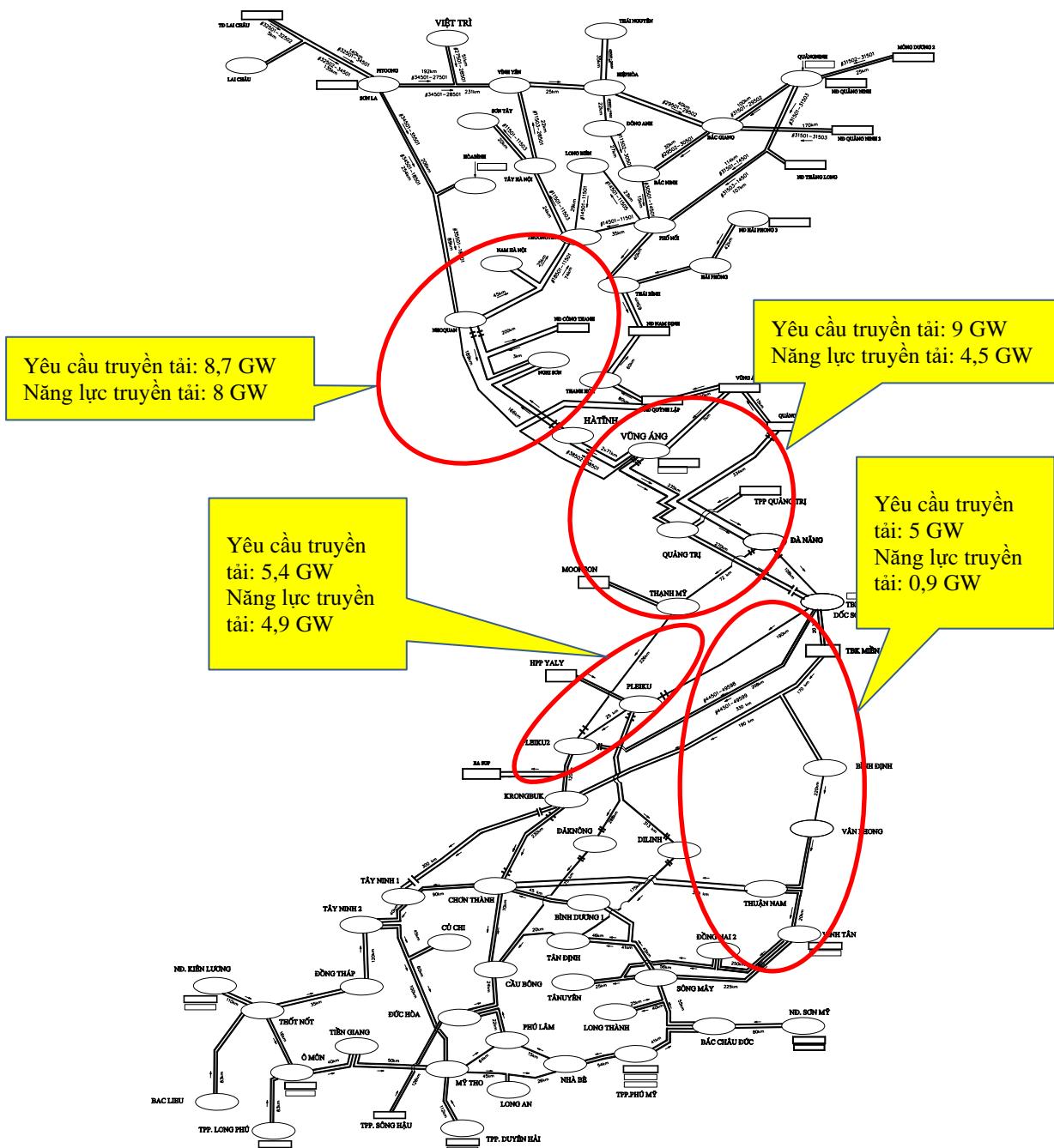
Lượng điện năng Bắc Bộ cần nhận là khoảng 32 tỷ kWh, trong đó 11,4 tỷ kWh đến từ Nam Trung bộ, 13,4 tỷ kWh đến từ Tây Nguyên, gây nghẽn mạch trên các ĐZ truyền tải từ Trung Trung Bộ ra Bắc Bộ.

Kết quả mô phỏng VH nguồn cũng cho thấy, điện sản xuất từ các TBKHH Miền Trung, Dung Quất, các nguồn điện gió Quảng Trị, NĐ Quảng Trị đều có xu hướng tải ra Bắc Bộ.

10.3.4. Nhu cầu truyền tải liên vùng miền và khả năng đáp ứng của lưới điện truyền tải liên kết

Từ chương trình phát triển nguồn điện được lựa chọn và kết quả mô phỏng VH tối ưu nguồn, đối chiếu với lưới điện truyền tải liên khu vực hiện có và đã quy hoạch, có một số nhận xét sau:

- Lưới truyền tải liên khu vực đến năm 2025 có thể đáp ứng tốt yêu cầu truyền tải. Công suất truyền tải MAX qua các giao diện giữa các khu vực vẫn nằm trong giới hạn cho phép.
- Lưới truyền tải liên khu vực đến năm 2030 có khả năng bị nghẽn mạch trên cung đoạn Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ. Yêu cầu công suất truyền tải theo lý thuyết là 7,7 MW so với dung lượng 8,0 GW (chiếm 96%). Do tiết diện các ĐZ 500 kV tại đây không đồng đều nên các ĐZ 500 kV cũ (mạch 1,2), tiết diện nhỏ sẽ có nhiều khả năng bị quá tải trước (xem thêm phần lưới truyền tải nội vùng và phần phân tích kỹ thuật).
- Lưới liên kết đến năm 2035 cần phải nâng cấp đáng kể từ Nam Trung bộ ra Bắc Bộ để truyền tải khoảng 4,8 GW. Quy mô truyền tải giữa 2 khu vực này sẽ tăng lên 7,2 tỷ kWh năm 2040 và 12 tỷ kWh năm 2045 ở mức công suất truyền tải lớn nhất khoảng 5,2 GW. Quy mô này sẽ vượt quá năng lực truyền tải của lưới liên kết đã được quy hoạch (phê duyệt đến năm 2030), chi tiết xem trong phụ lục chương 10.



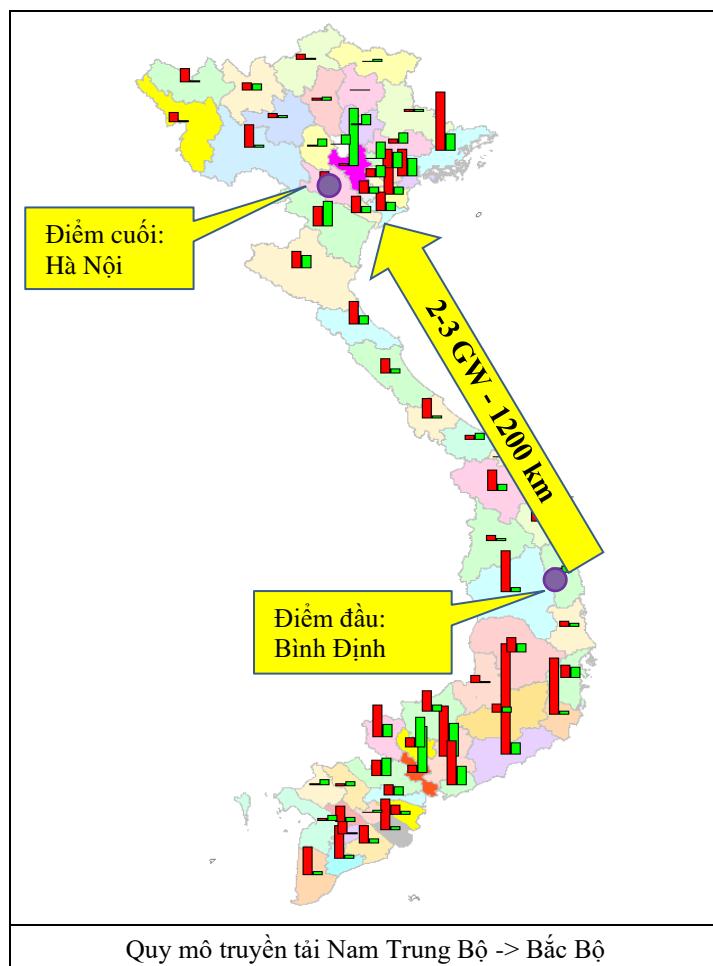
Hình 10.7: Năng lực truyền tải liên vùng theo quy hoạch được duyệt so với yêu cầu truyền tải

Nhận thấy, sau khi xây dựng ĐZ 500 kV Bắc – Trung mạch 3, 4 vận hành năm 2021, lưới truyền tải từ Trung ra Bắc khá mạnh, năng lực truyền tải có thể đạt 4,5 GW nhưng vẫn chưa đáp ứng được yêu cầu truyền tải liên vùng. Do vậy, để tránh nghẽn mạch khi truyền tải NLTT từ Tây Nguyên và Nam Trung bộ ra Bắc trong dài hạn (đến 2045) cần thiết xem xét nâng cao năng lực truyền tải từ Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ. Phương án sử dụng công nghệ truyền tải điện một chiều HVDC cần được xem xét trong trường hợp này [20].

Hệ thống truyền tải điện từ Nam Trung Bộ vào Nam Bộ cũng cần được nâng cấp lên quy mô công suất ~15 GW năm 2040 và ~17 GW năm 2045 để đảm bảo truyền tải nguồn điện gió off-shore về trung tâm phụ tải.

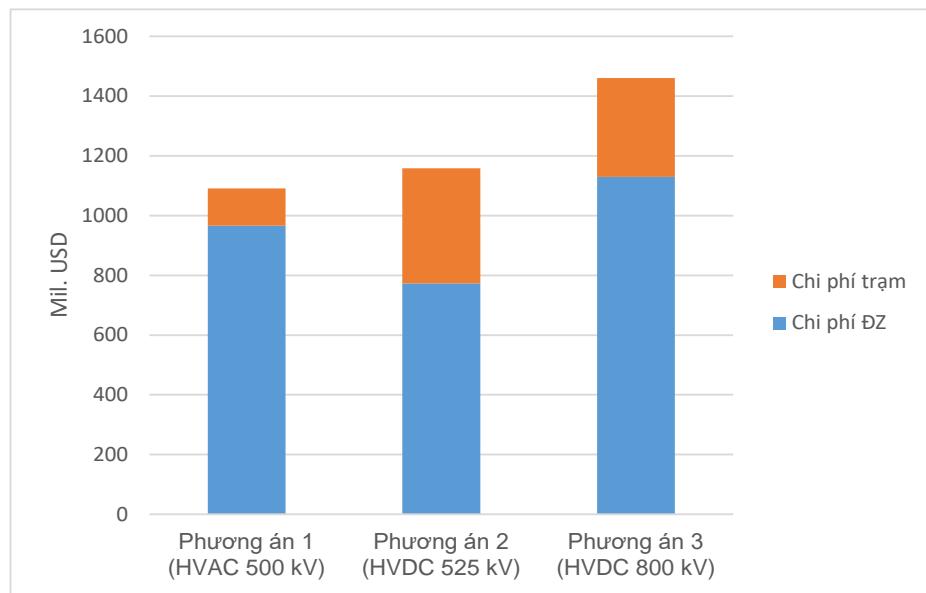
10.3.5. Phương án truyền tải liên vùng: Nam Trung Bộ - Bắc Bộ

Theo tính toán từ chương trình mô phỏng vận hành tối ưu nguồn, đến năm 2045, từ Nam Trung Bộ cần tải ra phía Bắc khoảng 11,4 tỷ kWh với công suất cực đại đạt khoảng 5 GW, làm nặng thêm công suất truyền tải trên các giao diện Tr. Trung Bộ - Bắc Tr. Bộ và Bắc Tr. Bộ - Bắc Bộ. Do năng lực của lưới 500-220 kV liên kết Trung Tr. Bộ - Bắc mới đạt khoảng 4,5 GW nên đề xuất cần tăng cường dung lượng truyền tải từ Nam Trung Bộ đi Bắc Bộ. Công suất truyền tải cần tăng thêm khoảng 2-3 GW (đã trừ đi dung lượng truyền tải hiện trạng và đã có kế hoạch xây dựng. Điểm xuất phát là Bình Định, là vị trí thuận lợi có khả năng nhận điện từ Tây Nguyên và Nam Trung Bộ để tải ra Bắc Bộ.



Hình 10.8: Quy mô truyền tải liên vùng Nam Trung Bộ - Bắc Bộ

Thực hiện tính toán, so sánh các phương án tăng cường khả năng truyền tải, bao gồm: đường dây truyền tải xoay chiều HVAC 500kV, đường dây truyền tải một chiều HVDC 525kV, đường dây truyền tải một chiều HVDC 800kV. Chi tiết tính toán, so sánh các phương án được trình bày trong phần phụ lục chương 10.

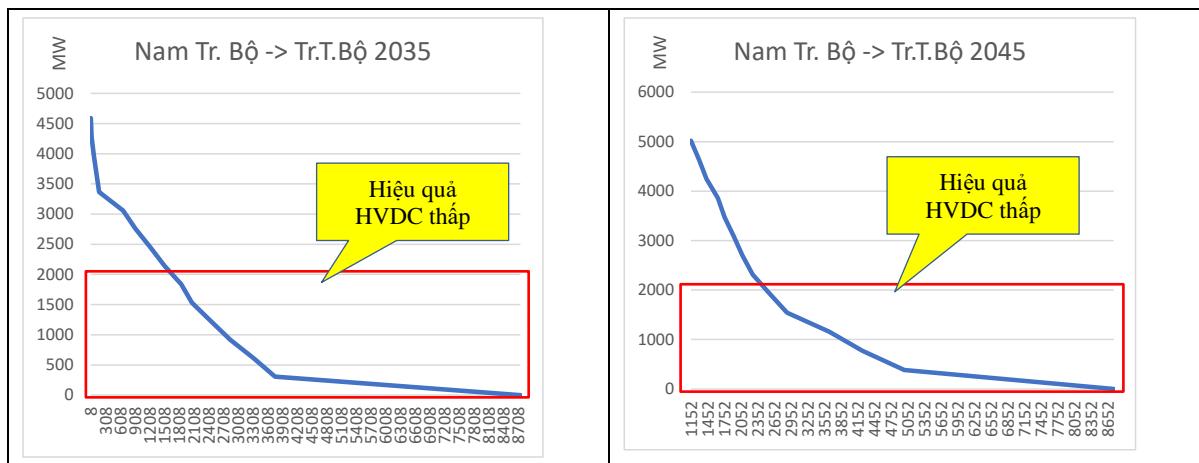


Hình 10.9: So sánh chi phí đầu tư các phương án truyền tải xa

Kết quả tính toán cho thấy:

- Ở khoảng cách truyền tải 1200 km và công suất 2000 MW, giải pháp HVDC 525 kV và HVAC 500 kV có chi phí hiện tại hóa tương đương nhau, phương án UHVDC 800 kV có chi phí hiện tại hóa cao hơn đáng kể (22%).
- Phương án 1 HVAC 500 kV mặc dù có khả năng tải hạn chế hơn nhưng lại có độ linh hoạt cao trong vận hành.

Từ chương trình mô phỏng vận hành tối ưu nguồn, quan sát đường cong công suất truyền tải tích lũy trong năm trên giao diện Nam Trung bộ - Trung Trung bộ, nhận thấy số giờ vận hành ở giải công suất 2000 MW là thấp, do đó, xây dựng hệ thống HVDC truyền tải nền 2000 MW trong trường hợp này sẽ có hiệu quả thấp.



Hình 10.10: Duration curve trên giao diện Nam Tr. BỘ -> Tr. Trung BỘ

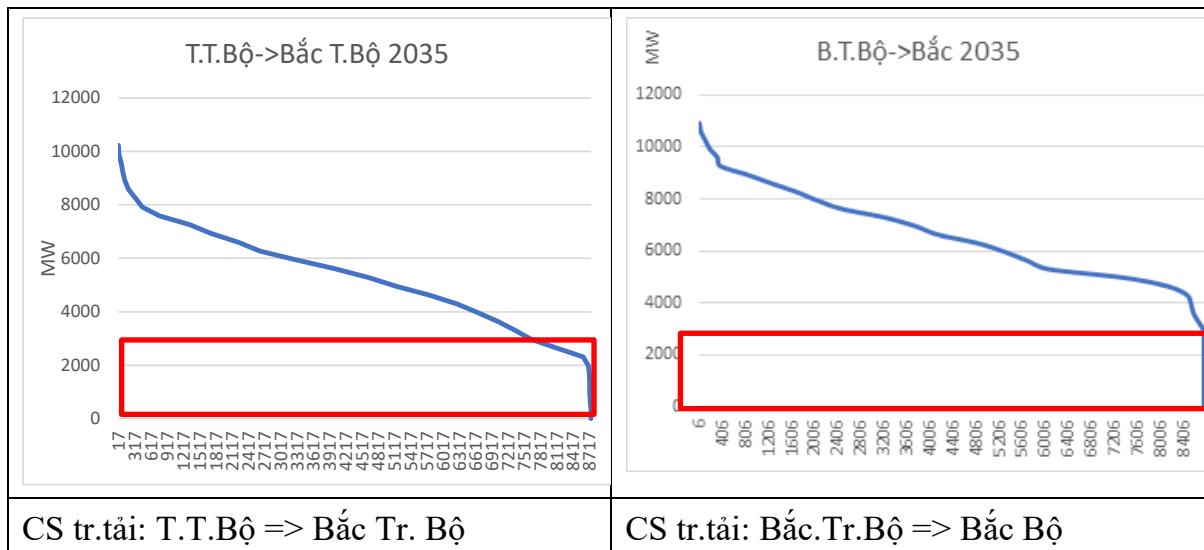
Do đó, kiến nghị lựa chọn phương án truyền tải xoay chiều HVAC 500kV là phương án truyền tải liên kết từ Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ.

10.3.6. Phương án truyền tải liên vùng: Trung Trung Bộ - Bắc Bộ

Khu vực Trung Trung bộ hiện tiềm ẩn một số kịch bản phát triển nguồn rất cao khi có xét đến sự xuất hiện của nguồn TBK Kèn Bàu và một số dự án nguồn điện LNG.

Theo tính toán từ chương trình phát triển nguồn điện, kịch bản Nguồn Kèn Bàu phát triển đến 4 GW hoặc 6 GW thay thế cho một số nguồn LNG Miền Bắc sẽ phát sinh nhu cầu truyền tải lớn từ Trung Trung Bộ ra Bắc Bộ (xem các hình vẽ dưới).

Phương án: Kèn Bàu 4000 MW thay cho 2400 MW NĐ than Quỳnh Lập và 1600 MW LNG Miền Bắc:

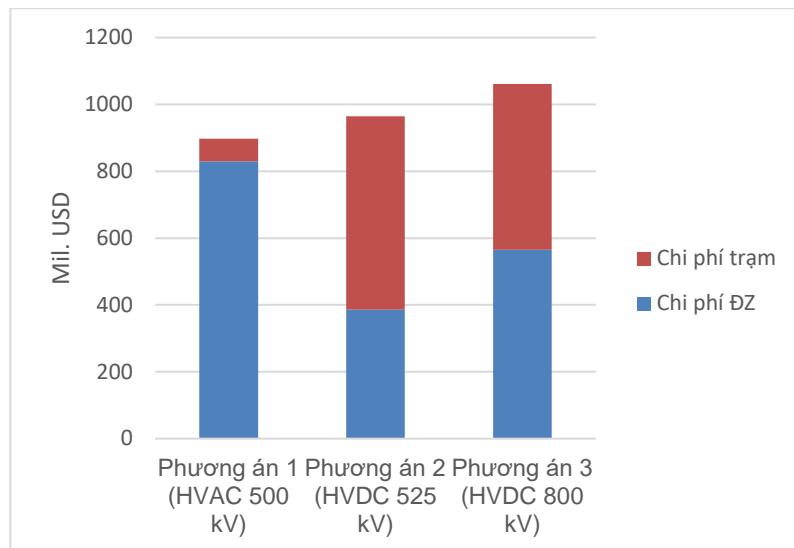


Hình 10.11: Kết quả so sánh các phương án truyền tải HVAC và HVDC cho kịch bản Kèn Bàu 4000MW

So sánh phương án HVAC và HVDC: truyền tải 3000 MW từ Kèn Bàu về khu vực Hà Nội, khoảng cách 600 km:

Bảng 10-1: Kết quả so sánh phương án HVAC và HVDC – truyền tải 3000 MW từ Kèn Bàu về khu vực Hà Nội

Chi phí	Đơn vị	Phương án 1 (HVAC 500 kV)	Phương án 2 (HVDC 525 kV)	Phương án 3 (HVDC 800 kV)
Chi phí ĐZ	Mil. USD	829	386	565
Chi phí trạm	Mil. USD	69	578	496
Tổng Vốn đầu tư	Mil. USD	898	964	1061
% Vốn đầu tư	%	100%	107%	118%
Chi phí hiện tại hóa (NPV)	Mil. USD	932	1103	1099
% Chi phí Hiện tại hóa	%	100%	118%	118%

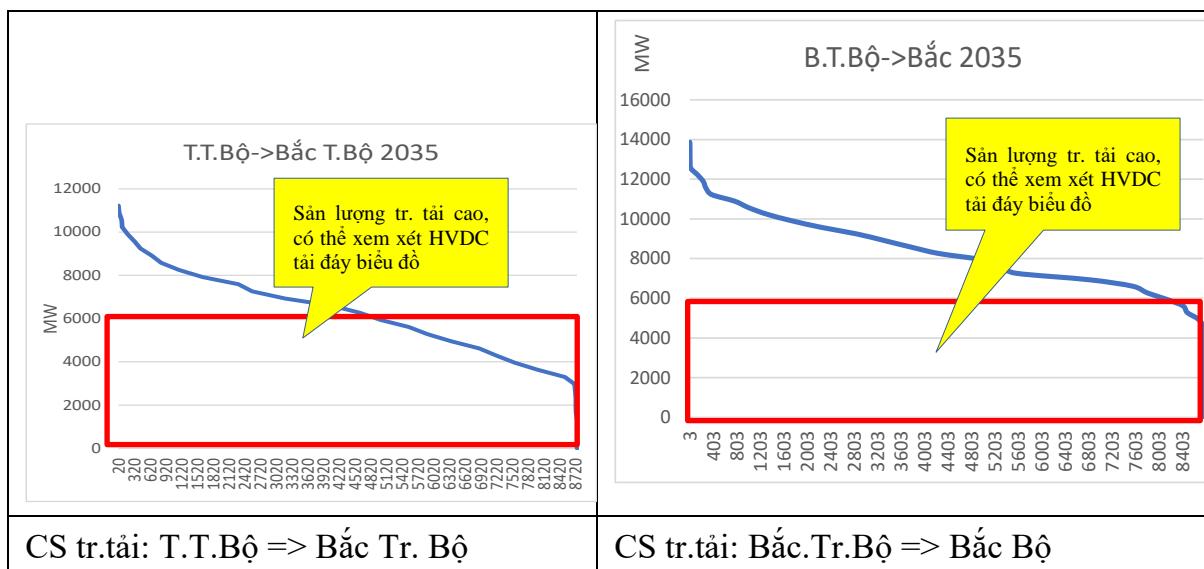


Hình 10.12: So sánh chi phí đầu tư các phương án truyền tải từ Tr. Trung Bộ ra Bắc Bộ (dung lượng tải 3000 MW)

Ở Phương án TBK Kèn bàu 4000 MW thay cho NĐ QL và LNG Bắc Bộ, cần đảm bảo dung lượng truyền tải 10,2-10,8 GW từ năm 2035 (tăng thêm khoảng 1500 MW so với dung lượng CS truyền tải phương án nguồn cơ sở). Do đó, nếu sử dụng ĐZ xoay chiều AC 500 kV truyền tải từ Kèn Bàu Ra Bắc Bộ, cần bổ sung thêm 01 mạch ĐZ 500 kV (ngoài việc cải tạo 02 mạch ĐZ hiện hữu lên mạch kép). Đối với phương án HVDC, chỉ cần cải tạo 01 mạch ĐZ 500 kV Hiện hữu thành ĐZ HVDC, không phát sinh thêm tuyến mới.

Nhận thấy phương án HVDC có vốn đầu tư cao hơn HVAC khoảng 7%-18%, chi phí hiện tại hóa cao hơn khoảng 18% (do chi phí O&M cao hơn, không bù lại được chi phí tổn thất).

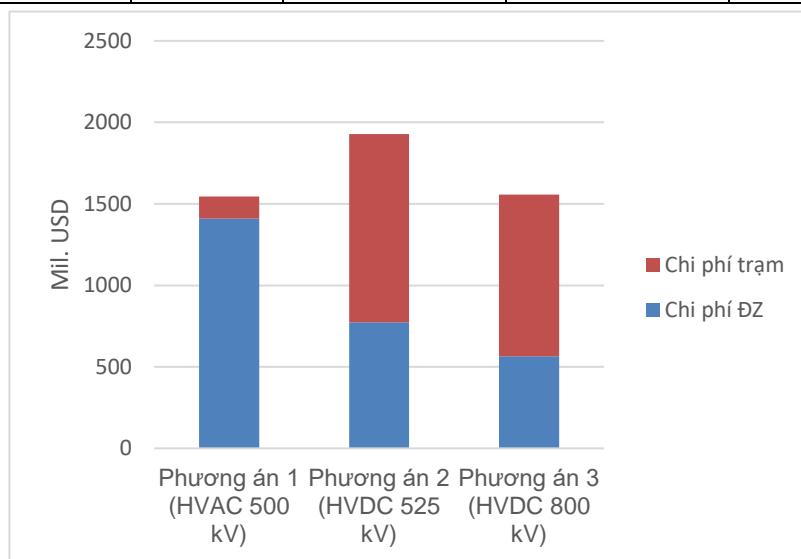
Phương án: NMĐ TBK Kèn bàu 6000 MW thay cho LNG Miền Bắc.



Hình 10.13: Kết quả So sánh các phương án truyền tải HVAC và HVDC cho kịch bản Kèn Bàu 6000MW

Bảng 10-2: Kết quả so sánh các phương án truyền tải

Chi phí	Đơn vị	Phương án 1 (HVAC 500 kV)	Phương án 2 (HVDC 525 kV)	Phương án 3 (HVDC 800 kV)
Chi phí ĐZ	Mil. USD	1409	773	565
Chi phí trạm	Mil. USD	137	1156	992
Tổng Vốn đầu tư	Mil. USD	1546	1929	1557
% Vốn đầu tư	%	100%	125%	101%
Chi phí hiện tại hóa (NPV)	Mil. USD	1604	2206	1562
% Chi phí Hiện tại hóa	%	100%	138%	97%



Hình 10-14 So sánh chi phí đầu tư các phương án truyền tải từ Kèn Bàu ra Bắc Bộ
(dung lượng 6000 MW)

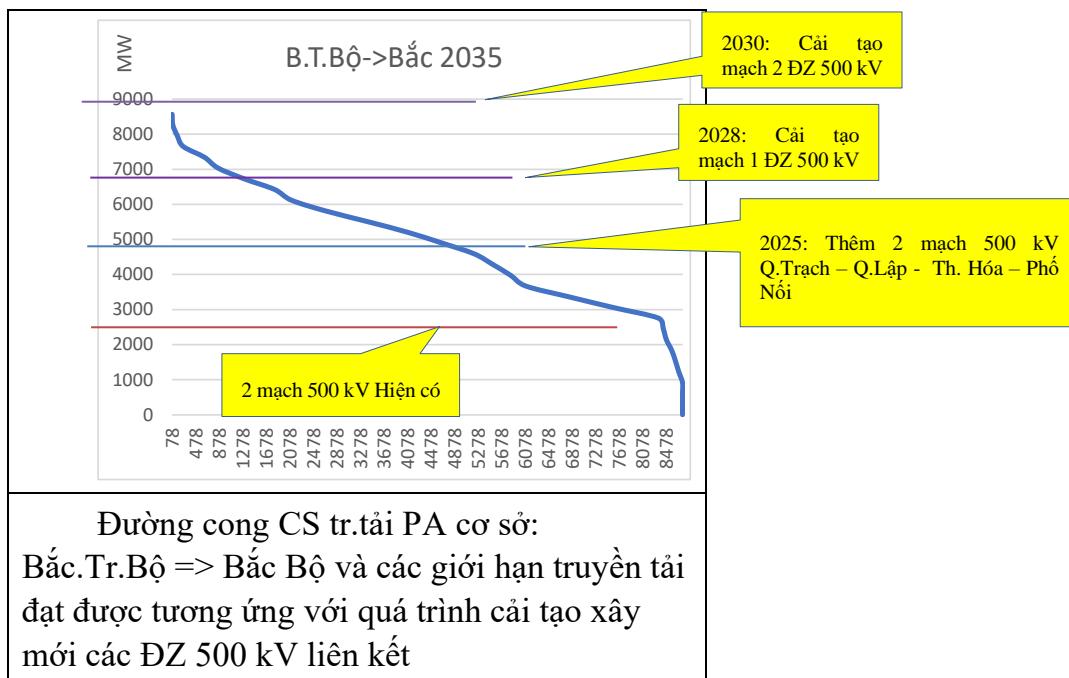
Đối với kịch bản nguồn khí Kèn Bàu lên đến 6000 MW, dung lượng truyền tải từ Trung Trung Bộ ra Bắc bộ cần đạt 14.000 MW, có thể cân nhắc phương án HVAC 500 kV (ngoài cải tạo 2 mạch cũ lên mạch kép, còn cần xây mới 02 mạch kép 500 kV từ Kèn Bàu ra đến khu vực Hà Nội, chiều dài 600 km) hoặc cân nhắc phương án xây dựng ĐZ HVDC +/- 800 kV (cải tạo 01 mạch 500 kV thành ĐZ HVDC Bipole).

Phương án HVDC +/-525 kV phát sinh thêm 01 tuyến Bipole 600 km, phương án xoay chiều HVAC 500 kV phát sinh thêm 02 tuyến 500 kV so với phương án nguồn cơ sở. Chỉ có phương án HVDC +/- 800 kV thì không phát sinh thêm tuyến ĐZ mới, chỉ phải cải tạo 01 mạch 500 kV hiện có thành mạch bipole +/- 800 kV.

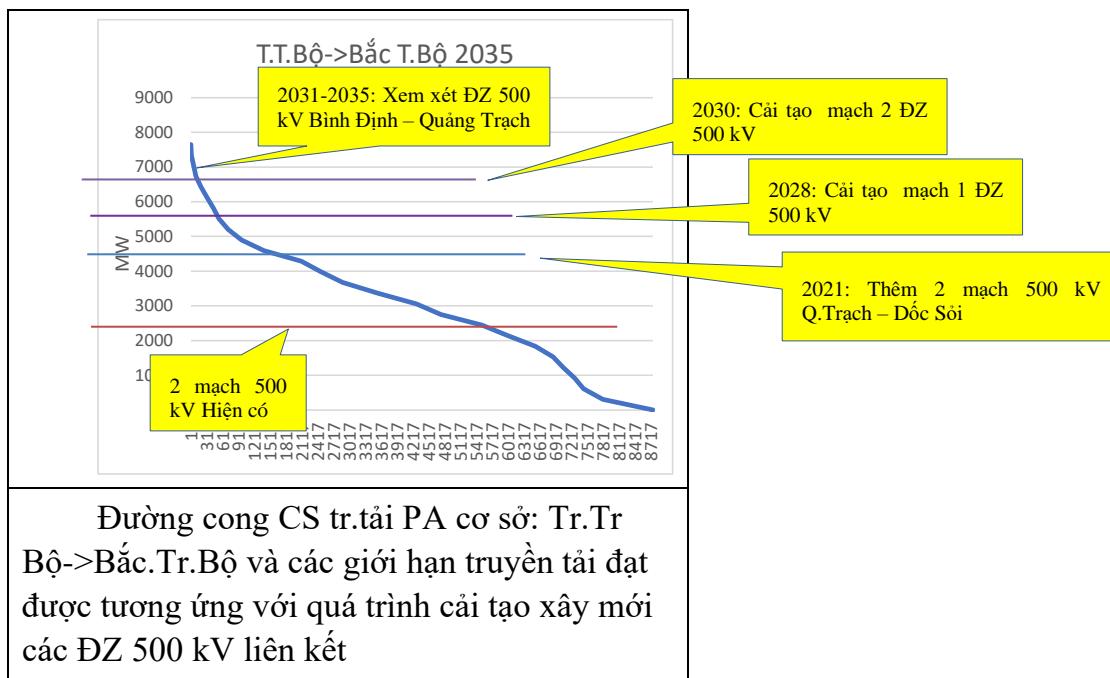
(*) Đánh giá về giới hạn truyền tải của lưới điện liên vùng Trung Trung bộ - Bắc Bộ và các đề xuất cải tạo, nâng cấp hệ thống điện hiện hữu.

Dựa trên đánh giá về công suất và sản lượng truyền tải liên vùng có thể thấy việc cải tạo các ĐZ 500 kV hiện hữu (mạch 1,2) với tuổi thọ ~30 năm có thể là một giải pháp nhằm tận dụng hành lang tuyến.

Căn cứ theo nhu cầu công suất và sản lượng truyền tải, có thể xem xét giải pháp cải tạo trên đoạn giao diện Bắc Trung bộ - Bắc Bộ như sau:



Giải pháp cải tạo trên đoạn giao diện Trung Trung Bộ - Bắc Trung bộ



10.3.7. Phương án truyền tải liên vùng: Tây Nguyên – Nam Bộ và Nam Trung Bộ - Nam Bộ

Đối với phương án phát triển nguồn cơ sở, các ĐZ 500 kV – 220 kV liên kết giữa Tây Nguyên và Nam Bộ có khả năng đáp ứng tốt nhu cầu truyền tải 5-5,8 GW. Tuy nhiên, khu vực Tây Nguyên có tiềm năng rất lớn về điện gió on-shore, lại tiếp giáp với khu vực 2 tỉnh Bình Định, Phú Yên được đánh giá là có tiềm năng tốt về điện gió xa bờ (off-shore). Ngoài ra, khu vực Bắc Tây Nguyên còn có nguồn Thủy điện trong nước, thủy điện nhập khẩu và điện khí (Cá Voi Xanh) rất lớn. Do vậy, một trong những kịch

bản truyền tải cần quan tâm là truyền tải cao Tây Nguyên đi Nam bộ vượt mức 5,8 GW của chương trình phát triển nguồn tối ưu (phương án cơ sở).



Hình 10-15 Điểm đầu điểm cuối truyền tải liên vùng Tây Nguyên – Nam Bộ và Nam Trung Bộ - Nam bô

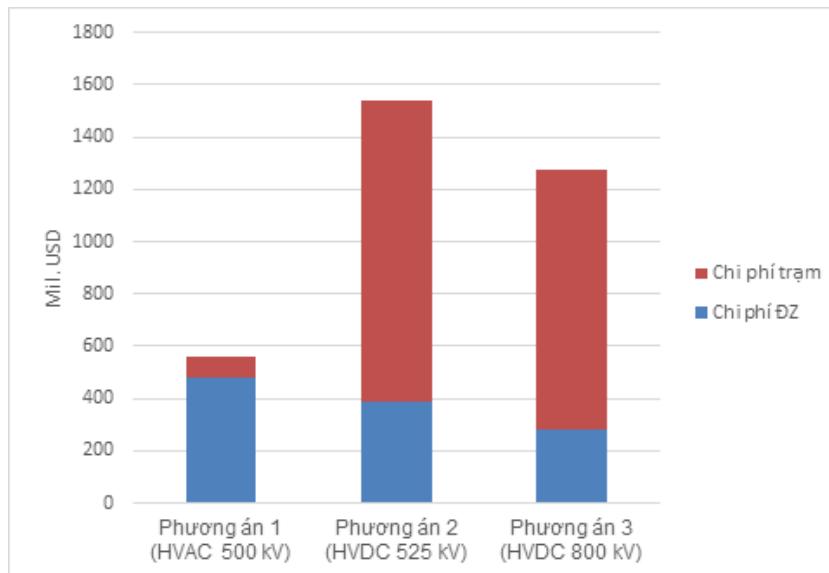
Đối với kịch bản truyền tải cao Nam Trung Bộ - Nam Bộ vượt ngưỡng 17 GW, cần thiết phải xem xét xây dựng mới các ĐZ truyền tải liên kết với chiều dài trong khoảng từ 300 km (nếu xuất phát từ khu vực Ninh Thuận) hoặc 550 km nếu xuất phát từ Phú Yên. Do đây là kịch bản phát triển nguồn đột biến nên còn phụ thuộc vào rất nhiều biến số, dẫn tới các khả năng truyền tải khác nhau (phụ thuộc vào chi phí đầu tư điện gió off shore, chương trình phát triển các nguồn điện khí LNG tại Khánh Hòa, Ninh Thuận, ...).

Đối với khoảng cách truyền tải 600 km, quy mô truyền tải 3000 MW hoặc 6000 MW, tính toán chi phí vốn đầu tư và chi phí hiện tại hóa xem thêm mục 10.3.6 ở trên, trong đó, có thể xem xét lựa chọn phương án HVDC trên khía cạnh hành lang tuyến xây dựng khó khăn và hiệu quả sử dụng hạ tầng truyền tải, còn chi phí đầu tư của HVDC và HVAC không có sự khác biệt lớn ở khoảng cách 600 km.

Đối với khoảng cách truyền tải ngắn hơn (300 km), so sánh chi phí đầu tư và chi phí hiện tại hóa của các phương án truyền tải HVDC và HVAC như sau:

Bảng 10-3 So sánh phương án truyền tải HVAC và HVDC khoảng cách 300 km, quy mô 6000 MW

Chi phí	Đơn vị	Phương án 1 (HVAC 500 kV)	Phương án 2 (HVDC 525 kV)	Phương án 3 (HVDC 800 kV)
Chi phí ĐZ	Mil. USD	483	386	283
Chi phí trạm	Mil. USD	74	1156	992
Tổng Vốn đầu tư	Mil. USD	557	1542	1275
% Vốn đầu tư	%	100%	277%	229%
Chi phí hiện tại hóa (NPV)	Mil. USD	578	1492	1077
% Chi phí Hiện tại hóa	%	100%	258%	186%



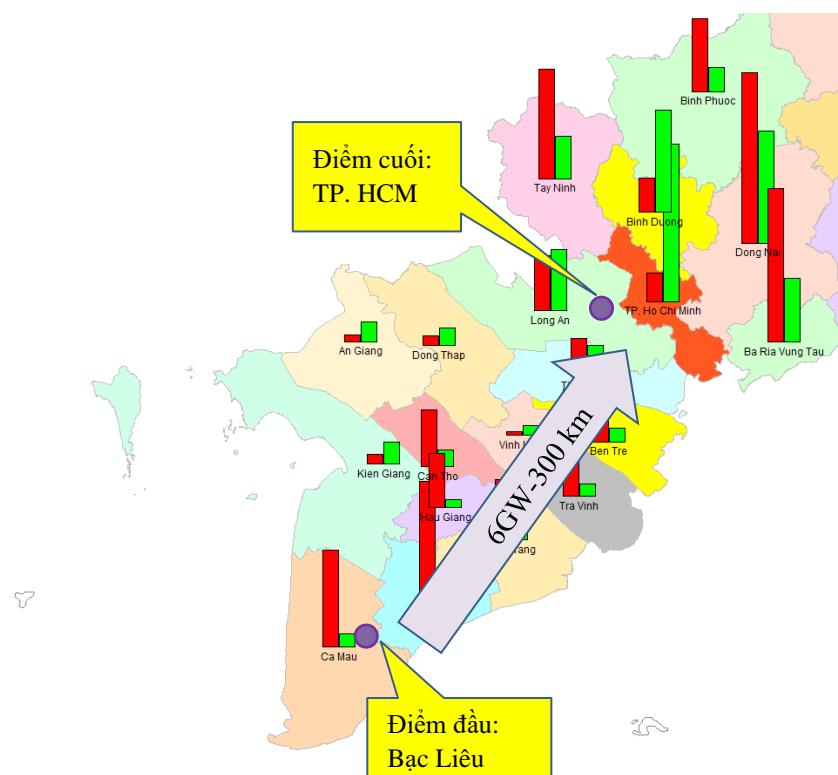
Hình 10-16 So sánh chi phí đầu tư HVAC – HVDC khoảng cách 300 km, 6000 MW

Từ kết quả tính toán vốn đầu tư cho hệ thống truyền tải, có thể nhận thấy phương án sử dụng HVDC có chi phí cao hơn rất nhiều so với HVAC. Phương án 2 (HVDC 525 kV) có vốn đầu tư 1,5 tỷ USD, cao gấp 2,7 lần phương án 1; Phương án 3 (HVDC 800 kV) là 1,3 tỷ USD, cao gấp 2,2 lần phương án 1.

Đối với khoảng cách truyền tải ngắn (300 km), công suất truyền tải 6000 MW, phương án sử dụng đường dây truyền tải xoay chiều AC 500 kV vẫn mang lại hiệu quả kinh tế tốt hơn các phương án HVDC. Phương án sử dụng công nghệ HVDC mặc dù có tổn thất truyền tải thấp hơn nhưng do vốn đầu tư quá lớn dẫn tới chi phí hiện tại hóa cao gấp 1,8 – 2,5 lần phương án HVAC 500 kV. Việc lựa chọn phương án HVDC trong trường hợp này (nếu có) chủ yếu do hành lang chiếm đất rất thấp so với phương án HVAC (chỉ bằng khoảng $\frac{1}{2}$).

10.3.8. Phương án truyền tải liên vùng: Tây Nam Bộ – Đông Nam Bộ

Khu vực Cà Mau, Bạc Liêu, Sóc Trăng cũng tiềm ẩn kịch phát phát triển nguồn cao hơn dự kiến do tiểu vùng này tập trung đa dạng các loại nguồn: NĐ Than, TBK LNG, điện gió on-shore và điện gió off-shore. Nhu cầu truyền tải nguồn khu vực Cà Mau, Bạc Liêu, Sóc Trăng về Miền Đông có thể vượt trên năng lực truyền tải theo quy hoạch hiện nay (~9 GW).



Cân bằng công suất các tỉnh Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau theo phương án phát triển đột biến các nguồn điện gió.

STT	Hạng mục	2020	2025	2030	2035	2040	2045
A	Phụ tải SR19	887	1437	2110	2694	3114	3455
1	Sóc Trăng	281	493	761	1079	1247	1383
2	Bạc Liêu	246	405	616	802	927	1028
3	Cà Mau	359	540	733	814	941	1043
B	Nguồn SR19	1702	6458	9067	13897	16881	20744
1	NĐ Than	0	1200	1200	1200	1200	1200
2	NĐ Khí	1500	1500	3100	4700	5700	5700
3	ĐMT	0	222	333	616	1076	1177
4	Điện gió	199	3483	4311	7255	8753	12483
5	Nguồn khác	3	276	456	742	1228	1361
C	Y/C truyền tải	775	4447	6270	10096	12632	15462
D	Khả năng tải theo QH	5516	8894	8894	8894	8894	8894
E	Cần bổ sung năng lực truyền tải	0	0	0	1203	3738	6568

(Giả thiết các nguồn NLTT của toàn vùng phát 80% công suất).

Như vậy, giai đoạn 2031-2035, để truyền tải hết nguồn điện của tiêu vùng 19, cần tăng cường năng lực truyền tải cho lưới liên tiểu vùng khoảng 1000 MW, đến năm 2040 là 4000 MW và năm 2045 là 6000 MW.

Tương tự như phân tích toán ở trên, sau đây sẽ xem xét 3 phương án truyền tải liên tiểu vùng, từ SR19 (Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau) về SR15 (HCM, Bình Dương, Đồng Nai):

Phương án 1: truyền tải bằng ĐZ AC 500 kV thông thường.

Phương án 2: truyền tải bằng công nghệ HVDC 525 kV.

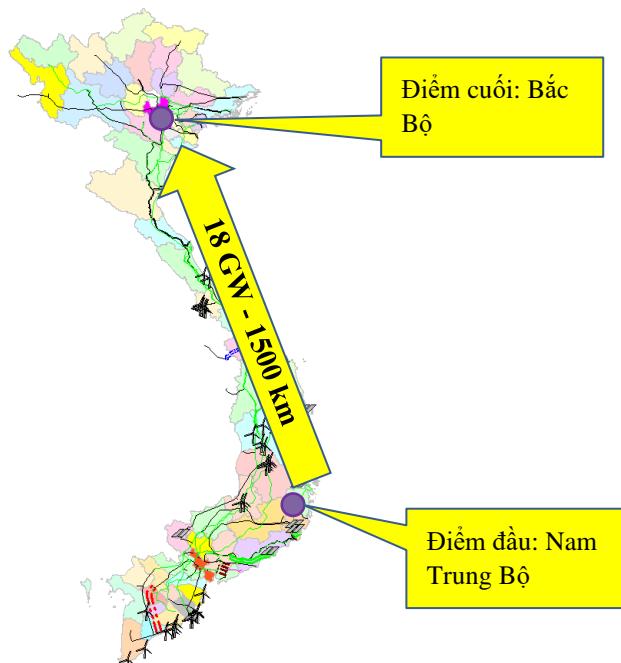
Phương án 3: truyền tải bằng công nghệ cực siêu cao áp HVDC 800 kV.

Tính toán tương tự như mục 10.3.8, ở khoảng cách 300 km, dung lượng truyền tải 6000 MW, phương án HVAC vẫn thể hiện hiệu quả vượt trội về chi phí đầu tư (thấp hơn 2,7 lần so với HVDC). Do đó, kiến nghị giải pháp HVAC để truyền tải các nguồn điện khu vực Miền Tây về Miền Đông Nam Bộ. Phương án HVDC chỉ xem xét khi hành lang tuyến dây đặt biệt khó khăn, không thể xây dựng, hoặc phải sử dụng cáp ngầm HVDC đi vào trung tâm phụ tải.

10.3.9. Phát triển lưới truyền tải liên miền theo kịch bản phân bổ nguồn cao tại Miền Trung và Miền Nam

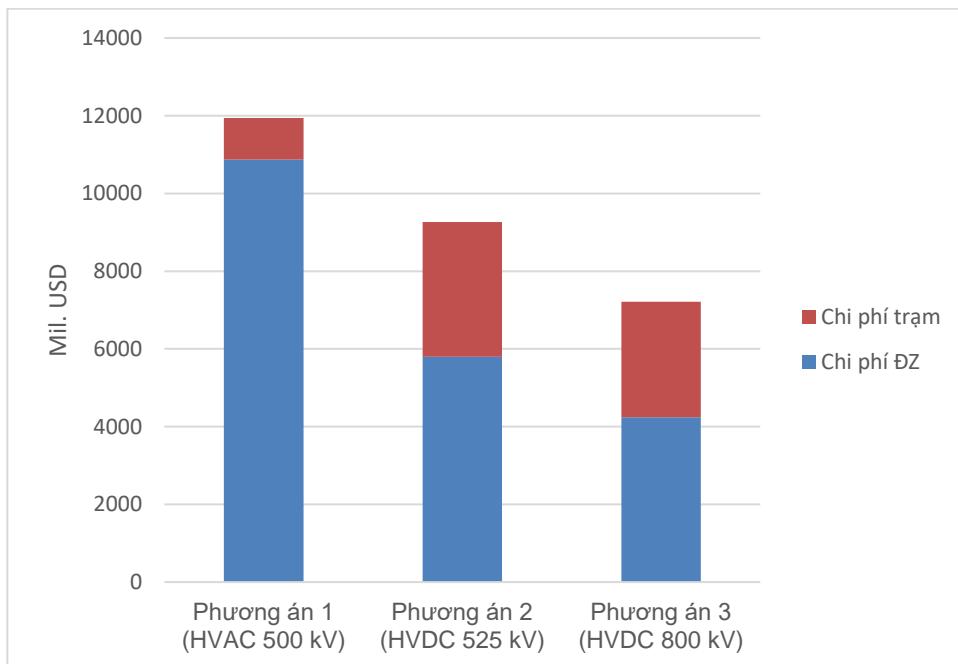
Căn cứ trên thực tế tiềm năng lớn tại các tỉnh Miền Trung và Miền Nam trong việc xây dựng các nhà máy điện khí LNG, điện gió ngoài khơi (off-shore wind farms) và điện gió trên bờ, phần này đánh giá, phân tích vấn đề truyền tải liên vùng – miền khi phụ tải tăng trưởng cao, đồng thời phát triển cao nguồn tại Miền Trung, Miền Nam, trong khi nguồn Miền Bắc khó xây dựng.

Theo phương án phân bổ nguồn cao tại Miền Trung và Miền Nam – phụ tải tăng trưởng theo kịch bản cao, lượng công suất đặt nguồn LNG Miền Trung và Miền Nam tăng 19,6 GW so với phương án phân bổ nguồn tối ưu (là phương án phát triển hài hòa nguồn LNG các miền), trong đó nguồn LNG Miền Nam tăng 6,1 GW, LNG Miền Trung tăng 16,5 GW. Ngược lại, nguồn LNG Miền Bắc giảm 12,7 GW, NĐ than nhập khẩu Miền Bắc giảm 12,4 GW.



Tính toán sơ bộ cho thấy, so với phương án truyền tải cơ sở, phương án phân bổ nguồn cao tại Miền Trung, Miền Nam sẽ phát sinh thêm nhu cầu truyền tải khoảng 18 GW từ Miền Trung (Nam Trung Bộ & Tây Nguyên) ra Miền Bắc.

Ở khoảng cách truyền tải lớn, khoảng 1500 km từ khu vực Ninh Thuận (Khánh Hòa) ra Bắc Bộ, công suất truyền tải 18 GW, cần so sánh các giải pháp truyền tải bằng công nghệ xoay chiều HVAC 500 kV, HVDC 525 kV và HVDC 800 kV.



Hình 10-17 so sánh chi phí đầu tư hệ thống truyền tải 18 GW từ Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ theo phương án phát triển rất cao nguồn Miền Trung – Miền Nam

Tính toán sơ bộ chi phí đầu tư lưới truyền tải xa từ Nam Trung Bộ đi Bắc Bộ với dung lượng 18 GW cho thấy, phương án sử dụng ĐZ 500 kV xoay chiều thông thường sẽ cần khoảng ~ 12 tỷ USD, phương án HVDC 525 kV cần khoảng 9,2 tỷ USD. Phương án HVDC 800 kV có chi phí thấp nhất, khoảng 7,2 tỷ USD. Tính toán chi phí hiện tại hóa cũng cho thấy phương án truyền tải sử dụng công nghệ HVDC 800 kV cũng có chi phí hiện tại hóa thấp nhất do tổn thất truyền tải thấp hơn đáng kể so với 2 phương án còn lại. Diện tích hành lang tuyến của phương án HVDC 800 kV cũng thấp hơn đáng kể so với giải pháp HVAC (chỉ bằng khoảng 40%).

Do vậy, đối với phương án phát triển cao nguồn Miền Trung, Miền Nam, phát sinh nhu cầu truyền tải thêm 18 GW từ Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ thì các tính toán sơ bộ cho thấy: cần cân nhắc giải pháp truyền tải siêu cao áp một chiều HVDC (525 kV hoặc 800 kV) do chi phí đầu tư thấp hơn, tổn thất truyền tải thấp hơn và hành lang tuyến dây cũng thấp hơn nhiều so với phương án truyền tải xoay chiều HVAC 500 kV thông thường.

Ngoài ra, trong phương án giảm nguồn LNG Miền Bắc, nhưng lại làm gia tăng khoảng 6000 MW nguồn tại Bắc Trung Bộ (Thanh Hóa – Nghệ An – Hà Tĩnh) cũng sẽ làm phát sinh thêm nhu cầu truyền tải từ 3000 – 5000 MW so với kịch bản thông thường. Do vậy, phương án này sẽ cần cân nhắc xây dựng thêm khoảng 02 tuyến ĐZ 500 xoay chiều, mạch kép chiều dài 300 km từ khu vực này về Bắc Bộ để thay thế cho các ĐZ 500 kV đấu nối nguồn LNG và NĐ than Miền Bắc của phương án nguồn cơ sở.

10.4. LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI NỘI VÙNG

Việt Nam có đặc điểm địa hình dài và hẹp, tài nguyên năng lượng và nhu cầu phụ tải phân bố không đồng đều giữa các vùng. Các trung tâm phụ tải lớn như Đồng bằng sông Hồng và Đông Nam Bộ lại không có nhiều tiềm năng phát triển năng lượng, trong khi các vùng có phụ tải thấp như Tây Bắc Bộ, Trung Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Tây Nam Bộ lại tập trung nhiều nguồn điện (thủy điện, nhiệt điện, NLTT). Điều này dẫn đến nhu cầu truyền tải công suất, không chỉ giữa các miền với nhau mà giữa các vùng trong cùng một miền, thậm chí giữa các tiểu vùng trong một vùng. Mục 10.5 sẽ xét đến khả năng truyền tải, giải phóng công suất của các khu vực dư thừa công suất nguồn trên cơ sở kịch bản chọn của chương trình phát triển lưới điện. Trên cơ sở đó đề xuất các phương án đấu nối đồng bộ giải tỏa nguồn và liên kết lưới điện.

Bên cạnh các công trình truyền tải đồng bộ, giải phóng công suất nguồn và liên kết lưới điện, các hạng mục ĐZ và TBA phục vụ cấp điện cho phụ tải cũng là một phần không thể thiếu của quy hoạch phát triển lưới điện truyền tải. Phương án lưới điện cấp điện cho phụ tải sẽ được thiết kế dựa trên cơ sở hiện trạng lưới điện, dự báo phụ tải, chương trình phát triển nguồn của từng tỉnh và tiểu vùng.

Phương pháp thực hiện thiết kế lưới điện cấp điện cho phụ tải và giải phóng công suất nguồn cho từng tiểu vùng được thực hiện theo các bước sau đây:

- Bước 1: Cân bằng công suất thô nguồn tải khu vực để đánh giá tương quan giữa tăng trưởng phụ tải và phát triển nguồn của từng tiểu vùng;
- Bước 2: Cân bằng công suất giữa nguồn trạm cấp điện cho phụ tải và nhu cầu công suất theo từng tỉnh ở cấp điện áp 500 kV và 220 kV để đề xuất thêm công trình xây mới, cải tạo trạm biến áp 500-220 kV và công trình đường dây đồng bộ;
- Bước 3: Tổng hợp và cập nhật tiến độ triển khai các công trình lưới truyền tải theo QHĐ VII ĐC, QHĐ các tỉnh và xem xét các đề xuất của Bộ Công Thương, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, các đơn vị tư vấn, các chủ đầu tư...;
- Bước 4: Trên cơ sở phương án thiết kế cấp điện cho phụ tải và các thông tin cập nhật, đề xuất các phương án đấu nối, giải tỏa nguồn tương ứng cho từng khu vực;
- Bước 5: Thực hiện mô phỏng tính toán các chế độ vận hành của hệ thống điện để kiểm tra phương án đề xuất và hiệu chỉnh, bổ sung nếu cần thiết;
- Bước 6: Tính toán kiểm tra khả năng đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của phương án chọn trong các chế độ vận hành khác nhau.

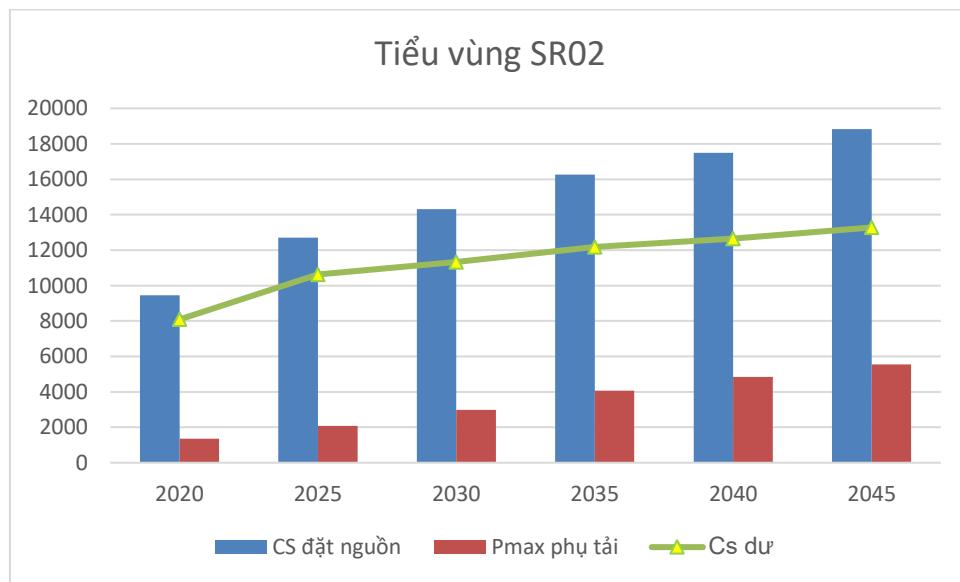
Trong 20 năm gần đây, hầu hết các tỉnh/thành phố đều được lập quy hoạch phát triển điện lực. Nghiên cứu các quy hoạch này nhận thấy lưới truyền tải các tỉnh thường được thiết kế theo dạng độc lập với tỉnh khác, nhất là các trạm nguồn 220 kV cấp điện cho địa phương. Quy hoạch lưới truyền tải cấp điện phụ tải cũng sẽ dựa trên quan điểm này. Tuy nhiên, khi mô phỏng tính toán sẽ xem xét đến liên kết lưới điện 500-220 kV giữa các tỉnh/thành phố để đánh giá sát hơn mức tải của các TBA và ĐZ. Kết quả tính toán sẽ được sử dụng để hiệu chỉnh, bổ sung phương án thiết kế lưới điện nếu cần thiết.

Chi tiết quy hoạch lưới điện truyền tải nội vùng giai đoạn đến 2035 và định hướng giai đoạn 2036-2045 sẽ được trình bày cụ thể dưới đây.

10.4.1. Tây Bắc Bộ và miền núi phía Bắc

Các tỉnh Tây Bắc bao gồm Lào Cai, Yên Bái, Lai Châu, Điện Biên, Sơn La và Hòa Bình (tiểu vùng SR 02). Đây là một trong những trung tâm thủy điện của cả nước, với nhiều nguồn thủy điện lớn như Sơn La, Lai Châu, Hòa Bình và rất nhiều các nguồn thủy điện vừa và nhỏ. Trong khi đó, phụ tải tại chỗ của các tỉnh trong tiểu vùng này không cao, hầu hết công suất dư thừa được truyền tải về trung tâm phụ tải miền Bắc qua các đường dây 220 kV và 500 kV.

Giai đoạn đến năm 2045, phụ tải Tây Bắc tăng trưởng với tốc độ trung bình khoảng 5,8%/năm, với các trọng tâm tăng trưởng chính là Lào Cai, Yên Bái, Sơn La, Hòa Bình. Tổng nhu cầu phụ tải tăng từ gần 1400 MW năm 2020 lên gần 3000 MW năm 2030, 4100 MW năm 2035 và 5500 MW năm 2045. Tỉnh Lào Cai là tỉnh có phụ tải cực đại lớn nhất, gần 1800 MW năm 2045, chiếm khoảng 32% tổng phụ tải của toàn tiểu vùng. Với mức tăng trưởng phụ tải như trên, rõ ràng Tây Bắc Bộ sẽ tiếp tục dư thừa công suất trong giai đoạn quy hoạch, do tổng công suất đặt nguồn hiện trạng Tây Bắc đã đạt gần 9500 MW. Tuy nhiên, nhằm đáp ứng nhu cầu điện cho phát triển kinh tế xã hội của miền Bắc, đồng thời tăng cường tính đa dạng trong cơ cấu nguồn điện, giai đoạn 2020-2045, tiểu vùng Tây Bắc Bộ sẽ tiếp tục khai thác tiềm năng thủy điện, đồng thời phát triển thêm nhiều loại hình nguồn điện mới. Đáng chú ý là tiểu vùng này sẽ phát triển khoảng 3800 MW điện mặt trời, 700 MW điện sinh khối, 900 MW thủy điện tích năng, cùng với tăng cường nhập khẩu điện từ Lào (1000 MW) và Trung Quốc (1000 MW). Kết quả cân bằng công suất nguồn – tải cho khu vực này như sau:

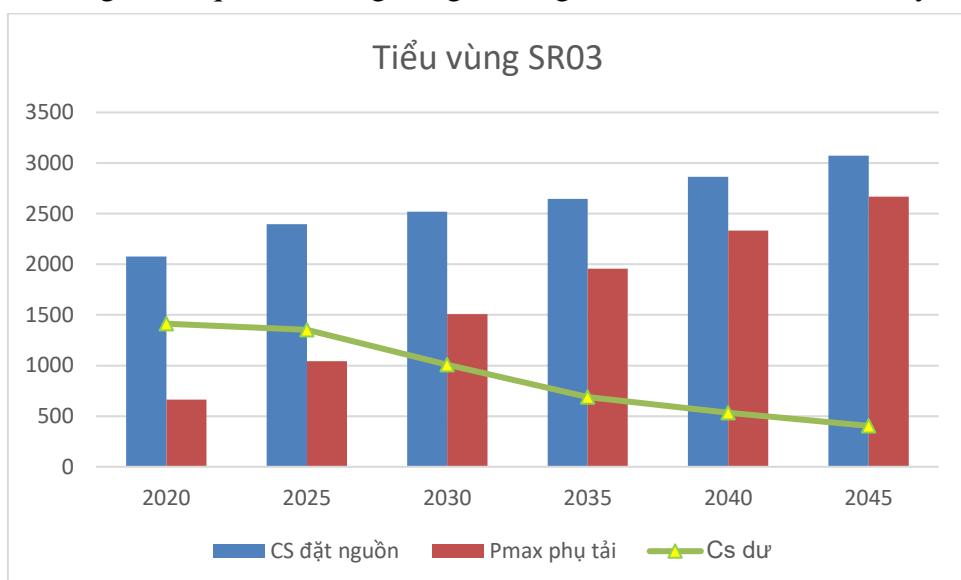


Hình 10.18: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực Tây Bắc giai đoạn tới 2045

Đây là kết quả cân bằng công suất thô, cho thấy xu hướng tăng trưởng phụ tải và cơ cấu phát triển nguồn điện của khu vực đến năm 2045. Kết quả cân bằng cho thấy, công suất dư thừa tiểu vùng Tây Bắc tăng dần theo từng năm, từ khoảng 8000 MW năm 2020 lên khoảng 13000 MW năm 2045. Với lượng công suất dư thừa nói trên, cần cân nhắc xây dựng mới, cải tạo các công trình lưới điện truyền tải để giải tỏa công suất tiêu vùng.

Các tỉnh miền núi phía Bắc thuộc Đông Bắc Bộ bao gồm Hà Giang, Cao Bằng, Bắc Kạn, Tuyên Quang. Giống với các tỉnh miền núi Tây Bắc, các tỉnh này cũng có nhiều tiềm năng thủy điện, nhưng phụ tải tại chỗ không cao. Do đó, công suất dư thừa của tiểu vùng này thường được truyền tải đi nơi khác qua hệ thống đường dây truyền tải 220 kV.

Giai đoạn đến năm 2045, phụ tải các tỉnh miền núi phía Bắc tăng trưởng với tốc độ trung bình khoảng 5,7%/năm. Tổng nhu cầu phụ tải tăng từ gần 700 MW năm 2020 lên 1500 MW năm 2030, gần 2000 MW năm 2035 và 2700 MW năm 2045. Tỉnh Tuyên Quang là tỉnh có phụ tải cực đại lớn nhất, gần 1100 MW năm 2045, chiếm khoảng 40% tổng phụ tải. Trong giai đoạn quy hoạch, ngoài việc tiếp tục khai thác tiềm năng thủy điện, các tỉnh miền núi phía Bắc sẽ phát triển thêm một số loại hình nguồn điện như điện mặt trời, điện sinh khối đồng thời tăng cường nhập khẩu điện từ Trung Quốc (qua hướng Hà Giang). Kết quả cân bằng công suất nguồn – tải cho khu vực này như sau:



Hình 10.19: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực miền núi phía Bắc giai đoạn tới 2045

Kết quả cân bằng cho thấy, phụ tải các tỉnh miền núi phía Bắc có tốc độ tăng trưởng nhanh hơn so với công suất đặt nguồn, dẫn đến công suất dư thừa giảm dần theo từng năm. Do đó, nhiệm vụ chính của lưới điện truyền tải tiểu vùng sẽ chuyển dần từ giải tỏa công suất nguồn sang phục vụ cấp điện phụ tải.

Chi tiết các công trình đấu nối và giải phóng công suất nguồn điện hai tiểu vùng nói trên theo từng giai đoạn sẽ được trình bày trong phần sau của mục này.

a. Giai đoạn tới 2025:

- **Lưới giải tỏa nguồn điện (2021-2025):**

❖ Giải phóng công suất thủy điện

Tây Bắc Bộ và miền núi phía Bắc có nhiều nguồn thủy điện, trong khi phụ tải địa phương không cao. Công suất dư thừa của Tây Bắc Bộ (~8000 MVA) đang được truyền tải về trung tâm phụ tải Hà Nội và đồng bằng sông Hồng. Trong đó, TĐ Hòa Bình và các thủy điện nhỏ tỉnh Hòa Bình (~2000 MW) đang được truyền tải qua 01 mạch đường dây 500 kV, 09 mạch đường dây 220 kV; khoảng 6000 MW thủy điện các tỉnh còn lại (Lào Cai, Lai Châu, Yên Bai, Điện Biên, Sơn La) đang được truyền tải qua 04 mạch

đường dây 500 kV và 03 mạch đường dây 220 kV, dẫn đến việc vận hành đầy tải trong các thời điểm cực đoan (mùa lũ). Các tỉnh miền núi phía Bắc thì giải phóng công suất qua hệ thống đường dây 220kV về Yên Bai và Thái Nguyên.

Trong giai đoạn tới, hai tiểu vùng nói trên sẽ tiếp tục phát triển thêm các nguồn thủy điện, đồng thời tăng cường nhập khẩu điện Trung Quốc (1000 MW theo hướng Lào Cai và 1000 MW theo hướng Hà Giang). Điều này dẫn đến nhu cầu cải tạo, nâng cấp lưới điện truyền tải.

Để đảm bảo giải phóng công suất các nguồn thủy điện nói trên, ngày 17/12/2019 Thủ tướng Chính phủ đã ban hành quyết định số 1698/TTg-CN về việc điều chỉnh, bổ sung quy hoạch các công trình lưới điện để giải tỏa công suất thủy điện tiểu vùng Tây Bắc và lân cận[25]. Theo đó, các công trình TBA và đường dây truyền tải mới và cải tạo được trình bày trong bảng sau:

Bảng 10.4: Công trình TBA và ĐZ 500-220 kV xây mới và cải tạo phục vụ giải phóng công suất thủy điện Tây Bắc (đã được bổ sung QHD VII DC)

STT	Công trình	Điện áp (kV)	Quy mô			Tiến độ dự kiến	Tài liệu
A	TBA 500-220 kV		Máy	x	MVA		
1	NCS Lai Châu	500	2	x	900	2021-2025	VB 1689
2	Lào Cai	500	2	x	900	2021-2025	VB 1689
3	Pắc Ma	220	2	x	250	2021-2025	VB 1689
4	Bát Xát	220	2	x	250	2021-2025	VB 1689
5	Nghĩa Lộ	220	1	x	250	2021-2025	VB 1689
6	Phong Thổ	220	2	x	250	2021-2025	VB 1689
B	ĐZ 500-220 kV		Mạch	x	km		
1	Lào Cai – Vĩnh Yên	500	2	x	223	2021-2025	VB 1689
2	Lào Cai - Bảo Thắng	220	2	x	18	2021-2025	VB 1689
3	Pắc Ma - Muồng Tè	220	2	x	36	2021-2025	VB 1689
4	Bát Xát - Bảo Thắng/ 500 kV Lào Cai	220	2	x	40	2021-2025	VB 1689
5	Than Uyên - 500 kV Lào Cai	220	2	x	70	2021-2025	VB 1689
6	Phong Thổ - Than Uyên	220	2	x	65	2021-2025	VB 1689



Hình 10.20: Các công trình giải phóng công suất thủy điện Tây Bắc

Sau khi thực hiện xây mới và cải tạo các công trình trên, cùng với đảm bảo tiến độ các công trình đã có tên trong QHĐ VII ĐC như ĐZ 220 kV Huội Quảng – Nghĩa Lộ - Việt Trì, nâng KNT ĐZ 220 kV Sơn La - Việt Trì... thì lưới điện truyền tải đủ khả năng giải phóng công suất nguồn thủy điện.

❖ Nhập khẩu điện từ Trung Quốc

Ngoài nhiệm vụ truyền tải thủy điện, các công trình nói trên cũng là cơ sở để thực hiện tăng cường mua điện Trung Quốc. Hiện nay, khả năng mua thêm điện từ Trung Quốc bị giới hạn bởi khả năng truyền tải của các đường dây 220 kV hiện hữu từ TBA 220 kV Lào Cai và TBA 220 kV Hà Giang. Tuy nhiên, sự xuất hiện của các công trình truyền tải nguồn thủy điện nhỏ Tây Bắc nói trên sẽ tăng cường khả năng truyền tải về trung tâm phụ tải miền Bắc, từ đó mở ra khả năng tăng cường mua điện từ Trung Quốc trong giai đoạn thiếu điện 2022-2023. Hiện nay, EVN đã giao cho EVNNPT nghiên cứu đầu tư các đường dây 220 kV theo tăng cường mua điện Trung Quốc, bao gồm:

- Treo mạch 2 đường dây Malungtang – Hà Giang (30km 2xACSR330), tiến độ đề xuất 2022-2023;
- Xây dựng mới đường dây Bắc Quang – Trung Quốc (2x55km 2xACSR500), tiến độ đề xuất 2022-2023;
- Xây dựng mới đường dây TBA 500 kV Lào Cai – Trung Quốc (2x40km 2xACSR330), tiến độ đề xuất 2022-2023;
- Xây dựng 02 trạm 220kV Back-to-Back tại biên giới Lào Cai và Hà Giang, mua khoảng 1000 MW công suất từ các hướng này, tiến độ đề xuất 2024-2025.

Phương án này có ưu điểm là tiến độ thực hiện nhanh, đáp ứng được nhu cầu công suất và điện năng giai đoạn thiếu điện 2022-2023. Tuy nhiên, trước khi đóng điện trạm biến áp 220kV Back-To-Back, việc mua điện xoay chiều với công suất lớn, nhu cầu thay đổi theo mùa vừa khó khăn trong thỏa thuận hợp đồng với phía Trung Quốc, vừa

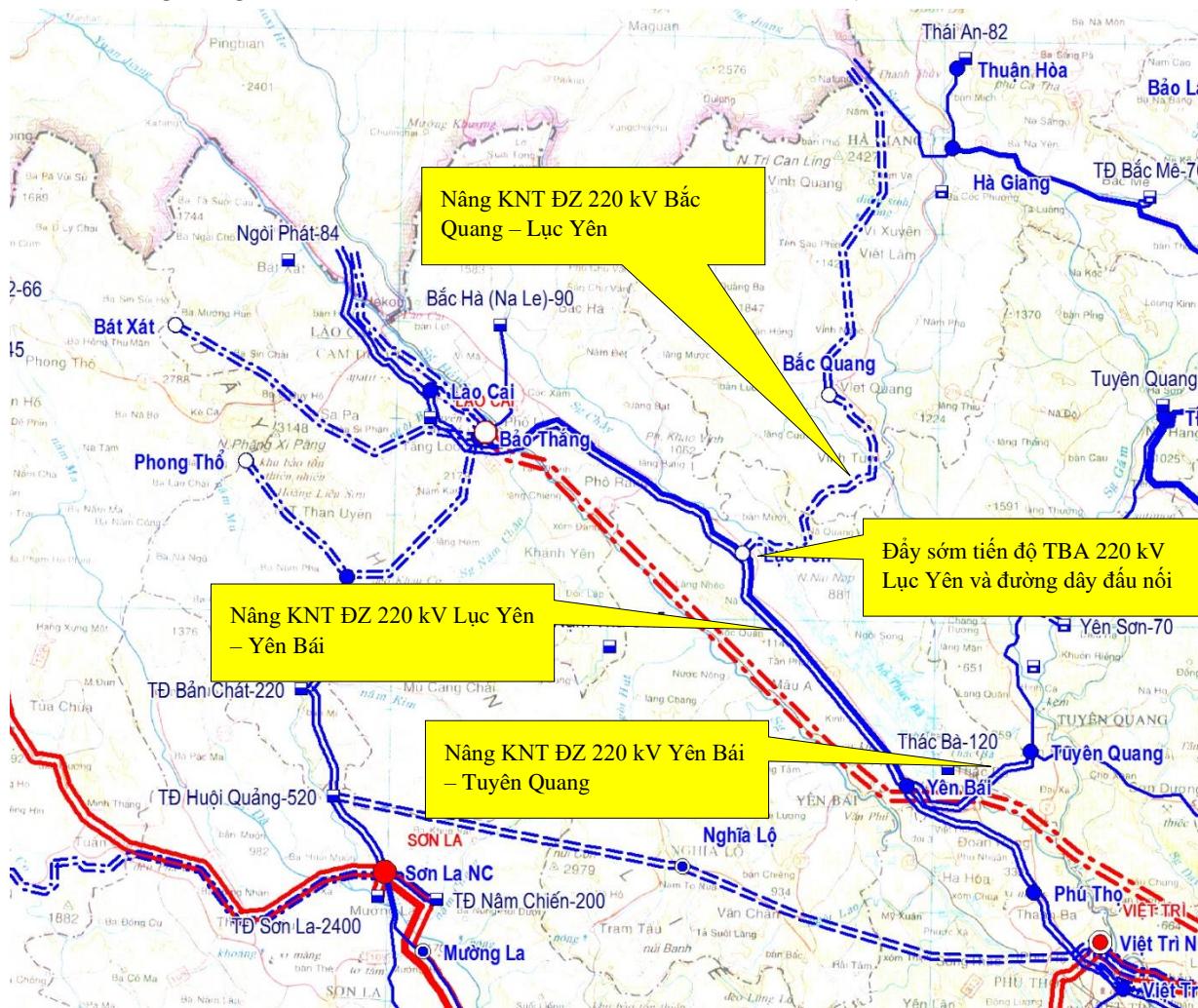
dễ gây ra các phức tạp trong quá trình vận hành (hai lưới điện không hòa đồng bộ, cần phải tách lưới theo mùa và theo thay đổi phụ tải). Hơn nữa, 2000 MW mua thêm từ Trung Quốc sẽ gây ảnh hưởng đến lưới truyền tải khu vực. Cụ thể:

- Từ phía TBA 220 kV Hà Giang: Đường dây 220 kV mạch kép 2xACSR330 từ Trung Quốc về TBA 220 kV Hà Giang có khả năng tải khoảng 1000 MW trong chế độ N-0 và 500 MW trong chế độ N-1. Tuy nhiên, từ phía TBA này chỉ có hai đường dây 220 kV Hà Giang – Thái Nguyên (2xACSR330+ACSR400) và Hà Giang – TĐ Bắc Mê – Thái Nguyên (ACSR400). Hai đường dây nói trên đều chỉ có thể truyền tải khoảng 300 MW công suất từ TBA 220 kV Hà Giang, do đó nếu tận dụng hết cả hai đường dây để truyền tải điện mua từ Trung Quốc (hiện nay chỉ sử dụng đường dây 220 kV Hà Giang – Thái Nguyên) thì cũng chỉ có khả năng truyền tải khoảng 550 MW công suất (TĐ Bắc Mê 45MW).
- Từ phía TBA 220 kV Bắc Quang: Đường dây 220 kV mạch kép 2xACSR500 từ Trung Quốc về TBA 220 kV Bắc Quang có khả năng tải khoảng 1300 MW trong chế độ N-0 và 650 MW trong chế độ N-1. Tuy nhiên theo dự kiến, TBA 220 kV Bắc Quang sẽ đấu chuyển tiếp trên đường dây 220 kV Bảo Thắng – Yên Bái. Như vậy từ TBA 220 kV Bắc Quang chỉ có 2 đường dây 220 kV ACSR 500, có khả năng giải phóng khoảng 650 MW công suất trong chế độ N-0 và 325MW trong chế độ N-1.
- Từ phía TBA 500 kV Lào Cai: Đường dây 220 kV mạch kép 2xACSR500 từ Trung Quốc về TBA 500 kV có khả năng tải khoảng 1300 MW trong chế độ N-0 và 650 MW trong chế độ N-1. TBA 500 kV Lào Cai 2x900 MVA có khả năng giải phóng công suất nói trên lên lưới điện 500 kV. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng việc vận hành tách lưới ở cấp điện áp 500 kV sẽ phức tạp và nguy hiểm hơn vận hành ở cấp 220 kV. Lưới truyền tải phía dưới TBA 500 kV Lào Cai không có thêm công trình đường dây về trung tâm phụ tải Hà Nội, khó có khả năng giải tỏa hết công suất mua từ Trung Quốc (về 220 kV Bắc Quang và 500 kV Lào Cai).

Như vậy, ngay cả khi đã bổ sung các công trình lưới phục vụ truyền tải thủy điện, vẫn cần thêm các công trình lưới điện truyền tải để đảm bảo giải phóng công suất mua điện Trung Quốc. Một số công trình được đề xuất bao gồm:

- Xem xét cải tạo, nâng KNT đường dây 220 kV Hà Giang – TĐ Bắc Mê – Thái Nguyên lên dây phân pha 2xACSR330;
- Xem xét cải tạo, nâng KNT đường dây 220 kV Thái Nguyên – Phú Bình và Tuyên Quang – Phú Bình;
- Đẩy sớm tiến độ TBA 220 kV Lục Yên từ giai đoạn 2026-2030 về 2021-2025. Đường dây đấu nối 220 kV Bắc Quang trở thành đường dây 220 kV Bắc Quang – Lục Yên, sử dụng dây siêu nhiệt TACSR 500 để tăng khả năng truyền tải.
- Thay dây siêu nhiệt TACSR500 hoặc tương đương cho đường dây mạch kép 220 kV Yên Bái – Tuyên Quang dài khoảng 35km;
- Thay dây siêu nhiệt TACSR500 hoặc tương đương cho đường dây mạch kép 220 kV Lục Yên – Yên Bái dài khoảng 58km;

- Thay dây siêu nhiệt TACSR400 hoặc tương đương cho đường dây 220 kV Yên Bai – Phú Thọ;
- TBA 500 kV Lào Cai – rẽ TĐ Bắc Hà – Yên Bai;
- Nâng công suất TBA 500 kV Lào Cai lên 3x900 MVA (đảm bảo vận hành N-1);



Hình 10.21: Các công trình đề xuất giải tỏa công suất mua điện TQ

❖ Nhập khẩu điện từ Lào

Theo Hiệp định ký giữa hai chính phủ Việt Nam và Lào, đến năm 2025, Việt Nam sẽ nhập khẩu khoảng 3000 MW nguồn điện từ Lào. Trong danh mục các dự án ưu tiên có các dự án NMTĐ Nậm Ou 3, 4, 5, 6, 7 nằm ở khu vực Bắc Lào, lân cận các tỉnh Điện Biên và Lai Châu của Việt Nam. Tổng công suất các dự án này vào khoảng 1000 MW, trong đó các dự án NMTĐ Nậm Ou 5,6,7 đã và đang triển khai, có thể đóng điện trong giai đoạn 2021-2025.

Tham khảo Báo cáo Đầu nối cụm NMTĐ Nậm Ou 5,6,7 vào Hệ thống điện Việt Nam, đề xuất phương án đấu nối các thủy điện Nam Ou 5, Nam Ou 6, Nam Ou 7 theo hai hướng: về trạm biến áp 500 kV Lai Châu và trạm 500 kV Sơn La. Cụ thể, các công trình ĐZ và TBA phục vụ đấu nối về Việt Nam và giải phóng công suất bao gồm:

- Xây mới đường dây 220 kV mạch kép thủy điện Nam Ou 7 – 500 kV Lai Châu, dài 86km, tiết diện ACSR 400 mm²;

- Xây mới đường dây 220 kV mạch kép Nam Ou 5 – Điện Biên, dài 80 km, tiết diện 2xACSR 330 mm²;
- Nâng cấp trạm biến áp 500 kV Sơn La lên công suất 3x900 MVA;
- Đảm bảo tiến độ và khả năng truyền tải của ĐZ 220 kV Điện Biên – Sơn La, nâng tiết diện của đường dây này để đảm bảo giải phóng công suất;
- Xây mới đường dây 220 kV mạch kép Lai Châu – Phong Thổ, dài 120 km, tiết diện 2xACSR330 mm²;
- Mở rộng 4 ngăn lộ đường dây 220 kV tại trạm 500 kV Lai Châu;
- Mở rộng 2 ngăn lộ đường dây 220 kV tại trạm 500 kV Sơn La;
- Mở rộng 2 ngăn lộ đường dây 220 kV tại trạm 220 kV Phong Thổ;

Phương án đấu nối nói trên đủ khả năng giải phóng công suất các nguồn thủy điện Nậm Ou 5,6,7. Tuy nhiên, cần lưu ý, sự cụm NMTĐ Nậm Ou 5,6,7 và đường dây 220 kV Lai Châu – Phong Thổ có thể gây nặng tải cho đường dây 220 kV Văn Bàn – 500 kV Lào Cai, cần cân nhắc sử dụng tiết diện dây dẫn lớn cho đường dây này (hiện đang dự kiến là 2xAC330).

Trường hợp các nguồn TĐ Nậm Ou nói trên chậm tiến độ hoặc không triển khai, thì có thể xem xét giãn tiến độ các công trình đấu nối tương ứng.

- **Lưới cấp điện cho phụ tải (2021-2025):**

Do phụ tải khu vực không cao, trong khi có nhiều nguồn thủy điện vừa và nhỏ nên các TBA 220 kV, 500 kV vừa làm nhiệm vụ giải phóng công suất thủy điện vừa đóng vai trò cấp điện cho phụ tải. Ngoài các trạm biến áp giải phóng công suất nguồn đã đề cập ở trên, LTT khu vực cần thực hiện thêm một số công trình TBA và ĐZ như sau:

- NCS TBA 500 kV Hòa Bình đáp ứng nhu cầu phụ tải địa phương và hỗ trợ cấp điện cho TP Hà Nội và tỉnh Ninh Bình.
- Xây mới TBA 220 kV Yên Thủy; NCS các trạm biến áp 220kV Hòa Bình, Cao Bằng, Bắc Kạn, Tuyên Quang.

b. Giai đoạn 2026-2030:

- **Lưới giải tỏa nguồn điện (2026-2030):**

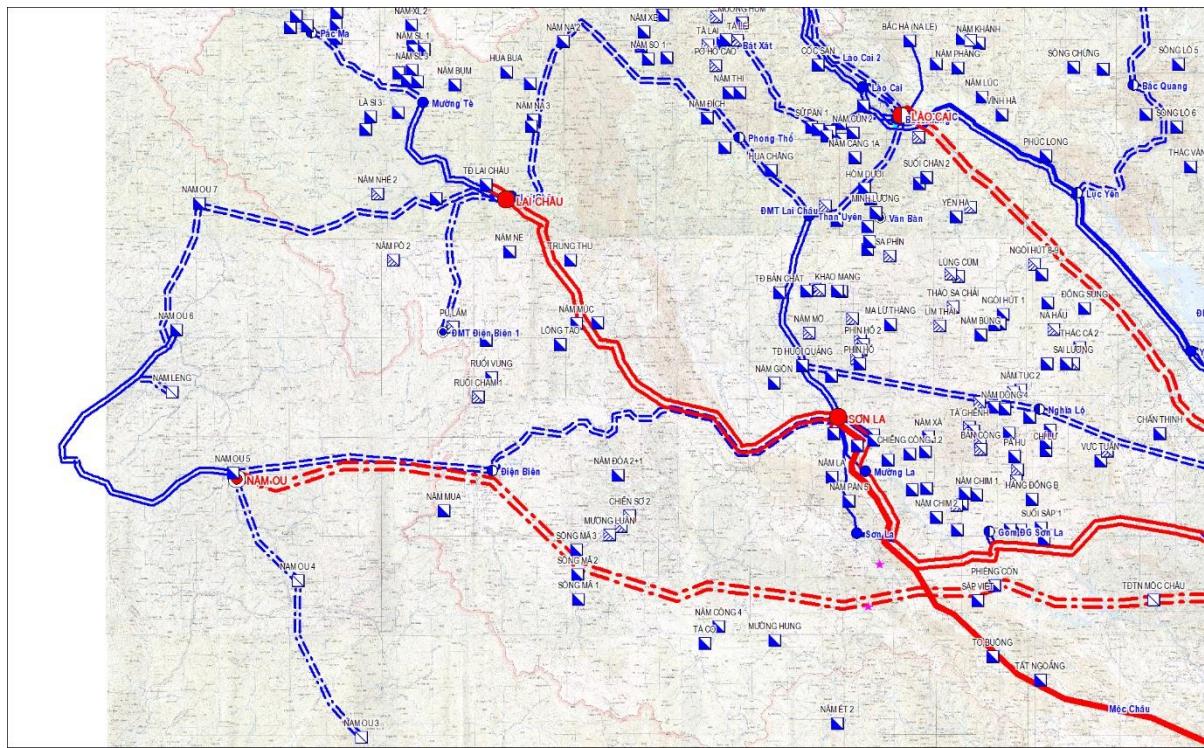
Trong giai đoạn này, tiểu vùng Tây Bắc sẽ phát triển mạnh các nguồn DMT, đồng thời tiếp tục tăng cường mua điện từ Lào (Nậm Ou 3,4). Cụ thể phương án đấu nối và giải tỏa công suất nguồn điện giai đoạn này được trình bày dưới đây.

❖ **Nhập khẩu điện từ Lào**

Giai đoạn 2026-2030, tiểu vùng Tây Bắc tiếp tục là điểm nhập khẩu công suất các nguồn điện Lào với hai dự án TĐ Nậm Ou 3,4, tổng công suất khoảng 400 MW. Để truyền tải các nguồn điện này, giảm gánh nặng truyền tải cho lưới điện Việt Nam và đồng thời dự phòng cho khả năng tăng cường mua điện trong tương lai, đề xuất xây dựng TBA 500 kV Nậm Ou trên lãnh thổ Lào, đấu nối về Việt Nam qua đường dây 500 kV Nậm Ou – TĐTN Miền Bắc (Mộc Châu) – Tây Hà Nội. Trong đó đường dây TĐTN Miền Bắc – Tây Hà Nội đã được đề xuất trong QHĐ VII ĐC dưới tên gọi TĐTN Đông Phù Yên – Tây Hà Nội. Theo báo cáo đầu tư Công trình thủy điện tích năng Mộc Châu của EVN, vị trí TĐTN Mộc Châu có hiệu quả kinh tế cao nhất giữa các vị trí có thể xây

dựng TĐTN miền Bắc. Do đó, QHĐ VIII đề xuất xây dựng TĐTN miền Bắc tại Mộc Châu thay vì Đông Phù Yên.

Do TĐTN Miền Bắc đóng điện giai đoạn 2031-2035, chậm một giai đoạn so với QHĐ VII ĐC nên cần xây dựng trước TC 500 kV TĐTN Miền Bắc giai đoạn 2026-2030. Tuyến đường dây 500kV Nậm Ou – TĐTN Miền Bắc – Tây Hà Nội là tuyến đường dây mới, không chỉ giúp giải tỏa công suất của cụm TĐ Nậm Ou (Lào) và TĐTN Miền Bắc mà còn tạo cơ sở để phát triển các nguồn điện gió và mặt trời khu vực các tỉnh Sơn La, Điện Biên trong tương lai.



Hình 10.22: Phương án đấu nối cụm NMTĐ Nậm Ou (Bắc Lào)

❖ Giải phóng công suất ĐMT

Giai đoạn 2026-2030, tiêu vùng phát triển thêm khoảng 650 MW ĐMT, phân bố trên địa bàn 6 tỉnh. Trong đó, tỉnh Điện Biên có công suất nguồn ĐMT lớn nhất, khoảng 300 MW, các tỉnh còn lại chỉ phát triển khoảng trên dưới 100 MW (bao gồm cả ĐMT áp mái).

Tiềm năng phát triển ĐMT của tỉnh Điện Biên tập trung khu vực Mường Chà, Mường Nhé phía Tây Bắc của tỉnh, gần đường biên giới với Lào. Để khai thác tiềm năng khu vực này, giai đoạn 2026-2030, đề xuất xây dựng mới trạm biến áp 220 kV gom ĐMT Điện Biên 1, gom khoảng 250-300 MW điện mặt trời khu vực này. Do các dự án ĐMT có thể đấu nối vào trạm gom bằng nhiều cấp điện áp (35kV, 110 kV, 220 kV), trạm gom lại chưa xác định chủ đầu tư nên quy mô công suất của các trạm gom sẽ không được trình bày cụ thể trong danh mục dự án.

TBA gom ĐMT Điện Biên 1 được đấu nối về TBA 500 kV Lai Châu qua đường dây 220 kV mạch kép Gom ĐMT Điện Biên 1 – Lai Châu 500 kV. Dự phòng khả năng

phát triển trong tương lai, kiểm soát pha 2xAC500 hoạc tăng.

❖ **Giải phóng công suất gió**

Trong các thời điểm xét, Sông La là thời điểm có nhu cầu mua ng phát triển i n gió nh t, với khoảng 150 MW nhu cầu i n gió ãng ký, trung tâm khu vực huyện Bắc Yên. Giai đoạn 2021-2025, xuất xây dựng TBA Gom i n gió Sông La, tưới tiêu huyện Bắc Yên, chuyển tiếp trên ng dây 220 kV Sông La – Việt Trì. Đây sẽ là trạm gom cho khoảng 150 MW các điện gió đang ký bung quy hoạch tách riêng Sông La. Các nhà máy này đều có khả năng cung cấp i n áp 220kV, chuyển tiếp trên ng dây 220kV Sông La – Việt Trì.

• **Licenciado phái (2026-2030):**

Nhà nước trình bày trên, cho năm 2045, khu vực Tây Bắc không cần bổ sung thêm trạm 500 kV làm nhiệm vụ cấp i n cho phát triển. cấp i n áp 220 kV, cần xem xét NCS các trạm 220kV Lai Yên, Hòa Bình, Yên Thủy, Cao Bang, Tuyên Quang lên 125+250MVA hoặc 2x250MVA m bao cấp i n.

c. **Giai đoạn 2031-2035:**

• **Licenciado nhu cầu i n (2031-2035):**

❖ **Giải phóng công suất MT**

Tại khu vực Tây Bắc có phát triển thêm khoảng 900 MW MT trong giai đoạn này. Sẽ xuất hiện các nhu cầu này do nhu cầu cung cấp i n thêm các công trình LTT tăng.

Điểm i n Biên, tảng công suất MT sẽ lên tách khoảng 700 MW, cần xuất hiện TBA gom MT i n Biên 2. Trong này cần унив trạm gom MT i n Biên 1 qua ng dây 220 kV m chép. Điểm 02 TBA gom nối trên khung ng gom khoảng 700 MW MT và TBA 500 kV Lai Châu. Do công suất của các nhu cầu này, TBA 500 kV Lai Châu cần NCS lên 3x900 MVA.

Điểm Sông La, tảng công suất MT lên tách khoảng 300 MW, cần xây dựng thêm TBA gom MT Sông La, cần унив TBA 220 kV Sông La. Trong hập xuất thêm các nhu cầu NLTT, cần xem xét mở rộng NCS TBA 500 kV Sông La lên 3x900 MVA.0 kV.

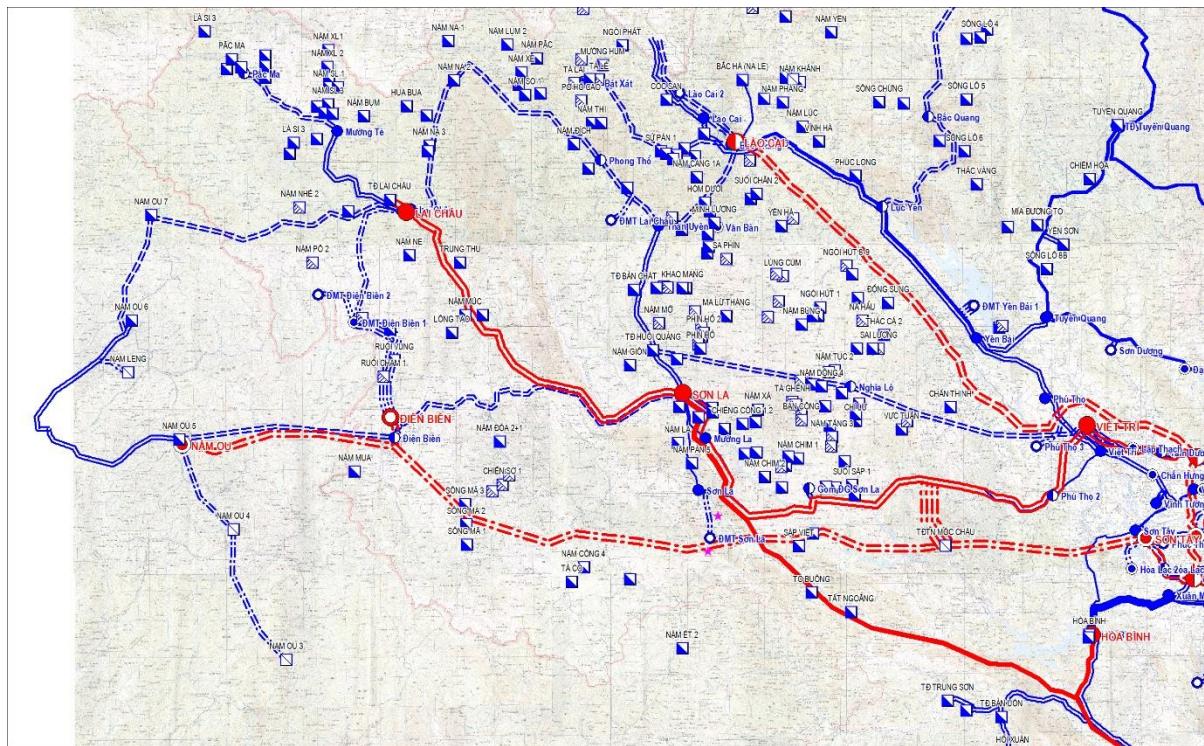
Điểm Lai Châu có khoảng 170 MW MT, cần xuất hiện TBA 220 kV gom MT Lai Châu, chuyển tiếp trên Z 220 kV Phong Thanh - Than Uyên.

❖ **united TNMinBac**

Giai đoạn 2031-2035, ngoài việc tiếp tục phát triển nhu cầu MT, tại khu vực Tây Bắc có xuất hiện TNMinBac. Đây là đán TNMinBac, với công suất 900 MW. Điểm TNMinBac cần унив chuyểnt trên ng dây 500 kV Sông La – Việt Trì và ng dây 500 kV Nậm Ou – Tây Hà Nội. Trong hập các nhu cầu Nậm Ou (Lào) chia tách thì ng dây 500 kV TNMinBac – Tây Hà Nội đóng i n giai đoạn 2031-2035.

• **Licenciado phái (2031-2035):**

Giai đoạn 2031-2035, không cần bổ sung thêm nguồn trạm 500 kV cấp điện cho phụ tải. Trong khi đó, ở cấp điện áp 220 kV cần thực hiện xây mới các trạm 220kV Lào Cai 2, Lào Cai NC, Lương Sơn, Quảng Uyên, Sơn Dương và NCS TBA 220kV Bắc Kạn để đáp ứng nhu cầu phụ tải.



Hình 10.23: Bản đồ lưới điện truyền tải các tỉnh Tây Bắc Bộ năm 2035

d. Định hướng giai đoạn 2036-2045:

• Lưới giải tỏa nguồn điện (2036-2045):

Trong giai đoạn này, tiêu vùng Tây Bắc chủ yếu phát triển các nguồn ĐMT, với khoảng 2100 MW ĐMT tăng thêm.

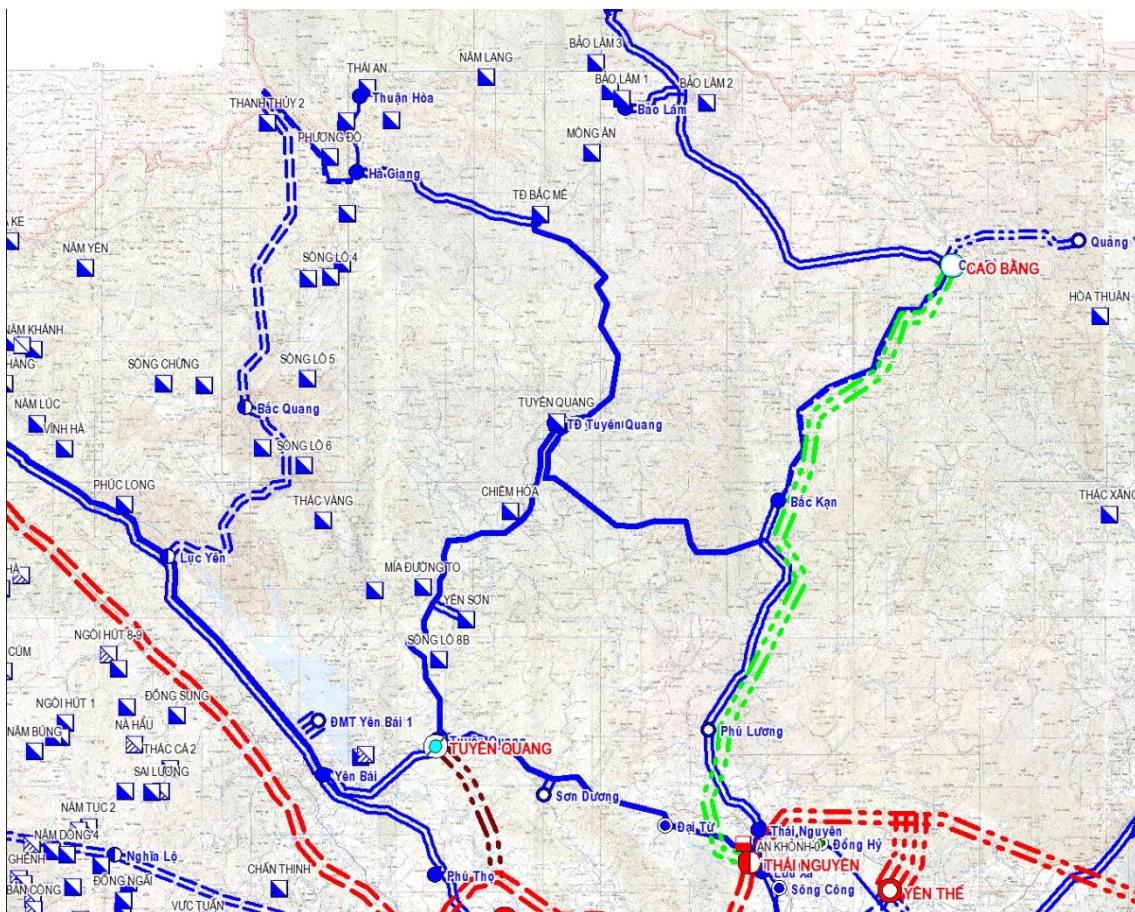
Tiềm năng ĐMT Yên Bai tập trung ở khu vực huyện Nghĩa Lộ và trên hồ thủy điện Thác Bà. Tuy nhiên, khu vực Nghĩa Lộ là khu vực nhiều rừng núi, khó có khả năng triển khai dự án. Trong giai đoạn này, tỉnh Yên Bai cần xuất hiện 01 TBA 220 kV gom ĐMT hồ TĐ Thác Bà, gom khoảng 300-500 MW nguồn ĐMT. TBA nói trên đầu chuyển tiếp trên 01 mạch đường dây 220 kV Bảo Thắng – Yên Bai.

Các trạm gom ĐMT Lai Châu, Sơn La, Hòa Bình dự kiến sẽ gom khoảng 600 MW ĐMT đến năm 2045. Riêng khu vực Mường Chà, Mường Nhé tỉnh Điện Biên, 02 trạm gom ĐMT Điện Biên sẽ gom khoảng 1500 MW ĐMT khu vực này. Sự xuất hiện của các nguồn ĐMT sẽ ảnh hưởng rất nhiều tới vận hành lưới truyền tải và các NMTĐ khu vực. Do đó, cần xem xét điều tiết các nguồn thủy điện để tăng khả năng hấp thụ ĐMT giai đoạn này.

• Lưới cấp điện cho phụ tải (2036-2045):

Giai đoạn này, cần xây dựng 02 TBA 500kV khu vực miền núi phía Bắc là TBA 500kV Cao Bằng và Tuyên Quang. Ở cấp điện áp 220kV, tiếp tục nâng công suất các trạm hiện có như TBA 220kV Lương Sơn, Mường La, Lục Yên, Yên Bai, Lào Cai 2,

Lào Cai NC, Sơn Dương, Quảng Uyên, Hà Giang. Chi tiết danh mục các công trình ĐZ và TBA xem trong Phụ lục chương 10.



Hình 10.24: Bản đồ lưới điện truyền tải các tỉnh Cao Bằng, Bắc Kạn, Hà Giang, Tuyên Quang năm 2045

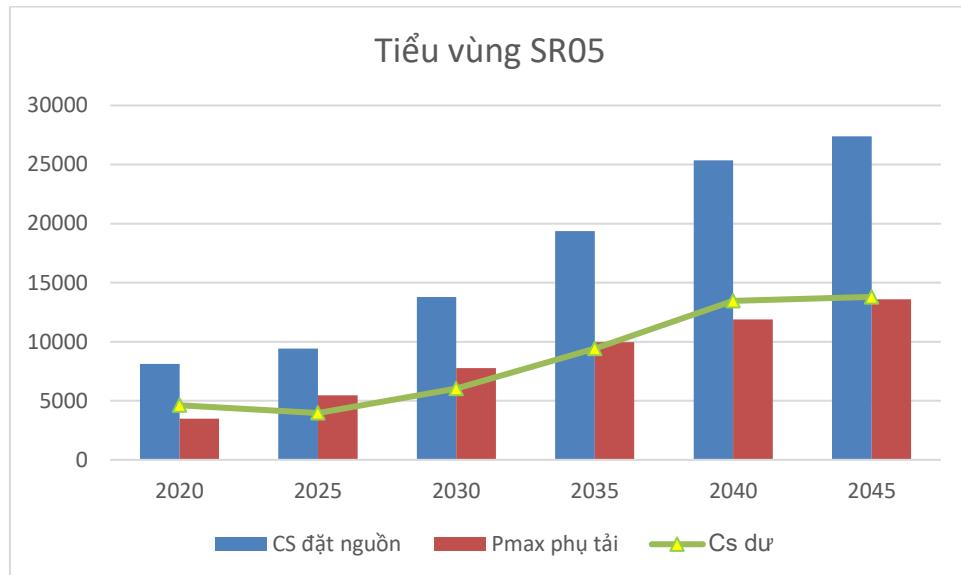
10.4.2. Đông Bắc Bộ

Đông Bắc Bộ được chia làm hai tiểu vùng: các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang và các tỉnh và thành phố Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh.

Các tỉnh và thành phố Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh là trung tâm phụ tải lớn của tiểu vùng Đông Bắc Bộ. Đây cũng là nơi tập trung nhiều trung tâm nhiệt điện với quy mô công suất lớn như NĐ Hải Phòng, NĐ Quảng Ninh, NĐ Thăng Long, NĐ Hải Dương... Công suất và điện năng của các nguồn này vừa đáp ứng nhu cầu phụ tải tiểu vùng, vừa truyền tải đi cấp điện cho các khu vực khác. Trong khi đó, các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang nằm tại vị trí giao giới giữa khu vực tập trung các nguồn nhiệt điện Đông Bắc và trung tâm phụ tải Hà Nội, nhận điện chủ yếu từ các nguồn nhiệt điện Đông Bắc.

Giai đoạn đến năm 2045, phụ tải các tỉnh Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh tăng trưởng với tốc độ trung bình khoảng 5,6%/năm. Tổng nhu cầu phụ tải tăng từ gần 3500 MW năm 2020 lên gần 7800 MW năm 2030, 10000 MW năm 2035 và 13600 MW năm 2045. Trong đó, các tỉnh có tỷ trọng ngang nhau, chiếm khoảng 31-35% phụ tải tiểu vùng.

Mặc dù phụ tải tăng trưởng với quy mô lớn, nhưng dự kiến các tỉnh Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh vẫn sẽ tiếp tục dư thừa công suất. Nguyên nhân là do sự xuất hiện của các nguồn điện đã được nêu trong QHĐ VII ĐC như NĐ Hải Hà 1,2,3,4 và một số nguồn điện mới như điện khí LNG Hải Dương, Hải Phòng, Quảng Yên, NĐ than Đàm Hà... Cân bằng công suất nguồn tải khu vực như sau:



Hình 10.25: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực các tỉnh và thành phố Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh giai đoạn tới 2045

Kết quả cân bằng cho thấy, công suất dư thừa của Quảng Ninh, Hải Phòng, Hải Dương giảm nhẹ trong giai đoạn 2021-2025 và tăng dần trong các giai đoạn tiếp theo do sự xuất hiện của các nguồn điện mới như NĐ than Đàm Hà, NĐ LNG Quảng Yên, LNG Hải Phòng, LNG Cầm Phả... Công suất dư thừa có thể đạt tới 9400 MW năm 2035 và 13800 MW năm 2045, yêu cầu xây mới và cải tạo lưới điện truyền tải để đảm bảo giải tỏa công suất.

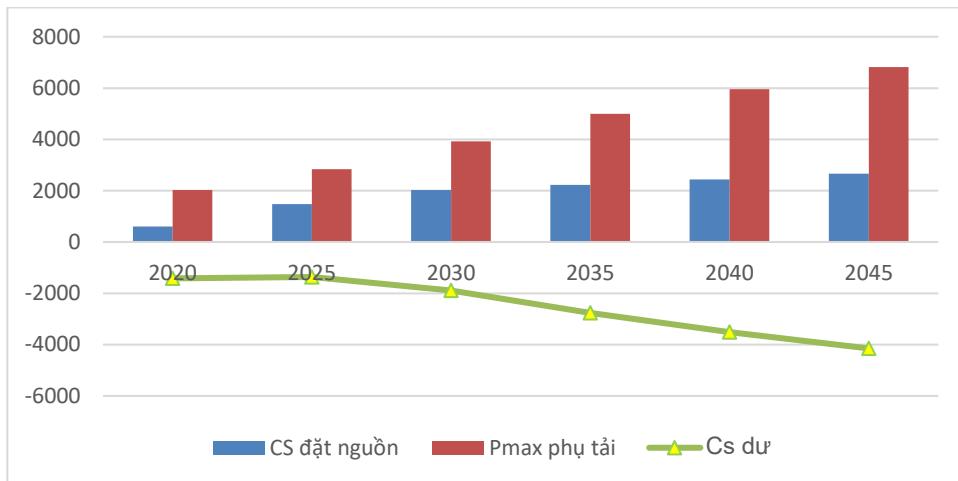
Trong các nguồn điện mới phát triển, nguồn điện LNG linh hoạt tập trung ở tỉnh Hải Dương, lân cận đường sông, dự kiến đấu nối vào các TBA 220 kV phụ tải, đảm bảo cấp điện phụ tải, giảm tải cho các đường dây truyền tải. Điện mặt trời phân bố trên cả ba tỉnh, chủ yếu là điện mặt trời quy mô vừa và nhỏ, đấu nối áp mái và/hoặc đấu nối vào lưới điện phân phối đáp ứng nhu cầu phụ tải.

Các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang có phụ tải cực đại tăng trưởng với tốc độ trung bình khoảng 5%/năm trong giai đoạn đến 2045. Tổng nhu cầu phụ tải tăng từ khoảng 2000 MW năm 2020 lên 3900 MW năm 2030, 5000 MW năm 2035 và 6800 MW năm 2045. Trong đó, hai tỉnh Thái Nguyên và Bắc Giang có phụ tải tương đương nhau, chiếm khoảng 44% tổng phụ tải. Lạng Sơn chiếm 12% còn lại, đạt khoảng gần 900 MW năm 2045.

Theo chương trình phát triển nguồn, đến năm 2045, các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang sẽ phát triển thêm khoảng 1000 MW điện mặt trời, gần 400 MW điện gió. Trong khi tiềm năng điện gió tập trung tại tỉnh Lạng Sơn, Quảng Ninh thì tiềm năng điện mặt trời phân bố trên cả ba tỉnh. Do hạn chế về quỹ đất tỉnh Bắc Giang, hạn chế về địa hình tại Lạng Sơn, Thái Nguyên và tốc độ tăng trưởng phụ tải của cả ba tỉnh,

đề xuất ưu tiên phát triển các nguồn điện mặt trời áp mái thay vì ĐMT nối lưới quy mô lớn. Các nguồn ĐMT áp mái sẽ góp phần đảm bảo cấp điện phụ tải ba tỉnh, đặc biệt là vào cao điểm trưa, mùa hè.

Ngoài ra, tại tỉnh Bắc Giang sẽ xuất hiện NĐ An Khánh 650 MW là nguồn nhiệt điện lớn duy nhất đóng điện trong giai đoạn quy hoạch. Cân bằng công suất thô cho khu vực này như sau:



Hình 10.26: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang
giai đoạn tới 2045

Kết quả cân bằng cho thấy, cùng với sự tăng của phụ tải, công suất thiếu hụt tăng dần theo từng năm, đạt khoảng 2800 MW năm 2035 và 4200 MW năm 2045. Lượng công suất thiếu hụt này còn có thể tăng thêm trong các chế độ vận hành cao điểm tối, khi nguồn điện mặt trời không phát. Do đó, cần xem xét bổ sung thêm các đường dây truyền tải cấp điện về tiêu vùng này.

a. Giai đoạn tới 2025:

- **Lưới giải tỏa nguồn điện (2021-2025):**

❖ NĐ An Khánh Bắc Giang 650 MW

NĐ An Khánh – Bắc Giang nằm tại huyện Lục Nam, tỉnh Bắc Giang. Nhà máy có công suất ban đầu 50 MW, được điều chỉnh, nâng công suất lên 650 MW theo văn bản số 1777/TTg-KN ngày 11/10/2016 của Thủ tướng Chính phủ. Theo Báo cáo đấu nối NMNĐ An Khánh – Bắc Giang, nhà máy dự kiến đấu nối vào cấp điện áp 220 kV, chuyển tiếp trên 02 mạch đường dây Bắc Giang – Lạng Sơn. Các công trình đấu nối bao gồm:

- Đường dây 220 kV bốn mạch khoảng 20km chuyển tiếp trên 02 mạch ĐZ 220 kV Bắc Giang – Lạng Sơn, trong đó 02 mạch có tiết diện 2xAC500 mm², hai mạch có tiết diện AC400 mm².
- Cải tạo đoạn đường dây 220 kV mạch kép từ Bắc Giang đến điểm đấu nối chuyển tiếp lên dây 2xAC500 mm².

Phương án đấu nối NĐ An Khánh – Bắc Giang đảm bảo giải phóng công suất trong chế độ N-0 cũng như sự cố N-1.

❖ NĐ Hải Dương 1200 MW

Nhà máy Than Hồi Dung -1200 MW là nhà máy lớn duy nhất trên a bàn các thời Hồi Phòng, Hồi Dung, Quang Ninh giải o năm 2025. Nhà máy dự kiến nổ ống vào cuối năm 2020. phong án vẫn không thay đổi so với QH VII C.

❖ Giới thiệu công suất điện gió Làng Sơn

Tỉnh Làng Sơn có nhu cầu mua ng phát triển điện gió. Trong giai o năm 2021-2030, phát triển các dự án điện gió mới vào cuối năm phân pha, góp phần cấp điện cho phát triển khu vực. Trong thời gian này, các trang trại điện gió tăng nhanh, cần xem xét xây dựng TBA 220kV gom điện gió Làng Sơn. TBA này cung cấp cho TBA 220 kV M qua đường dây 220 kV m cách kép dài khoảng 25km. TBA 220 kV gom G Làng Sơn khai thác vào năm 2045.

• **Licencing for building (2021-2025):**

Trong giai o năm 2025, cần xây dựng máy biến áp TBA 500 kV Thái Nguyên (2x900 MVA), mua o cung cấp điện cho TBA 500 kV Hồi Phò; TBA 500 kV Hồi Phòng, cung cấp cho phát triển TP Hồi Phòng và mua điện từ Quang Ninh. Tỉnh Hồi Dung cung cấp điện 220 kV cho NMN Hồi Dung.

cung cấp điện áp 220 kV, tham gia xây dựng máy biến áp 12 TBA 220kV cung cấp cho phát triển bao gồm: M, Phú Bình 2, Làng Giang, An Lão, Đồng Kinh, Cát Hồi, Gia Lai, Thanh Hà, Khe Thìn, Yên Hùng, Cảng Hòa, Nam Hòa. Trong thời gian này, tham gia xây dựng nâng công suất các trạm Lửa Xá, Cảng Phố, Quang Ninh NC, Tràng Bích, Núi Hồi Phòng, Vịt Cách mua o cung cấp.

b. Giai o 2026-2030:

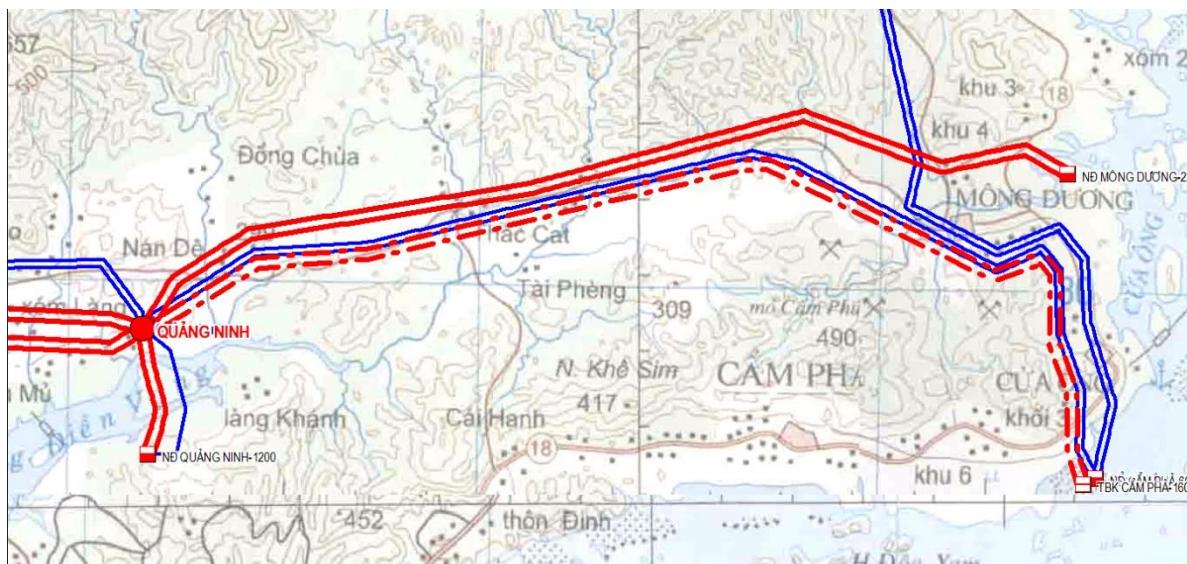
• **Licensing for wind power generation (2026-2030):**

Trong giai o năm này, khu vực Làng Sơn, Bắc Giang, Thái Nguyên tiếp tục phát triển MT áp mái và MT quy mô vừa và nhỏ, với mục tiêu phân pha. Trong thời gian này, các thời Hồi Phòng, Hồi Dung, Quang Ninh sẽ phát triển các nguồn năng lượng tái tạo như LNG và LNG linh hoạt. Các dự án LNG linh hoạt tập trung tại thời Hồi Dung, giao diện các trạm 220 kV phát triển, và đặc điểm sông litoral thu hút vận chuyển nhiên liệu. Các thời Quang Ninh, Hồi Phòng giai o năm này sẽ triển khai khoảng 3200 MW các nguồn năng lượng, cung cấp cho phát triển a phong và truy cập.

❖ Các nhà máy điện TBKHH ở Bắc Bộ

Tại giai o 2026-2030, khu vực các thời Hồi Phòng, Quang Ninh dự kiến bứt phá phát triển các nguồn năng lượng TBKHH. Dự kiến năm 2045, tổng công suất các nguồn TBKHH khu vực này vào khoảng 12 GW, với 15 trại máy TBKHH, mỗi trại máy TBKHH khoảng 800 MW. Các vị trí tiềm năng bao gồm các huyện Cẩm Phố, Quang Yên, Hồi Hà, thời Quang Ninh; quanh Sông, huy động Tiên Lãng và huy động Cát Hồi, Hồi Phòng. Tuy nhiên, cần có nghiên cứu chính xác, quy hoạch chi tiết quy mô và tiến độ phát triển của các vị trí nói trên. Phong án kinh tế xuất trong phong này là phong án gi i phóng công suất trung bình 12GW nguồn năng lượng TBKHH theo kế hoạch ban đầu. Các thay đổi về quy mô và tiến độ triển khai nguồn năng lượng thay đổi theo phong ánh trong phong ánh kinh tế.

NMND TBKHH LNG Quảng Ninh (LNG Cảm Phả 1), có công suất khoảng 1600 MW, địa điểm sơ bộ dự kiến nằm gần ND Cảm Phả, tỉnh Quảng Ninh. Dự án này đã được bổ sung vào Quy hoạch điện VII điều chỉnh theo văn bản số 1409/TTg-CN ngày 17/10/2020. Phương án đấu nối đề xuất là xây dựng mới ĐZ 500 kV Cảm Phả - Quảng Ninh dài khoảng 30km. Phương án này đủ khả năng giải phóng 1600 MW công suất LNG Cảm Phả và có dư địa để đấu nối thêm khoảng 1600 MW công suất nữa của nhà máy điện khí Quảng Ninh mở rộng giai đoạn 2 (LNG Quảng Ninh 2, 1600 MW giai đoạn 2031-2035). Các điều kiện kỹ thuật như ổn định, ngắn mạch cần xem xét kỹ trong hồ sơ thiết kế kỹ thuật của dự án. Cần lưu ý đường dây 500KV LNG Quảng Ninh – Quảng Ninh cần lựa chọn dây dẫn phân pha tiết diện lớn (đè xuất dây 4xACSR600 hoặc hơn) để đảm bảo khả năng giải phóng công suất của các nguồn nhiệt điện khu vực này.



Hình 10.27: Đầu nối NMND LNG Cảm Phả

Các vị trí tại huyện Quảng Yên, tỉnh Quảng Ninh và Cát Hải, Đồ Sơn, Tiên Lãng, TP Hải Phòng dự kiến phát triển 16 tổ máy TBKHH sử dụng nhiên liệu LNG, với tổng công suất khoảng 12000 MW. Theo kịch bản nguồn chọn, khu vực này phát triển 02 tổ máy TBKHH giai đoạn 2026-2030, 04 tổ máy TBKHH 2031-2035, 04 tổ máy TBKHH 2036-2040 và 06 tổ máy TBKHH giai đoạn 2041-2045.

Theo phương án kịch bản nguồn chọn, tổ hợp điện khí hóa lỏng LNG Hải Phòng 1 đặt tại Tiên Lãng dự kiến đóng điện 1600MW giai đoạn 2026-2030, tăng dần lên 3200MW giai đoạn 2031-2035 và 4000MW giai đoạn 2036-2045. Trong đó, 02 tổ máy 800 MW sẽ được đấu nối 220kV qua đường dây 220kV bốn mạch LNG Hải Phòng 1 – rẽ Hải Phòng – Dương Kinh (2026-2030) và đường dây 220kV mạch kép LNG Hải Phòng 1 – Đồ Sơn (2036-2040), cấp điện cho phụ tải khu vực, giảm tải cho TBA 500kV Hải Phòng. Ở cấp điện áp 500kV, các đường dây 500kV LNG Hải Phòng 1 – Hải Phòng (2026-2030) và LNG Hải Phòng 1 – Hải Phòng 2 – Gia Lộc (2031-2035) sẽ giúp giải tỏa công suất của 04 tổ máy còn lại, đồng thời là hạ tầng đấu nối cho các dự án điện LNG khác trong khu vực.

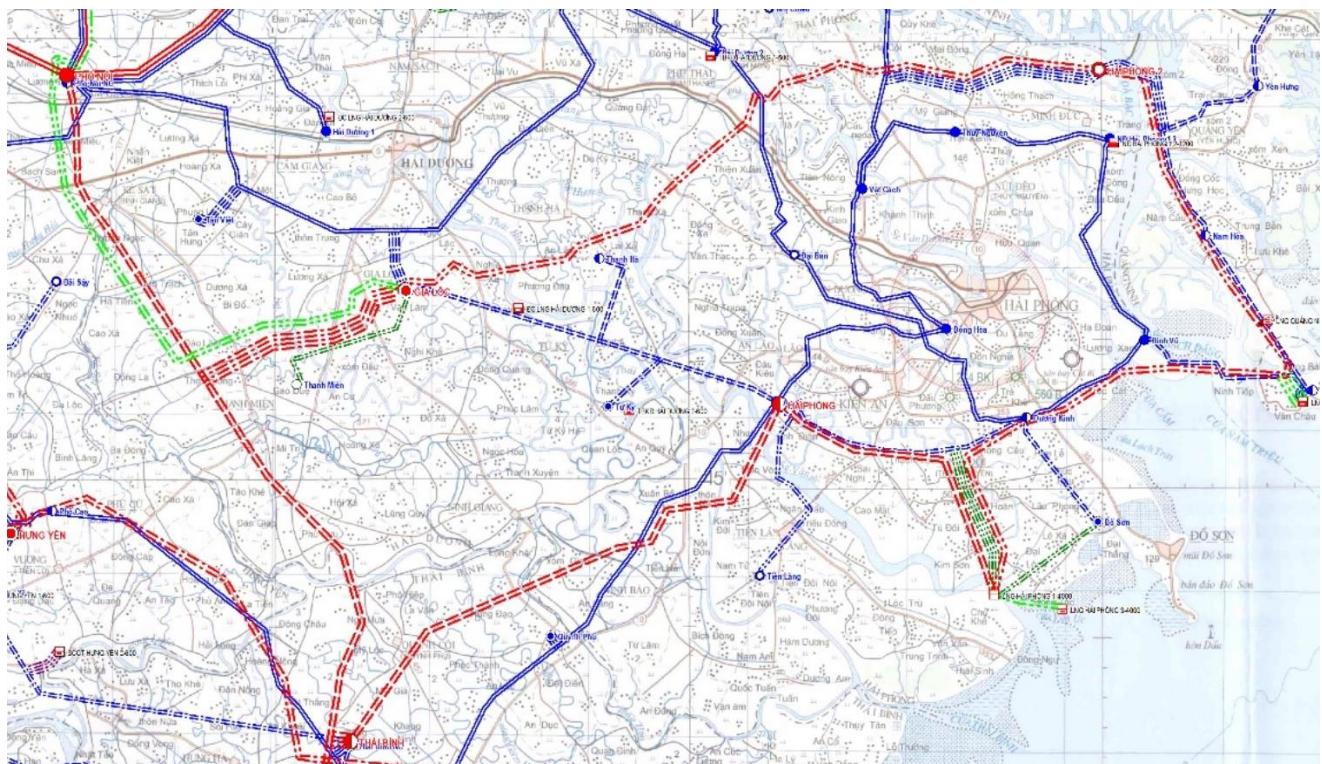
Khu vực bán đảo Cát Hải, Đinh Vũ cũng có điều kiện thuận lợi phát triển nguồn điện sử dụng nhiên liệu LNG. Theo kịch bản nguồn chọn, có hai nhà máy điện tại khu

vực này là LNG Hải Phòng 2 (Cát Hải – Cái Tráp) công suất 1600MW đóng điện giai đoạn 2031-2035 và LNG Hải Phòng 3 (KCN Deep C) với tổng công suất 3000MW, đóng điện giai đoạn 2036-2040. Trong đó, LNG Hải Phòng 2 (Cát Hải – Cái Tráp) đấu nối lên cáp điện áp 500kV bằng đường dây 500kV 04 mạch chuyển tiếp LNG Hải Phòng 1 – Hải Phòng 2 (2031-2035). LNG Hải Phòng 3 đấu nối 500kV về LNG Hải Phòng 2 (2036-2040), đồng thời đấu nối lên lưới 220kV bằng đường dây 220kV bốn mạch chuyển tiếp Cát Hải – Nam Hòa (2036-2040), hỗ trợ cấp điện khu vực.

Tỉnh Hải Phòng còn có tiềm năng phát triển khoảng 3000MW nhiệt điện sử dụng nhiên liệu LNG tại khu vực bến cảng Nam Đò Sơn LNG Hải Phòng 4(Đò Sơn). Theo kịch bản nguồn chọn, dự án này sẽ triển khai giai đoạn 2041-2045, đấu nối lên lưới 500kV bằng đường dây 500kV LNG Hải Phòng 4- LNG Hải Phòng 1 (2041-2045).

Giai đoạn 2036-2040, khi tổng công suất các nhà máy điện LNG khu vực lên tới 8000MW, cần xem xét xây dựng mới đường dây 500kV Gia Lộc – Phố Nối – chuyển đấu nối Phố Nối – Bắc Ninh, kết hợp với đường dây mạch 2 Phố Nối – Bắc Ninh, để tăng cường khả năng giải tỏa công suất, đồng thời mở rộng vòng cấp điện khu vực Hà Nội và phụ cận.

Để đảm bảo giải phóng công suất nguồn điện LNG khu vực Đồ Sơn, Tiên Lãng, Cát Hải, giai đoạn 2041-2045 (tổng công suất 12000MW, 8800MW đấu nối lưới 500kV), cần xem xét sử dụng dây dẫn tiết diện lớn cho cung đoạn LNG Hải Phòng 1 – Hải Phòng 2 (tiết diện 4xACSR800 hoặc hơn) từ giai đoạn 2026-2030. Phương án xây dựng mới đường dây 500kV giải phóng công suất khó khả thi do hạn chế về quỹ đất.

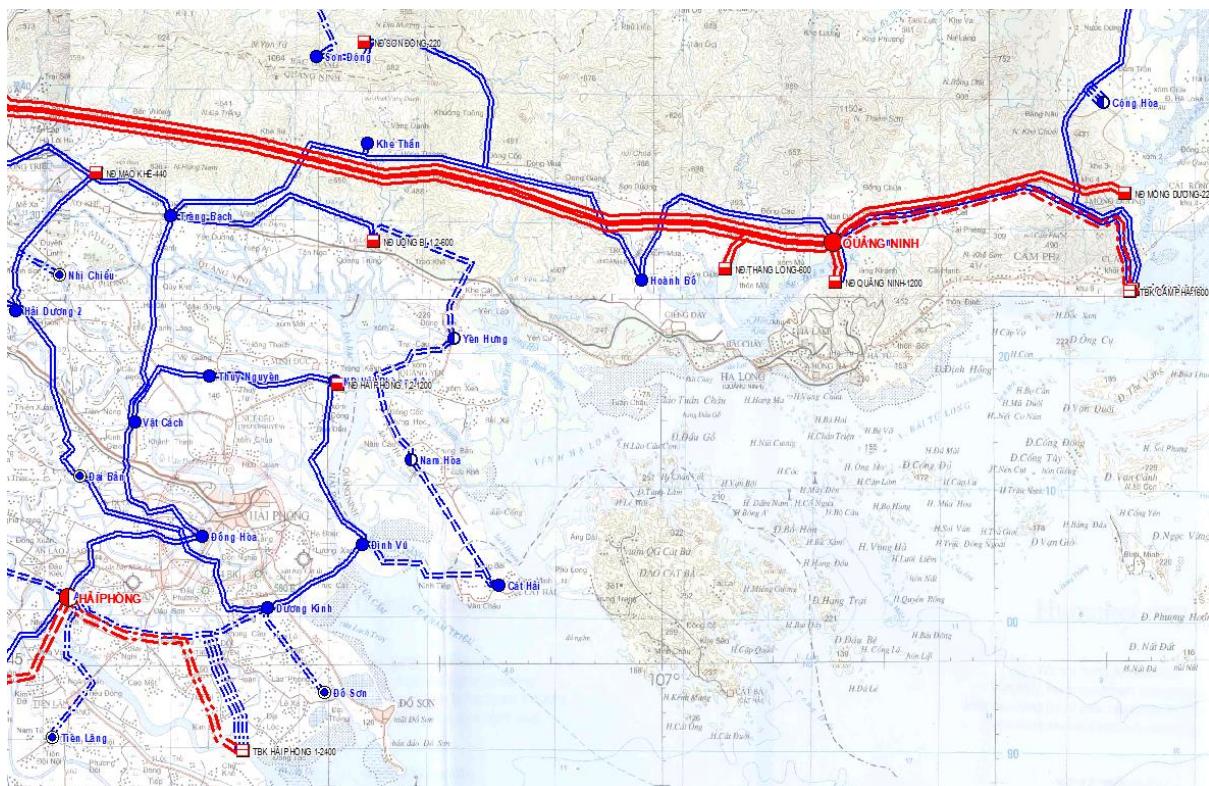


Hình 10.28: Phương án đấu nối LNG khu vực Đồ Sơn, Tiên Lãng, Cát Hải, Quảng Yên

- **Lưới cấp điện cho phụ tải (2026-2030):**

Giai đoạn 2026-2030, cần xuất hiện TBA 500 kV Bắc Giang, cấp điện cho phụ tải Bắc Giang, giảm tải TBA 500 kV Hiệp Hòa. TBA 500 kV Bắc Giang đấu chuyển tiếp trên 02 mạch đường dây 500 kV Quảng Ninh – Hiệp Hòa. Khu vực Hải Dương, Hải Phòng, Quảng Ninh, cần NCS TBA 500kV Hải Phòng, đồng thời xây dựng TBA 500kV Gia Lộc tỉnh Hải Dương để đáp ứng nhu cầu phụ tải khu vực, đặc biệt khi các NMNĐ nghỉ vận hành bảo dưỡng.

Ở cấp điện áp 220 kV, xây dựng mới 08 TBA 220kV Bắc Giang NC, Đại Từ, Sông Công, Đèo Sơn, Tú KỲ, Tân Việt, ND Hải Dương, Móng Cái, Yên Dũng. Đồng thời NCS 10 TBA 220kV để đảm bảo cấp điện phụ tải. Chi tiết danh mục các công trình ĐZ và TBA xem trong Phụ lục chương 10.



Hình 10.29: Bản đồ lưới điện truyền tải các tỉnh Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh năm 2030

c. Giai đoạn 2031-2035:

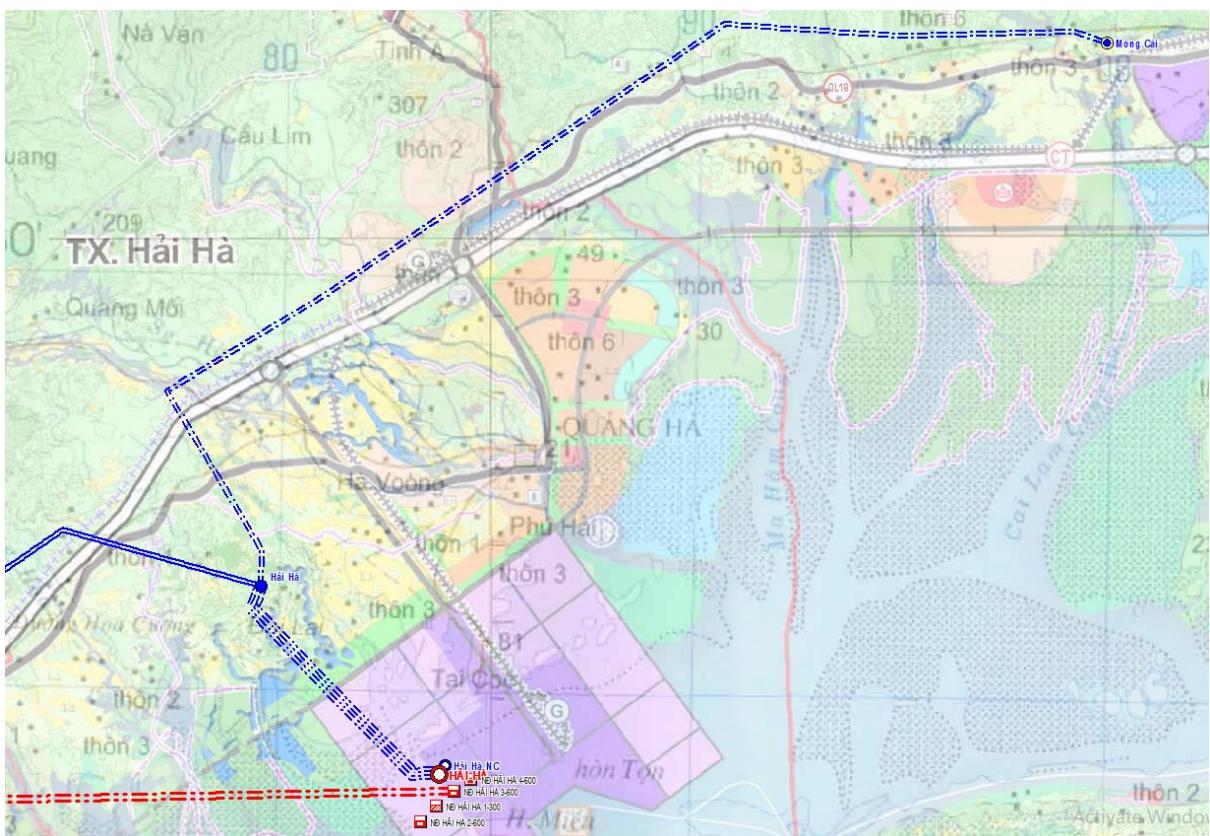
• **Lưới giải tỏa nguồn điện (2031-2035):**

Giai đoạn này, khu vực các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang không phát triển thêm công suất lớn. Các nguồn tăng thêm có công suất nhỏ, bố trí phân tán nên đề nghị đấu nối vào lưới điện phân phối, cấp điện cho phụ tải địa phương.

Khu vực Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh phát triển thêm các nguồn điện gió, điện mặt trời và ND than Hải Hà. Trong đó, ND than Hải Hà được phê duyệt trong QHĐ VII ĐC với theo tiến độ sau: năm 2019 (Hải Hà 1 – 150MW), năm 2022 (Hải Hà 2 – 750MW), năm 2025 (Hải Hà 3 -600MW), năm 2028 (Hải Hà 4 – 600MW). ND Hải Hà là ND đồng phát, chỉ có vai trò chính là cấp điện cho KCN Hải Hà, phần công suất nguồn dư thừa truyền tải vào hệ thống được nhà đầu tư đăng ký khoảng 10% công suất phát cực đại của nhà máy.

Tuy nhiên, do phụ tải thứ cấp trong KCN Hải Hà tăng trưởng chậm nên chủ đầu tư dự án đang đề xuất tăng tỷ lệ phát điện lên lưới để thực hiện đầu tư NĐ Hải Hà sớm hơn. Theo báo cáo Sư cần thiết đầu tư và tính toán đấu nối NĐ đồng phát Hải Hà do Viện Năng lượng lập, NĐ Hải Hà dự kiến đóng điện 2100MW trong giai đoạn 2021-2030, với NĐ Hải Hà 1 (2x150MW) đấu nối cáp điện áp 110kV, NĐ Hải Hà 2,3,4 (3x600MW) đấu nối điện áp 500kV bằng đường dây 500kV Hải Hà – Thái Nguyên dài khoảng 220km.

Theo kịch bản nguồn chọn của QHĐ VIII, NĐ Hải Hà 1 dự kiến đóng điện năm 2024 bằng điện áp 110kV. Giai đoạn 2031-2036, khi các NĐ Hải Hà 2,3,4 đóng điện, cần xây dựng đường dây 500kV mạch kép NĐ Hải Hà – Thái Nguyên để giải tỏa công suất NĐ than Hải Hà.



Hình 10.30: Đấu nối NĐ Hải Hà và cáp điện KCN Hải Hà

❖ Giải tỏa công suất điện gió, điện mặt trời

Giai đoạn 2031-2035, phát triển thêm các nguồn điện gió khu vực đồi núi tỉnh Quảng Ninh, dẫn đến việc cần xuất hiện một trạm gom 220 kV ĐG Quảng Ninh, gom khoảng 300 MW điện gió khu vực này. Trong khi đó, tổng công suất đặt DMT khu vực SR05 đã đạt khoảng 500 MW, tuy nhiên do phụ tải khu vực cao, nên ưu tiên phát triển DMT áp mái và phân tán, cấp điện cho phụ tải khu vực.

❖ Nhiệt điện

- **Lưới cáp điện cho phụ tải (2031-2035):**

Giai đoạn 2031-2035, cần thực hiện NCS TBA 500kV Thái Nguyên lên 3x900MVA để đáp ứng nhu cầu phụ tải Thái Nguyên và lân cận. Khu vực Hải Dương, Hải Phòng, Quảng Ninh, cần xây dựng TBA 500kV Hải Phòng 2, kết hợp với việc đấu

nối các nguồn điện LNG vào lưới điện 220kV để đảm bảo vận hành. Ở tỉnh Quảng Ninh, do NĐ Hải Hà phát điện chủ yếu lên lưới điện 500kV thay vì cấp điện trực tiếp cho phụ tải KCN Hải Hà, nên giai đoạn 2031-2035 cần xem xét xây dựng mới TBA 500kV Hải Hà, TBA 220kV Hải Hà và các đường dây đấu nối để đảm bảo cấp điện cho phụ tải KCN Hải Hà và lân cận.

Ở cấp điện áp 220 kV, thực hiện xây dựng mới 08 TBA 220KV Chũ, Phú Lương, Thái Nguyên, Đại Bản, Tiên Lãng, Tân Việt, NĐ Hải Dương, Móng Cái, đồng thời cải tạo NCS 14 TBA 220KV như Quang Châu, Bắc Giang NC, Lạng Sơn, Thủy Nguyên, NĐ Hải Dương, Gia Lộc, Tứ Kỳ, Hoành Bồ, Cẩm Phả, Nam Hòa, Móng Cái, NĐ Uông Bí, Quảng Ninh NC.

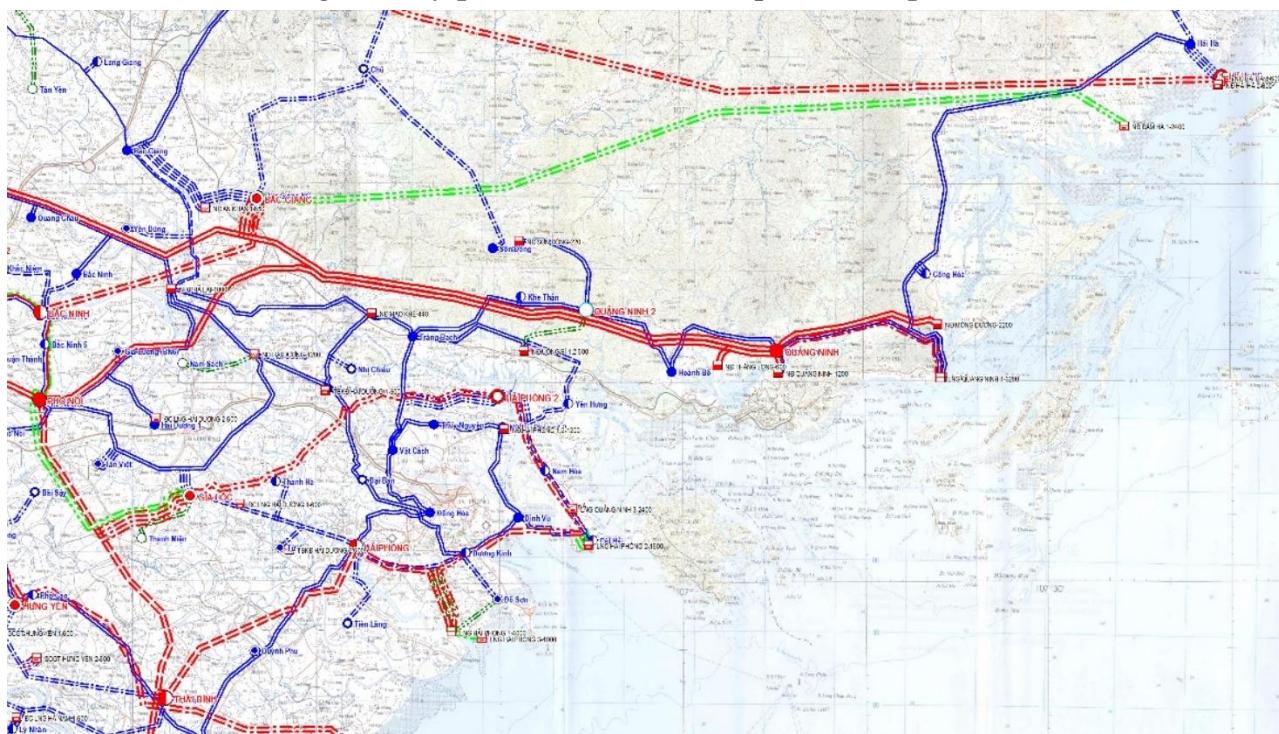
d. Giai đoạn 2036-2045:

• **Lưới giải tỏa nguồn điện (2036-2045):**

Giai đoạn này, lưới điện tiêu vùng các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang không phát triển thêm nguồn công suất lớn. Các nguồn tăng thêm có công suất nhỏ, bố trí phân tán nên đề nghị đấu nối vào lưới điện phân phối, cấp điện cho phụ tải địa phương.

Khu vực Hải Phòng, Quảng Ninh, Hải Dương, ngoài các nguồn điện TBKHH đã trình bày trong phần trước, tiếp tục phát triển thêm nguồn NĐ Than Đầm Hà và một số nguồn điện LNG linh hoạt tại Hải Dương.

- + NĐ Than Đầm Hà 2400MW dự kiến đấu nối bằng đường dây 500 kV mạch kép NĐ than Đầm Hà – Bắc Giang, cấp điện cho trung tâm phụ tải miền Bắc.
- + Các nguồn điện LNG linh hoạt tiếp tục đấu nối các trạm 220 kV khu vực Hải Dương để chạy phủ định, đảm bảo cấp điện cho phụ tải.

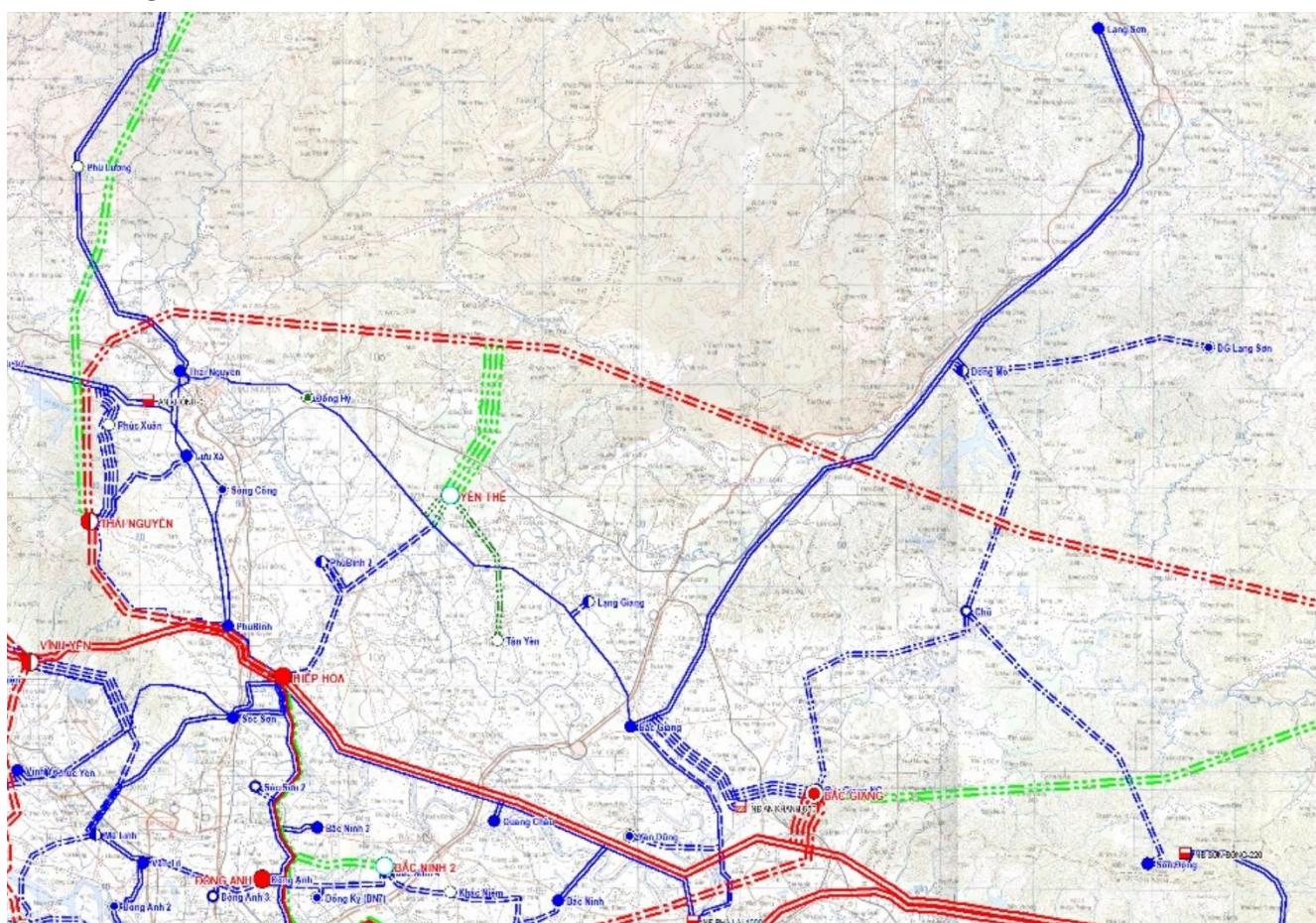


Hình 10.31: Bản đồ lưới điện truyền tải các tỉnh Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh năm 2045

• Lưới cấp điện cho phụ tải (2036-2045):

Giai đoạn này xuất hiện ĐZ 500 kV mạch kép NĐ than Đầm Hà – Bắc Giang giúp giải tỏa công suất NĐ và tăng cường nguồn cấp điện cho khu vực Bắc Giang, Thái Nguyên. Về phần các TBA 500 kV, trong giai đoạn 2036-2045, các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang xuất hiện TBA 500kV Yên Thé đấu nối trên đường dây 500kV NĐ Hải Hà – Thái Nguyên, đảm bảo cấp điện cho phụ tải khu vực. khu vực Quảng Ninh, Hải Phòng, Hải Dương xuất hiện TBA 500kV Quảng Ninh 2 giảm tải cho TBA 500kV Quảng Ninh.

Ở cấp điện áp 220 kV, tiếp tục xây dựng mới 03 TBA 220kV Tân Yên, Thanh Miện, Nam Sách, Phúc Xuân đồng thời cải tạo nâng công suất 17 TBA 220kV đáp ứng nhu cầu phụ tải khu vực. Chi tiết danh mục các công trình ĐZ và TBA xem trong Phụ lục chương 10.



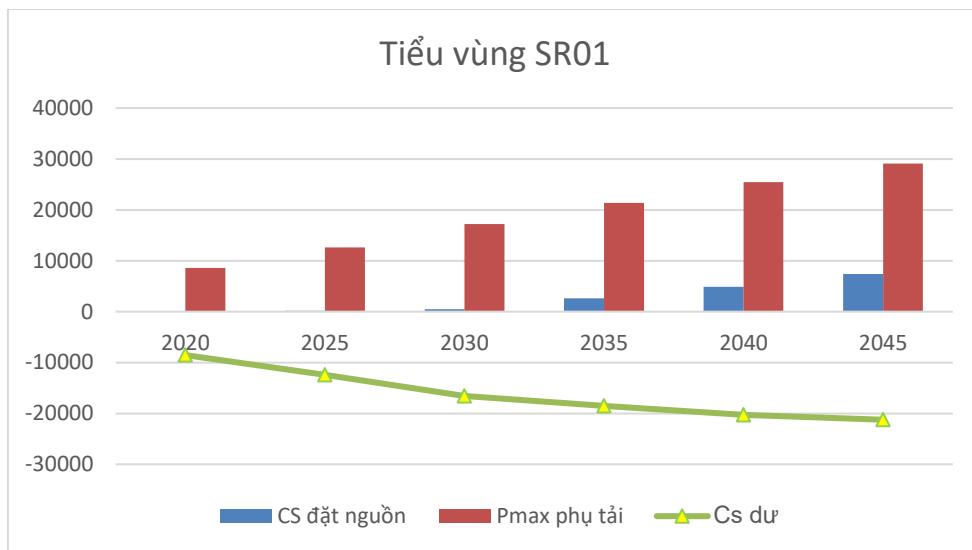
Hình 10.32: Bản đồ lưới điện truyền tải các tỉnh Lạng Sơn, Thái Nguyên, Bắc Giang năm 2045

10.4.3. TP Hà Nội và phụ cận

Khu vực TP Hà Nội và 5 tỉnh lân cận là trung tâm phụ tải lớn nhất của miền Bắc, với tổng công suất đến năm 2020 vào khoảng 8600 MW chiếm khoảng 43% tổng phụ tải của cả miền. Khu vực này cũng có rất ít các nguồn điện tại chỗ, chủ yếu nhận điện từ các khu vực khác qua hệ thống đường dây truyền tải.

Giai đoạn tới năm 2045, phụ tải khu vực tăng trưởng với tốc độ trung bình khoảng 5%/năm, đạt khoảng 21400 MW năm 2035 và 29100 MW năm 2045. Như vậy, đến năm 2045, phụ tải khu vực này đã gấp rưỡi phụ tải cực đại của miền Bắc năm 2020, dẫn đến việc phải xây dựng mới, cải tạo hệ thống lưới điện truyền tải để đảm bảo cấp điện.

Trong giai đoạn quy hoạch, khu vực sẽ phát triển thêm nguồn điện mặt trời (chủ yếu là điện mặt trời áp mái), điện sinh khối và điện rác. Một số nguồn LNG linh hoạt cũng sẽ được bổ sung tại tỉnh Hà Nam, tăng cường độ tin cậy cung cấp điện cho khu vực. Cân bằng nguồn -tải cho khu vực này như hình sau:



Hình 10.33: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực Tp Hà Nội và phụ cận giai đoạn tới 2045

Kết quả cân bằng cho thấy, khu vực phải nhận điện từ các vùng khác, với mức thiếu hụt công suất tăng dần theo từng năm. Dự kiến, khu vực Hà Nội và phụ cận cần nhận khoảng 18500 MW năm 2035 và khoảng 21200 MW năm 2045. Từ năm 2035, xuất hiện các nguồn LNG linh hoạt ở tỉnh Hà Nam, cấp điện cho một phần phụ tải.

Khu vực Hà Nội và phụ cận là trung tâm kinh tế – văn hóa – xã hội của miền Bắc với mật độ và quy mô phụ tải rất cao. Do đó, mục tiêu chủ yếu cho việc thiết kế lưới điện khu vực này là để đảm bảo cấp điện cho phụ tải.

Các nguồn điện mới xuất hiện của tiểu vùng chủ yếu là ĐMT và LNG linh hoạt. Trong đó, các nguồn ĐMT chủ yếu là ĐMT áp mái, các nguồn LNG linh hoạt được đầu nối vào các trạm 220 kV cấp điện phụ tải, chỉ chạy phủ định khoảng 800-900h/năm. Do vậy, nhu cầu xây dựng thêm lưới điện phục vụ giải tỏa nguồn điện không nhiều.

a. Giai đoạn 2021-2025:

• **Lưới cấp điện cho phụ tải (2021-2025):**

Giai đoạn đến năm 2025, phụ tải khu vực tăng khoảng 4000 MW, cần tiếp tục thực hiện các dự án TBA 500 kV đang triển khai, tăng cường nguồn cấp điện cho tiểu vùng, giảm truyền tải trên các đường dây 220 kV liên kết. Cụ thể như:

- Xây mới TBA 500 kV Long Biên (900 MVA);
- Xây mới TBA 500 kV Tây Hà Nội (2x900 MVA);
- Xây mới TBA 500 kV Vĩnh Yên (2x900 MVA);
- Xây mới TBA 500 kV Bắc Ninh (2x900 MVA);

- NCS TBA 500 kV Phố Nối (2x900 MVA);
- NCS TBA 500 kV Việt Trì (2x450 MVA);

Ở cấp điện áp 220 kV, xây dựng mới và NCS các TBA 220 kV đáp ứng nhu cầu phụ tải. Cụ thể theo từng tỉnh, thành phố như sau:

- TP Hà Nội: Xây mới 07 TBA 220 kV Văn Điển, Thanh Xuân, Đại Mỗ, Hòa Lạc, Mê Linh, Long Biên 2, Ứng Hòa; cải tạo NCS khoảng 03 TBA 220 kV. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 3625 MVA.
- Tỉnh Hưng Yên: xây mới 02 TBA Phó Nối NC và Phó Cao, NCS TBA 220 kV Yên Mỹ. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 750 MVA.
- Tỉnh Hà Nam: xây mới TBA 220 kV Lý Nhân, NCS các trạm Phú Lý và Thanh Nghị lên 2x250 MVA. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 675MVA.
- Tỉnh Phú Thọ: Xây mới TBA 220 kV Phú Thọ 2 250 MVA.
- Tỉnh Vĩnh Phúc: Xây mới 02 TBA 220 kV Tam Dương và Bá Thiện. NCS TBA 220 kV Vĩnh Tường lên 2x250 MVA. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 1000 MVA.
- Tỉnh Bắc Ninh: Xây mới TBA 220 kV Bắc Ninh 4, Bắc Ninh 5. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 1000 MVA.

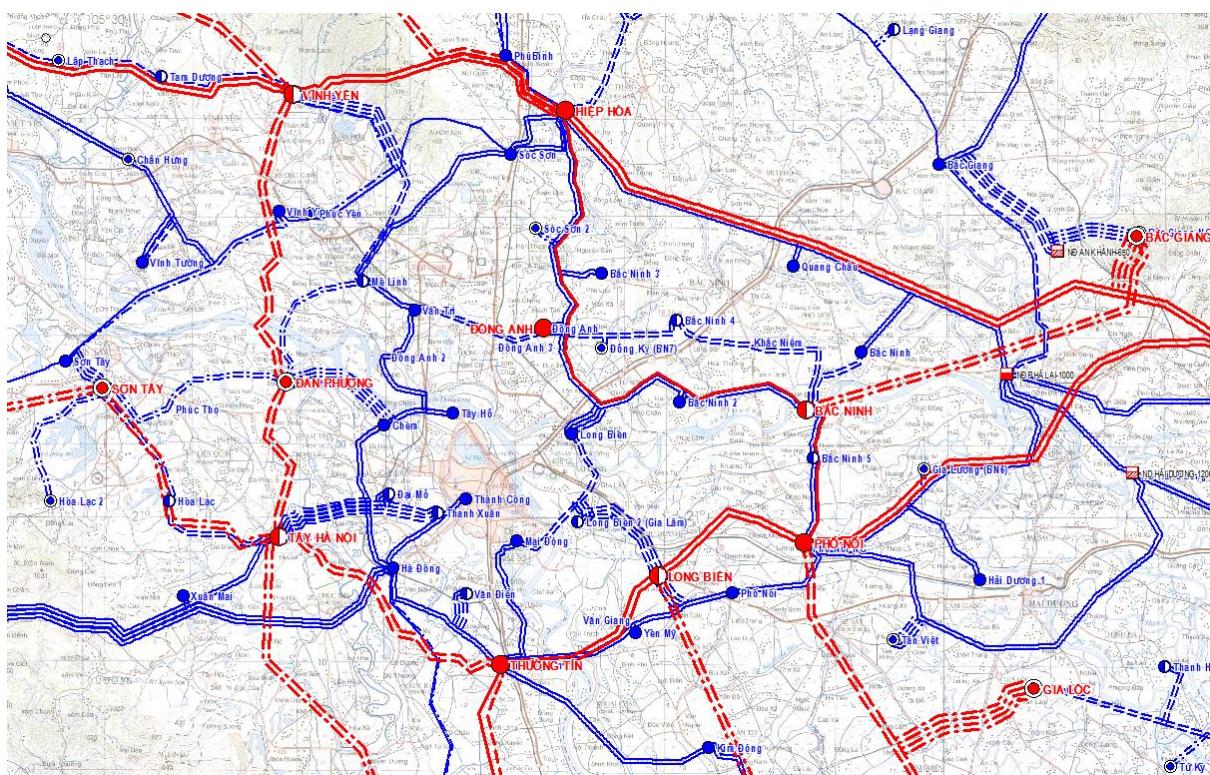
b. Giai đoạn 2026-2030:

• Lưới cung cấp điện cho phụ tải (2026-2030):

Giai đoạn đến năm 2030, cần xây dựng mới TBA 500 kV Sơn Tây, Nam Hà Nội, Đan Phượng, NCS TBA 500 kV Việt Trì lên 2x900 MVA đáp ứng nhu cầu phụ tải.

Ở cấp điện áp 220 kV, xây dựng mới và NCS các TBA 220 kV đáp ứng nhu cầu phụ tải. Cụ thể theo từng tỉnh, thành phố như sau:

- TP Hà Nội: Xây mới 06 TBA 220 kV Sóc Sơn 2, Đông Anh 2, Hòa Lạc, Hòa Lạc 2, Phú Xuyên, Chương Mỹ; cải tạo NCS khoảng 08 TBA 220 kV. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 2500 MVA.
- Tỉnh Hưng Yên: xây mới TBA 220 kV TP Hưng Yên 2x250 MVA
- Tỉnh Hà Nam: xây mới TBA 220 kV Đồng Văn, NCS trạm 220 kV Lý Nhân lên 2x250 MVA. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 750 MVA.
- Tỉnh Phú Thọ: NCS TBA 220 kV Phú Thọ 2 lên 2x250 MVA.
- Tỉnh Vĩnh Phúc: Xây mới 02 TBA 220 kV Phúc Yên, Chấn Hưng. NCS TBA 220 kV Bá Thiện, Tam Dương. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 1000 MVA.
- Tỉnh Bắc Ninh: Xây mới TBA 220 kV Bắc Ninh 6, Bắc Ninh 7. NCS các trạm Bắc Ninh 2, Bắc Ninh 3 lên 750 MVA. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 1250 MVA.



Hình 10.34: Bản đồ lưới điện truyền tải các khu vực Hà Nội và phụ cận năm 2030

c. Giai đoạn 2031-2035:

• **Lưới cấp điện cho phụ tải (2031-2035):**

Giai đoạn 2031-2035, phụ tải khu vực tăng khoảng 4000 MW, cần xây dựng mới và cải tạo các TBA 500 kV đảm bảo cấp điện. Cụ thể như sau:

- NCS TBA 500 kV Đông Anh lên (3x900 MVA);
- NCS TBA 500 kV Nam Hà Nội lên (2x900 MVA);
- Xây mới TBA 500 kV Hưng Yên (900 MVA);
- Xây mới TBA 500 kV Bắc Ninh 2 (900 MVA);

Ở cấp điện áp 220 kV, xây dựng mới và NCS các TBA 220 kV đáp ứng nhu cầu phụ tải. Cụ thể theo từng tỉnh, thành phố như sau:

- TP Hà Nội: Xây mới 02 TBA 220 kV Đông Anh 3, Phúc Thọ cải tạo NCS khoảng 08 TBA 220 kV. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 2500 MVA.
- Tỉnh Hưng Yên: xây mới TBA 220 kV Văn Giang, Bãi Sậy 250 MVA.
- Tỉnh Hà Nam: xây mới TBA 220 kV Kim Bảng, NCS trạm 220 kV Phú Lý lên 750 MVA. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 750 MVA.
- Tỉnh Phú Thọ: Xây mới TBA 220 kV Phú Thọ 3 2x250 MVA.
- Tỉnh Vĩnh Phúc: NCS TBA 220 kV Chấn Hưng, Tam Dương. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 500 MVA.
- Tỉnh Bắc Ninh: Xây mới TBA 220 kV Bắc Ninh NC. NCS trạm Bắc Ninh 7. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 1000 MVA.

d. Giai đoạn 2036-2045:

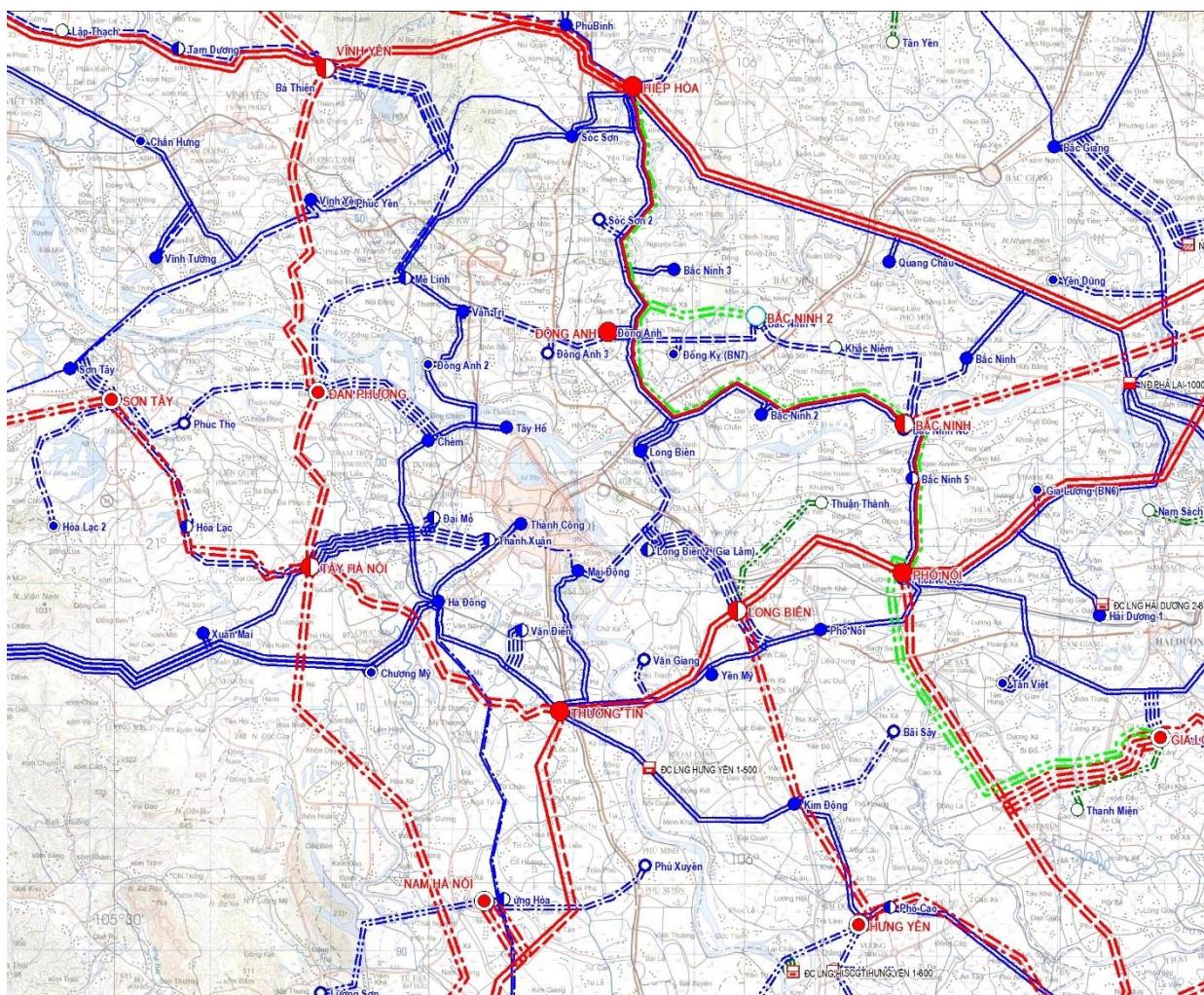
• **Lưới cấp điện cho phụ tải (2036-2045):**

Giai đoạn 2036-2045, phụ tải khu vực tăng thêm khoảng 3600 MW. Do vậy, cần tiếp tục xây mới và cải tạo các trạm biến áp 500 kV để đảm bảo cấp điện. Cụ thể:

- NCS TBA 500 kV Long Biên lên (3x900 MVA);
- NCS TBA 500 kV Tây Hà Nội lên (2x1200 MVA);
- NCS TBA 500 kV Sơn Tây lên (3x900 MVA);
- NCS TBA 500 kV Nam Hà Nội lên (3x900 MVA);
- NCS TBA 500 kV Đan Phượng lên (3x900 MVA);
- NCS TBA 500 kV Hưng Yên lên (2x900 MVA);
- NCS TBA 500 kV Việt Trì lên (3x900 MVA);
- NCS TBA 500 kV Bắc Ninh 2 lên (3x900 MVA);

Ở cấp điện áp 220 kV, xây dựng mới và NCS các TBA 220 kV đáp ứng nhu cầu phụ tải. Cụ thể theo từng tỉnh, thành phố như sau:

- TP Hà Nội: cải tạo NCS khoảng 17 TBA 220 kV. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 4750 MVA.
- Tỉnh Hưng Yên: Cải tạo, NCS 03 TBA 220 kV, tổng công suất tăng thêm là 1000 MVA.
- Tỉnh Hà Nam: Cải tạo, nâng công suất các Trạm 220 kV Phủ Lý, Thanh Nghị, Đồng Văn, Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 750 MVA.
- Tỉnh Phú Thọ: Xây mới TBA 220 kV Việt Trì 2, NCS TBA 220 kV Việt Trì, Phú Thọ. Tổng công suất tăng thêm là 750 MVA
- Tỉnh Vĩnh Phúc: Xây mới TBA 220 kV Lập Thạch, NCS TBA 220 kV Chấn Hưng, Phúc Yên. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 1000 MVA.
- Tỉnh Bắc Ninh: Xây mới TBA 220 kV Thuận Thành, Khắc Niệm. NCS trạm Bắc Ninh 4,7. Tổng công suất TBA 220 kV tăng thêm là 1500 MVA.



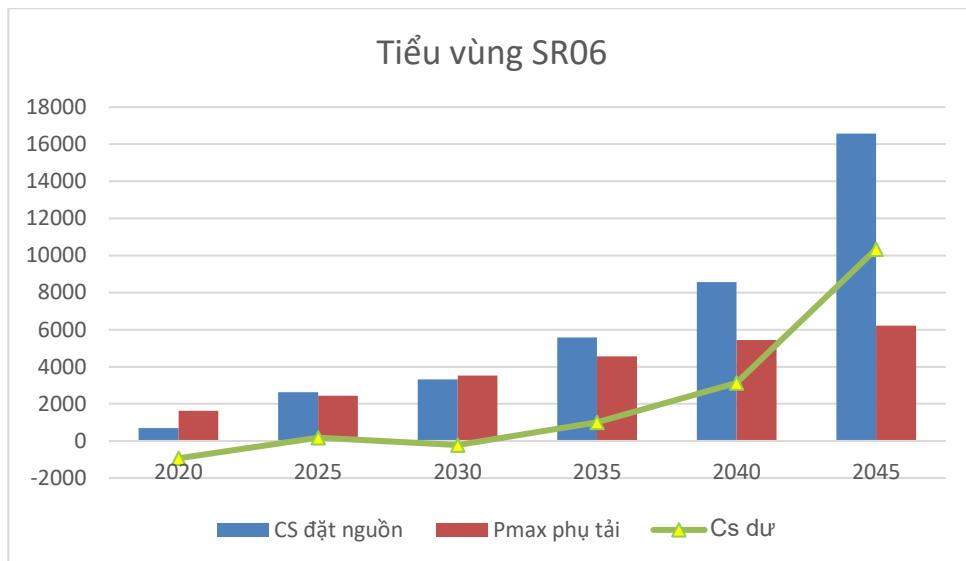
Hình 10.35: Bản đồ lưới điện truyền tải các khu vực Hà Nội và phụ cận năm 2045

10.4.4. Nam Hà Nội

Khu vực Nam Hà Nội bao gồm các tỉnh Ninh Bình, Nam Định, Thái Bình. Các tỉnh này là vùng đệm giữa trung tâm phụ tải Hà Nội và các khu vực Đông Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ nên có vai trò quan trọng trong liên kết lưới điện miền Bắc.

Giai đoạn đến năm 2045, phụ tải khu vực tăng trưởng với tốc độ trung bình khoảng 5,5%/năm. Tổng nhu cầu phụ tải tăng từ hơn 1600 MW năm 2020 lên 3500 MW năm 2030, 4600 MW năm 2035 và 6200 MW năm 2045. Ninh Bình là tỉnh có phụ tải thấp nhất, đạt 1700 MW năm 2045, chiếm 28%. Thái Bình và Nam Định có phụ tải tương đương khoảng 2200 MW, chiếm khoảng 36%.

Về kịch bản phát triển nguồn, trong giai đoạn đến năm 2045, khu vực Nam Hà Nội sẽ phát triển mạnh các nguồn nhiệt điện than, nhiệt điện khí LNG, biến khu vực này từ thiếu công suất nguồn điện sang dư thừa công suất, có thể cung cấp điện cho khu vực khác.



Hình 10.36: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực Nam Hà Nội giai đoạn tới 2045

Kết quả cân bằng cho thấy, đến năm 2030 khu vực Nam Hà Nội về cơ bản có khả năng tự đáp ứng nhu cầu phụ tải khu vực. Giai đoạn sau năm 2030, với sự xuất hiện của các nguồn điện LNG và nguồn điện than nhập mới, khu vực càng ngày càng dư thừa nhiều công suất nguồn điện. Đến năm 2045, tổng công suất nguồn dư thừa khu vực này có thể lên đến 10300 MW.

a. Giai đoạn tới 2025:

- **Lưới giải tỏa nguồn điện (2021-2025):**

Trong giai đoạn đến năm 2025, tiểu vùng Nam Hà Nội tiếp tục triển khai các công trình đấu nối nguồn điện đã được phê duyệt trong QHD VII ĐC, bao gồm NĐ Thái Bình 2 (1200 MW), NĐ Nam Định 1 (1200 MW). Các NMND này giữ nguyên phương án đấu nối như trong QHD VII ĐC: NĐ Thái Bình 2 đấu nối vào thanh cái 220 kV NĐ Thái Bình 1, trong khi NĐ Nam Định 1 đấu về TBA 500 kV Phố Nối bằng đường dây 500 kV NĐ Nam Định 1 – Phố Nối. Đường dây 500 kV NĐ Nam Định 1 – Phố Nối là một phần của toàn tuyến đường dây 500 kV tăng cường truyền tải Bắc Trung Bộ - Miền Bắc.

Các loại hình nguồn điện khác như điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối không đáng kể, được đấu nối vào lưới điện phân phối, cấp điện cho phụ tải.

- **Lưới cấp điện cho phụ tải (2021-2025):**

Trong giai đoạn tới năm 2025, cần xây dựng mới TBA 500 kV NĐ Nam Định 1 và TBA 500 kV Thái Bình, NCS TBA 220 kV Nho Quan để đảm bảo cấp điện cho phụ tải tiểu vùng và khu vực lân cận.

Ở cấp điện áp 220 kV, xây dựng mới các trạm biến áp Hải Hậu, Vũ Thư, Gia Viễn, Ninh Bình 2, Tam Điệp và NCS TBA 220kV Thái Thụy.

b. Giai đoạn 2026-2030:

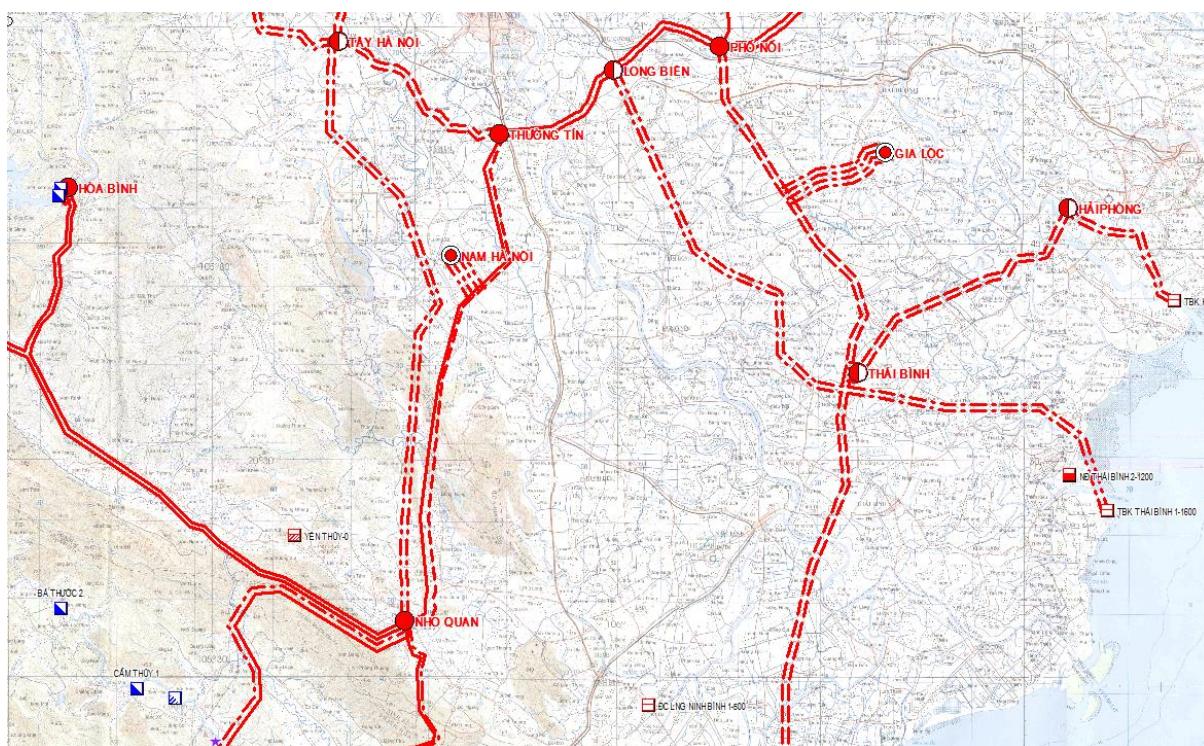
- **Lưới giải tỏa nguồn điện (2026-2030):**

Giai đoạn 2026-2030, khu vực Nam Hà Nội xuất hiện tổ máy 2 600 MW của NĐ Nam Định 1 (dự kiến 2026) và 1600 MW của NĐ LNG Thái Bình . Các nguồn điện

khác như điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối, điện rác và địa nhiệt có công suất nhỏ, đấu nối vào lưới điện phân phối.

Ngoài ra, giai đoạn 2026-2030, xu hướng truyền tải từ Trung – Bắc sẽ tăng cao. Do khu vực Nam Hà Nội là vùng đệm giữa khu vực Bắc Trung Bộ và trung tâm phụ tải Hà Nội, nên công suất truyền tải về khu vực này sẽ gia tăng. Điều này dẫn đến việc phải gia tăng hạ tầng lưới điện truyền tải. Ngoài 02 mạch đường dây hiện hữu và 02 mạch ĐZ 500 kV Thái Bình – Nam Định, cần xuất hiện thêm 02 mạch đường dây 500 kV nữa đảm bảo truyền tải công suất. Dự kiến cài tạo 02 mạch đường dây hiện hữu (mạch 1,2) đã vận hành hơn 30 năm thành đường dây 02 mạch. Như vậy sẽ có 04 mạch đường dây 500 kV từ Vũng Áng – Nho Quan. Tổng cộng 06 mạch ĐZ 500 kV có khả năng giải tỏa khoảng 9000 MW công suất trong các kịch bản vận hành cực đoan.

Như vậy, TBA 500 kV Nho Quan sẽ nhận công suất từ 06 mạch đường dây 500 kV. Trong đó, 02 mạch nhận điện từ NMTĐ Sơn La, Hòa Bình, 04 mạch nhận điện từ Bắc Trung Bộ (Nghi Sơn – Nho Quan và TC Quỳnh Lập – Nho Quan). Tuy nhiên, trạm này chỉ có 02 MBA 900 MVA và 02 mạch đường dây Nho Quan – Thường Tín để giải phóng công suất. Hơn nữa, khu vực TBA 500 kV hạn chế về quỹ đất khó bồi sung thêm ngăn lô và xuất tuyến đường dây. Do đó, đề xuất xây dựng trạm cắt Nho Quan 2 gần TBA 500 kV Nho Quan với sơ đồ vận hành linh hoạt, đồng thời xây dựng thêm ĐZ 500 kV Nho Quan – Tây Hà Nội, tăng cường giải tỏa công suất từ TBA 500 kV Nho Quan. Trường hợp không thể mở rộng ngăn lô tại TBA 500kV Tây Hà Nội, xem xét đấu chuyển tiếp trên 01 mạch đường dây 500kV Tây Hà Nội – Vĩnh Yên.



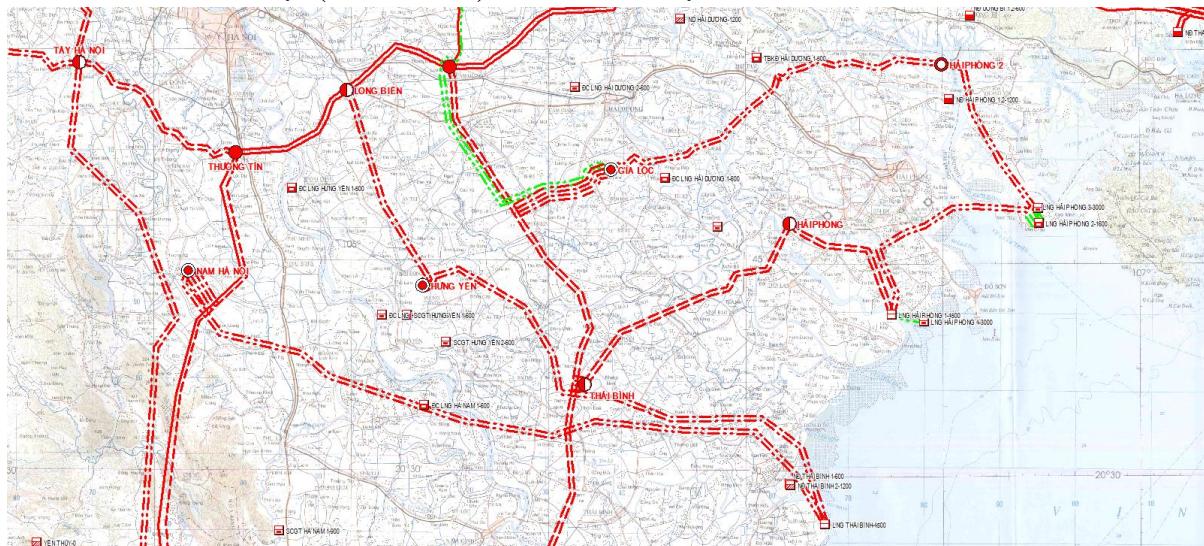
Hình 10.37: Trạm cắt 500 kV Nho Quan 2 và đường dây 500 kV Nho Quan – Tây Hà Nội

❖ **TBK Thái Bình 1**

Tỉnh Thái Bình có tiềm năng phát triển khoảng 4500-4800 MW TBKHH chạy nhiên liệu LNG (LNG Thái Bình). Tuy nhiên, lưới điện 220kV tỉnh Thái Bình đã được cấp điện bởi NĐ Thái Bình 1,2, trong khi các đường truyền tải 500 kV Bắc Trung Bộ - miền Bắc như Thanh Hóa – NĐ Nam Định – Phố Nối, Nho Quan – Thường Tín làm nhiệm vụ truyền tải liên miền, dự kiến mang tải cao.

Do vậy, đề xuất xây dựng mới các đường dây 500 kV đấu nối NĐ LNG Thái Bình về trung tâm phụ tải miền Bắc (khu vực Hà Nội và lân cận), bao gồm:

- Giai đoạn 2026-2030, xây dựng đường dây 500 kV mạch kép LNG Thái Bình – Long Biên, giải phóng công suất TBK Thái Bình 1 (1600 MW), đường dây này đủ khả năng giải phóng công suất khoảng 3200MW công suất của trung tâm điện lực LNG Thái Bình;
 - Trường hợp trung tâm điện lực LNG Thái Bình phát triển với quy mô lớn hơn 3200 MW, cần xem xét xây dựng đường dây 500kV mạch kép LNG Thái Bình – Nam Hà Nội (2031-2035) để đảm bảo vận hành.



Hình 10.38: Phương án đấu nối TTĐK TBK Thái Bình

Các loại hình nguồn điện khác được đấu nối vào lưới điện phân phối, góp phần cấp điện cho phụ tải, trong đó có nguồn ĐMT. Do đặc điểm khu vực có tỷ lệ sử dụng đất cao, nhiều diện tích đất nông nghiệp nên khu vực này chủ yếu phát triển các nguồn điện mặt trời áp mái và nguồn điện mặt trời quy mô nhỏ, đấu nối lưới điện phân phối.

• Lưới cấp điện cho phụ tải (2026-2030):

Giai đoạn 2026-2030, cần NCS TBA 500 kV Thái Bình lên 2x600 MVA. Ở cấp điện áp 220 kV, xây dựng mới và NCS các trạm biến áp 220 kV, bao gồm:

- Xây mới TBA 220 kV Nam Định 2 (250 MVA);
 - NCS TBA 220 kV Hải Hậu lên (2x250 MVA);
 - NCS TBA 220 kV Vũ Thư lên (2x250 MVA);
 - NCS TBA 220 kV Gia Viễn lên (2x250 MVA);

c. Giai đoạn 2031-2035:

• Lưới giải tỏa nguồn điện (2031-2035):

Trong giai đoạn này, tiêu vùng SR06 sẽ phát triển mới các nguồn khí LNG và LNG linh hoạt, với sự xuất hiện của TBK Thái Bình 1 (1600 MW) và nhà máy LNG Ninh Bình 1 (500 MW), Ninh Bình 2 (1200 MW).

❖ ng c LNG Ninh Bình 1

Ông/c LNG Ninh Bình 1 là nhà máy i n LNG linh ho t, ho t ng ph nh, m b o c p i n cho ph t i khi c n thi t (ho t ng kho ng 800-1000h/n m). Hi n nay, ch a có quy ho ch v trí và u n i c th cho các nhà máy LNG linh ho t nh ng c LNG Ninh Bình 1. Tuy nhiên, d a trên m c ích (ph nh, c p i n cho ph t i) và nhu c u v h t ng (g n các sông l n chuyên ch LNG), án xu t m t s v trí và ph ng án u n i các ngu n này.

ng c LNG Ninh Bình 1, v i t ng công su t d ki n 500 MW (quy mô công su t s c chu n xác khi l p d án), d ki n u n i v phía TC 220 kV TBA 220 kV Ninh Bình 2.

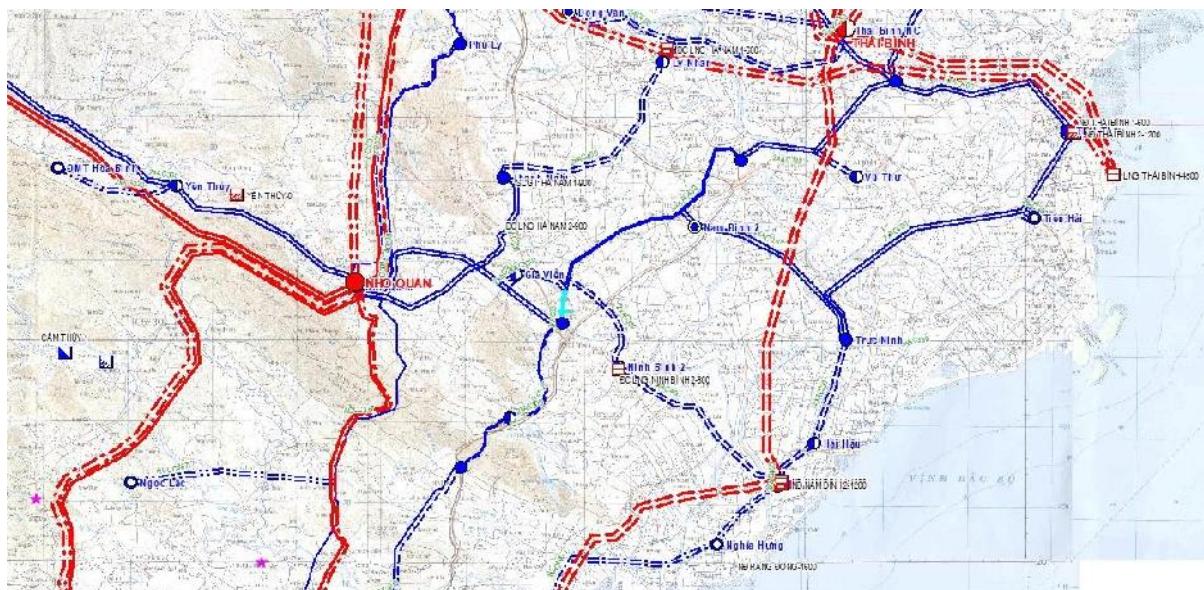
❖ N Nam nh 2

Nhi t i n Nam nh 2 d ki n u n i vào phía 220kV c a tr m 500kV Nam nh, c p i n cho ph t i khu v c, gi m t i cho TBA 500kV Nam nh.

- L i c p i n cho ph t i (2031-2035):

Giai đoạn 2031-2035, cần thi công nâng công suất TBA 500 kV Nam Nhập Lên 2x900 MVA, kết hợp với các NMN trong khu vực phân áp 220 kV m bắc bộ cung cấp.

c p i n áp 220 kV, c n xây d ng m i 02 TBA Ngh a H ng, Ti n H i. ng th i, th c hi n c i t o, NCS 05 TBA Nam nh 2, Ninh Bình 2, Qu nh Ph , Tam i p, Nho Quan áp ng nhu c u ph t i.



Hình 10.39: Bảng số liệu truy cập các thành phố Nam Định, Thái Bình, Ninh Bình năm 2035

d. Giải o n 2036-2045:

- Legalization (2036-2045)

Giai đoạn này, tiểu vùng SR 06 tiếp tục phát triển các nguồn nhiệt điện than và LNG như động cơ LNG Ninh Bình 2(600 MW), TBK Thái Bình 2 (1600 MW), TBK Thái Bình 3 (1600 MW), NĐ Kim Sơn (2400 MW), NĐ Rạng Đông (1600 MW). Phương án đấu nối của các nguồn điện này như sau:

- + TBK Thái Bình 2 và 3 được đấu nối như đã trình bày phương án đấu nối TTDL TBK Thái Bình;
- + NĐ Nam Định 2 đấu nối vào TC 220 kV TBA 500 kV Nam Định, cấp điện cho phụ tải địa phương;
- + Động cơ LNG Ninh Bình 2 đấu chuyển tiếp trên đường dây 220 kV Gia Viễn – Tam Điệp, cấp điện cho phụ tải địa phương;
- + NĐ Kim Sơn đấu nối chuyển tiếp trên 02 mạch ĐZ 500 kV Thanh Hóa – NĐ Nam Định 1;
- + NĐ Rạng Đông đấu nối chuyển tiếp trên 02 mạch ĐZ 220 kV Hoằng Hóa – Nghĩa Hưng. Xem xét xây dựng mới ĐZ NĐ Rạng Đông – Hậu Lộc trong trường hợp NĐ Rạng Đông phát triển hơn 1600MW;
- + Xây dựng mới đường dây 500kV TC Nho Quan 2 – Tây Hà Nội, giải phóng công suất Nam Hà Nội về trung tâm phụ tải Hà Nội;

Sau khi các nguồn điện này vào vận hành, tiểu vùng SR 06 sẽ dư thừa công suất nguồn điện, góp phần cấp điện cho khu vực lân cận như các tỉnh Hà Nam, Hưng Yên, và Thanh Hóa.

• **Lưới cấp điện cho phụ tải (2036-2045):**

Giai đoạn 2036-2045, tiểu vùng SR06 phát triển mạnh các nguồn điện LNG và NĐ, trong đó một bộ phận đấu nối 220 kV cấp điện cho phụ tải địa phương. Do vậy, TBA cấp điện phụ tải giai đoạn này chỉ cần NCS TBA 500 kV Thái Bình lên 3x600 MVA. ,

Ở cấp điện áp 220 kV, tiếp tục xây dựng mới 02 trạm biến áp Giao Thủy, Thái Bình nối cấp và nâng công suất 06 TBA 220kV, bao gồm Nam Định, Nam Định 2, Tiền Hải, Nho Quan NC, Ninh Bình 2, Tam Điệp.



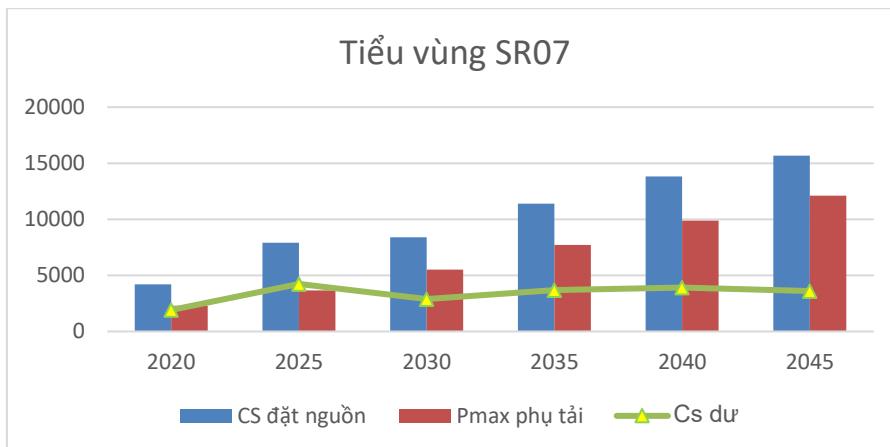
Hình 10.40: Bản đồ lưới điện truyền tải các tỉnh Nam Định, Thái Bình, Ninh Bình năm 2045

10.4.5. Bắc Trung Bộ

Khu vực Bắc Trung Bộ bao gồm các tỉnh Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh. Đây là mắt xích quan trọng giữa hệ thống điện miền Bắc và miền Trung. Khu vực này có nhiều tiềm năng phát triển thủy điện, mua điện từ Lào, cũng như phát triển các nguồn nhiệt điện lớn, nhờ hệ thống cảng nước sâu.

Giai đoạn đến năm 2045, phụ tải Bắc Trung Bộ tăng trưởng nhanh, lên tới 12000 MW năm 2045 với trọng tâm là tỉnh Thanh Hóa. Phụ tải tỉnh này chiếm hơn 50% tổng phụ tải của tiểu vùng.

Trong giai đoạn quy hoạch, tiểu vùng Bắc Trung Bộ sẽ tiếp tục phát triển các nguồn điện hiện có như điện than, thủy điện, đồng thời bổ sung các nguồn điện mới như điện mặt trời, điện gió, điện nhập khẩu Lào và tuabin khí. Tổng công suất các nguồn điện khu vực lên tới 15700 MW năm 2045. Tuy nhiên, do phụ tải khu vực tăng cao, nên công suất dư thừa chỉ vào khoảng 2000-4000 MW.



Hình 10.41: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực Bắc Trung Bộ giai đoạn tới 2045

a. Giai đoạn 2021-2025:

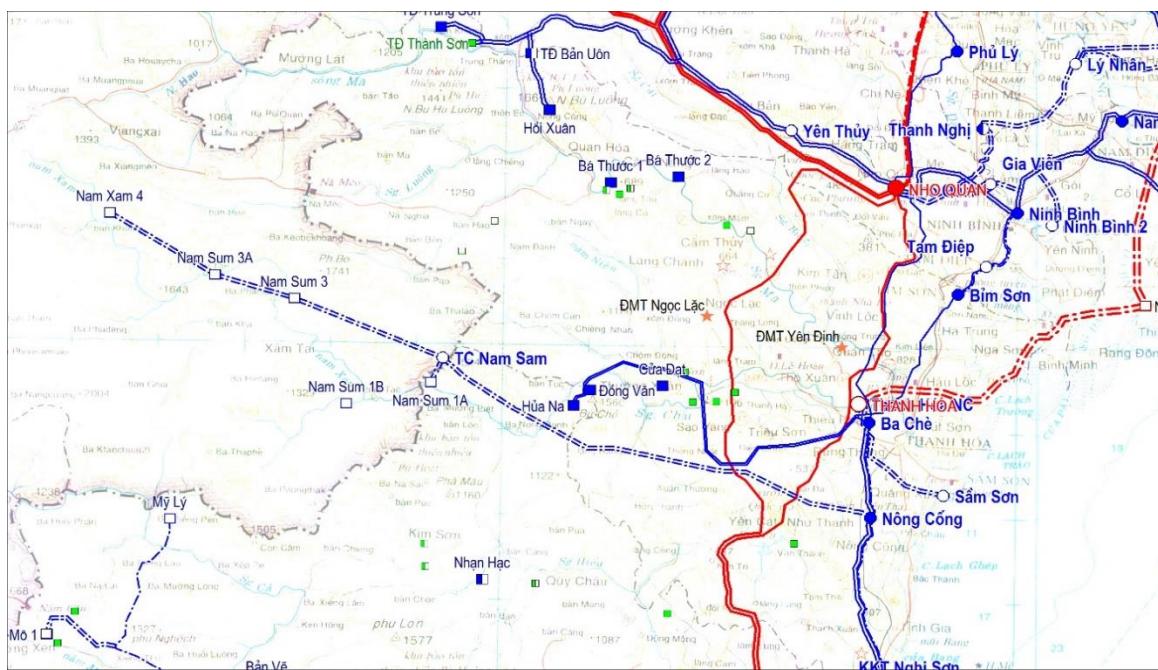
• **Lưới giải tỏa nguồn điện (2021-2025):**

Trong giai đoạn này, khu vực Bắc Trung Bộ tiếp tục phát triển các nguồn điện đã được phê duyệt theo QHĐ VII ĐC như TĐ Hồi Xuân (80 MW), TĐ Bản Uôn (102MW), Mỹ Lý (180 MW), Nậm Mô (90 MW), NĐ Nghi Sơn 2 (1200 MW), NĐ Quảng Trạch 1 (1200 MW). Phương án đấu nối của các nguồn này không thay đổi so với phương án đấu nối được phê duyệt.

Ngoài các nguồn kể trên, khu vực Bắc Trung Bộ cũng sẽ tiếp nhận gần 800 MW nguồn thủy điện từ Lào qua đường dây 220 kV. Cụ thể:

❖ **Cụm NMTĐ Nậm Sum (Lào)**

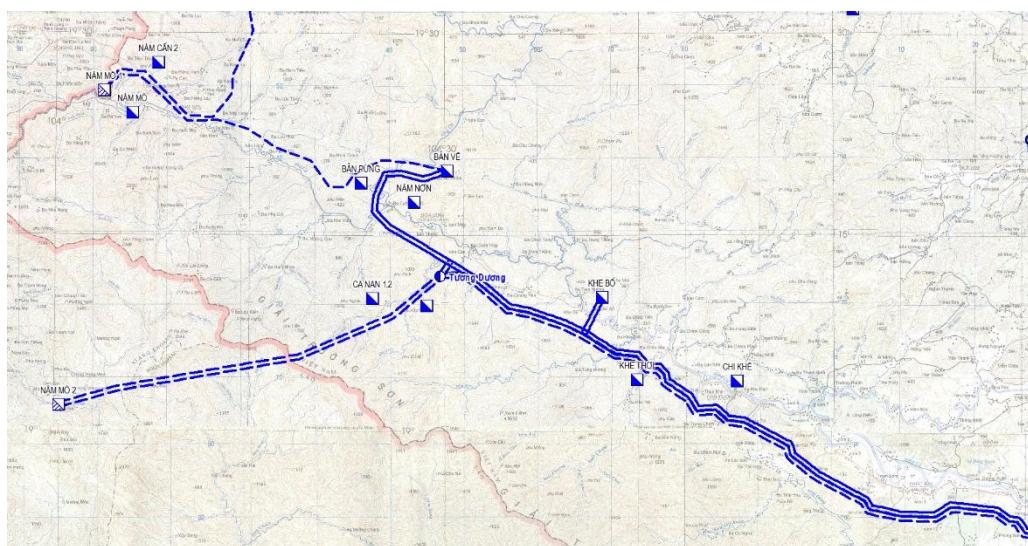
Cụm TĐ Nậm Sum (Lào) gồm 4 nhà máy với tổng công suất 265MW, dự kiến đấu nối vào lưới điện Việt Nam qua đường dây 220 kV mạch kép 120km về TBA 220 kV Nông Công (phía Việt Nam 115km). Chủ trương nhập khẩu điện từ cụm TĐ Nậm Sum đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận T12/2018, theo văn bản số 1889/TTg-CN ngày 27 tháng 12 năm 2018 của Thủ tướng Chính phủ về việc chủ trương nhập khẩu điện từ Cụm nhà máy thủy điện Nậm Sum (Lào) và bổ sung quy hoạch các công trình lưới điện phục vụ đấu nối[26].



Hình 10.42: Đầu nối cụm NMTĐ Nam Sum (Lào)

❖ Cụm NMTĐ Nậm Mô (Lào)

Cụm NMTĐ Nậm Mô được chấp thuận chủ trương nhập khẩu điện theo văn bản số 1490/TTg-CN chấp thuận chủ trương nhập khẩu điện và phương án đấu nối Cụm NMTĐ Nậm Mô (Lào)[27]. Theo đó, Cụm TĐ Nậm Mô gồm 11 nhà máy với tổng công suất 505MW, dự kiến đấu nối vào TBA 220 kV Tương Dương qua đường dây 220 kV mạch kép dài 45km. Đồng thời, khi các NMTĐ trong cụm TĐ Nậm Mô dần đi vào vận hành, cần xây dựng thêm đường dây 220 kV mạch kép Tương Dương – Đô Lương để đảm bảo khả năng truyền tải. Đồng thời, cần xem xét nâng khả năng tải đường dây 220 kV Đô Lương – Hưng Đông để đảm bảo vận hành.



Hình 10.43: Đầu nối cụm NMTĐ Nậm Mô (Lào)

❖ N ng l ng tái t o

Khu vực B và Trung B có nhiều tiềm năng phát triển các nguồn NLTT, đặc biệt là khu vực duyên hải phía Đông. Trong các nhà máy NLTT đang có xuất, nghiên cứu và sản xuất, nên cần xác định phát triển theo thời gian, ưu tiên các nguồn sinh trắc điện tử cho phát triển kinh tế, khai thác và xây dựng các trại truy nã không cao.

Sau khi các ng dây 220kV ô L ng – H ng ông và tuy n Hà T nh – H ng ông – Qu nh L u – Nghi S n c c i t o nâng kh n ng t i, có th xem xét phát tri n m t s ngu n NLTT khu v c này v i t ng quy mô kho ng 280 MWp.

❖ L i truy n t i B c Trung B - mi n B c

Huth các ngnh i n khu v c Trung B tri n khai ch m, trong ó
nhi u ngu n i nd ki n óng i n sau n m 2025 ho c ng ng tri n khai nh N V ng
Áng 3, N Qu ng Tr ch 2, N Qu nh L p, N Công Thanh... Tuy nhiên, s xu thi n
c a các ngnh NLTT nh i n gió và i n m t tr i mi n Trung và mi n Nam và t c
t ng tr ng ph t i cao c a các t nh mi n B c d n n nhu c u truy n t i công su t
và i n n ng trên các giao di n Mi n Trung – B c Trung B và B c Trung B - B c s
t ng cao trong giai o n 2021-2025 và ti p t c t ng trong các n m ti p theo. Do ó,
m b o v n hành, c n m b o ti n tri n khai c a Z 500 kV V ng Áng 3 – Qu nh
L p – Thanh Hóa – Nam nh 1 – Ph N i.

Tuy nhiên, nh ẽ trình bày trên, t i n tri n khai các ngu n N am nh 1, Qu nh L p, V ng Áng 3 u ch m h n d ki n, có th v n hành sau n m 2025. N u tri n khai theo t i n ng b v i các ngu n nhi t i n nói trên thì ng dây 500 kV V ng Áng 3 – Qu nh L p – Thanh Hóa – Ph N i khó có th óng i n toàn tuy n trong giai o n n n m 2025. i u này khi n cho cung o n 500 kV Nho Quan – Hà T nh – V ng Áng s ti p t c là “nút c chai” trên l i truy n t i 500 kV qu c gia, t i m n nhi u r i ro v an toàn cung c p i n. Do ó, c n xem xét thay i ph ng án cho ng dây gi i t a công su t, tri n khai ng dây 500 kV Qu ng Tr ch – Tr m c t Qu nh L p – Thanh Hóa – Ph N i, trong ó i m xu t phát chuy n v SPP 500 kV Qu ng Tr ch, ng th i xây m i Tr m c t 500 kV Qu nh L p. Khi N Qu nh L p vào v n hành s u n i vào tr m c t này.

- L i c p i n cho ph t i (2021-2025):

Trong giai đoạn 2021-2025, khu vực sẽ xuất hiện thêm 02 TBA 500 kV mới là TBA 500 kV Nghi Sơn và TBA 500 kV Thanh Hóa, phục vụ cung cấp điện cho phát triển khu vực và phát triển các trung tâm lân cận.

c p i n áp 220 kV, c n xây m i 05 TBA: S m S n, KKT Nghi S n, Nam C m, Th ch Khê, V ng Áng và c i t o, NCS 04 TBA 220kV ô L ng, Qu nh L u, Vinh, Hà T nh.

Giai o n 2026-2030:

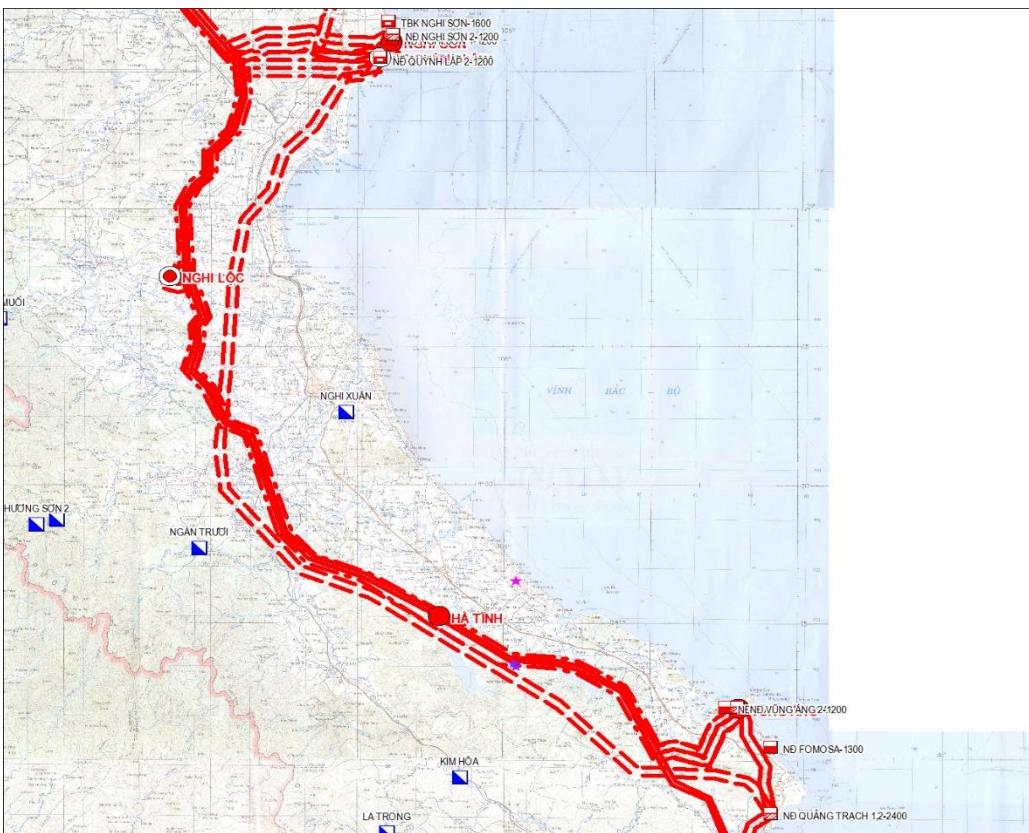
- L i g i t a n g u n i n (2026-2030):

Giai o n này, công su t các ngu n i n khu v c B c Trung B t ng tr ng khong nhi u, ch y u là các ngu n NLTT. Khu v c B c Trung B có nhi u ti m n ng phát tri n các ngu n NLTT, t p trung khu v c duyên h i phía ông. Trong các nhà máy

NLTT đang có xu hướng nghiên cứu sâu, nên cần xác định theo thời gian, ưu tiên các nguồn năng lượng tái tạo công suất, khai thác xây dựng, cài đặt ở các truyến tải năng lượng không cao.

Bên cạnh các dự án NLTT quy mô lớn, cần xem xét phát triển các dự án MT vành, unagi vào lưới điện phân phối hiện hành để góp phần cấp điện cho phát triển kinh tế. Các loại hình nguồn năng lượng khác nhau như sinh học, năng lượng rác, nhiệt có quy mô không đáng kể, xuất hiện vào lưới điện phân phối.

Trong giai đoạn này, truyến tải Trung - Bộ tăng cao dần nhu cầu sử dụng điện, truyển tải. Ngoài đường dây 500 kV Vũng Áng - Quang Lộ - Nho Quan thì có hình ảnh cách cài đặt đường dây 500 kV mảnh 1 lèn đường dây mảnh kép (đường dây 500 kV mảnh 1 ở vận hành hơn 30 năm), cần bổ sung thêm 01 mảnh đường dây 500 kV nữa. Xuất hiện một đường dây 500 kV mảnh 2 thành mảnh kép. Nhờ vậy mà Bộ Trung Bộ ra指令 BCS có khoảng 06 mảnh đường dây 500 kV, không truyển tải công suất các nguồn năng lượng khu vực. Tuy nhiên, vì cài đặt, xây dựng mới các công trình này cần thời gian so le với nhau mà không ngưng vận hành. Trong hiện tại SPP 500kV Vũng Áng khó có thể mở rộng sang mảnh dây, xem xét phán chay nuno i hai mảnh đường dây về SPP 500kV Quang Trach (chuyển unagi Quang Trach - Vũng Áng).



Hình 10.44: Tăng cường khả năng truyền tải Bắc Trung Bộ - Miền Bắc 2030

- **Lưới cấp điện cho phụ tải (2026-2030):**

Giai đoạn 2026-2030, khu vực cần xây dựng thêm TBA 500 kV Nghĩ Lộc (tỉnh Nghệ An) công suất 900 MVA. Ở cấp điện áp 220 kV, cần xây dựng mới 03 TBA Can Lộc, Hậu Lộc, Bá Thước, đồng thời NCS 04 TBA 220 kV Vũng Áng, Nam Cẩm, Đô Lương, Hà Tĩnh. Chi tiết quy mô và tiến độ các công trình này được trình bày trong phần phụ lục chương 10.

- b. Giai đoạn 2031-2035:**

- **Lưới giải tỏa nguồn điện (2031-2035):**

Giai đoạn 2031-2035, khu vực Bắc Trung Bộ tiếp tục phát triển thêm các nguồn NĐ than, TBK như NĐ Quỳnh Lập 1, NĐ Formosa Hà Tĩnh pha 2, Công Thanh, Quảng Trạch 2.

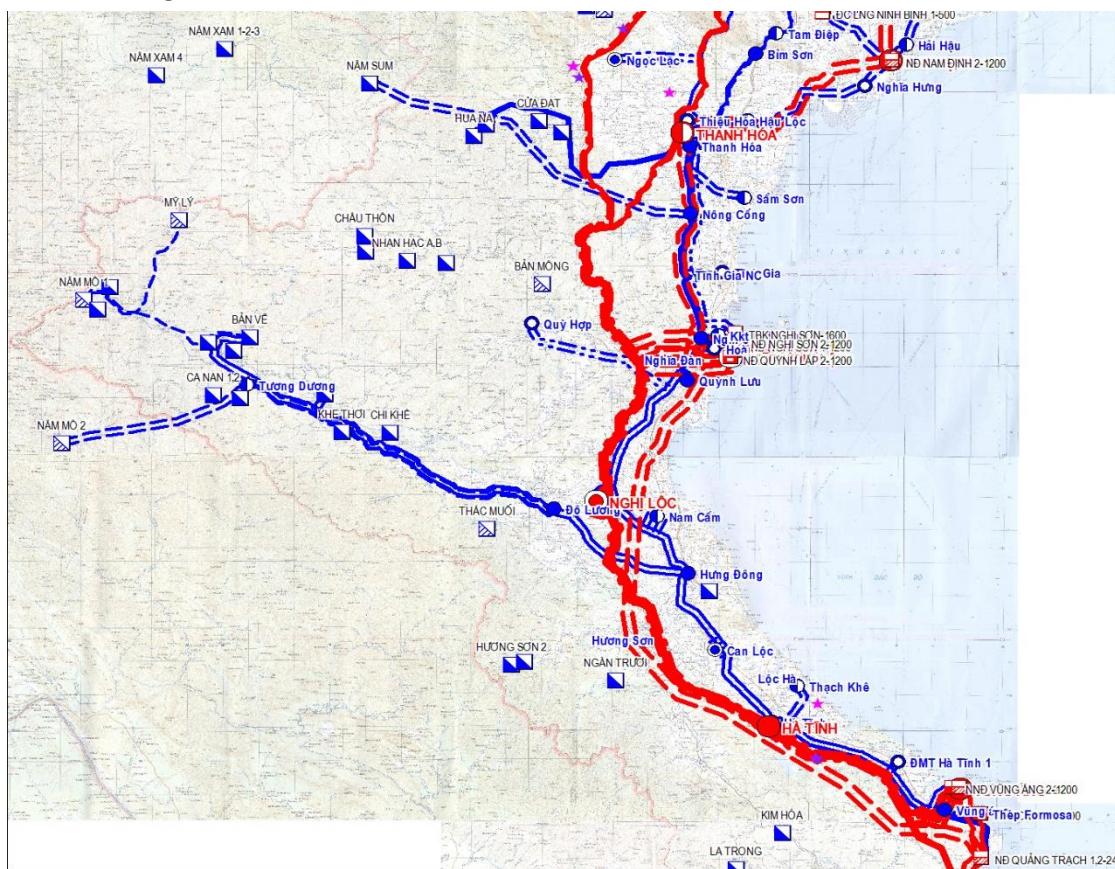
Các NMNĐ Quỳnh Lập 1, Formosa Hà Tĩnh pha 2, Công Thanh, Quảng Trạch 2 đều đã được nêu tên trong QHĐ VII ĐC và có phương án đấu nối không thay đổi.

- **Lưới cấp điện cho phụ tải (2031-2035):**

Giai đoạn đến năm 2035, tổng phụ tải khu vực tăng thêm khoảng hơn 2000 MW. Để đảm bảo cấp điện, cần NCS TBA 500 kV Nghĩ Sơn, Nghĩ Lộc lên 2x900MV, đồng thời xây mới TBA 500kV Tĩnh Gia (Thanh Hóa)

Ở cấp điện áp 220 kV, cần xây dựng mới 05 TBA, bao gồm: Thiệu Hóa (2x250 MVA) (thay cho TBA 220 kV Thanh Hóa NC do không bố trí được quỹ đất), Ngọc Lặc (2x250 MVA), Tĩnh Gia (2x250 MVA), Hoàng Mai (1x250 MVA), Quỳ Hợp (1x250 MVA). Đồng thời, thực hiện cải tạo, nâng công suất các trạm 220kV Sầm Sơn, Vũng

Áng, Can Lộc. Chi tiết quy mô và tiến độ các công trình này được trình bày trong phần phụ lục chương 10.



Hình 10.45: Bản đồ lưới điện truyền tải khu vực Bắc Trung Bộ đến năm 2035

c. Giai đoạn 2036-2045:

• Lưới giải tỏa nguồn điện (2036-2045):

Theo kịch bản nguồn chọn, giai đoạn 2036-2045, khu vực Bắc Trung Bộ không xuất hiện thêm nguồn điện quy mô lớn. Tuy nhiên, khu vực này có tiềm năng phát triển thêm LNG Nghi Sơn. Nguồn điện này dự kiến sẽ đấu nối lưới điện 220kV và 500kV, với các công trình đấu nối như sau:

- Xây mới ĐZ 220 kV mạch kép LNG Nghi Sơn – KKT Nghi Sơn dài 5km;
- Xây mới ĐZ 220 kV mạch kép LNG Nghi Sơn – Sầm Sơn dài 60km;
- Xây mới đường dây 500kV mạch kép LNG Nghi Sơn – Rẽ Công Thanh – Nghi Sơn;
- **Lưới cấp điện cho phụ tải (2036-2045):**

Để đảm bảo cấp điện, ngoài việc đầu tư, xây dựng các công trình đấu nối nguồn điện, còn cần xây dựng mới và NCS một số TBA 500 kV bao gồm:

- Xây mới TBA 500 kV Quỳnh Lưu (2x900 MVA);
- NCS TBA 500kV Thanh Hóa lên (3x900 MVA);

Ở cấp điện áp 220 kV, tiếp tục xây mới 07 TBA: Hoằng Hóa (2x250 MVA), Tĩnh Gia NC (2x250 MVA), Nga Sơn (2x250 MVA), Nghĩa Đàn (2x250 MVA), Tân Kỳ (2x250 MVA), Lộc Hà (2x250 MVA), Hương Sơn (2x250 MVA). Đồng thời, thực hiện

nâng công suất 10 TBA bao gồm: Nghi Sơn, Ba Chè, Nông Cống, KKT Nghi Sơn, Hậu Lộc, Thiệu Hóa, Tĩnh Gia, Vinh, Nam Cát, Hoàng Mai.

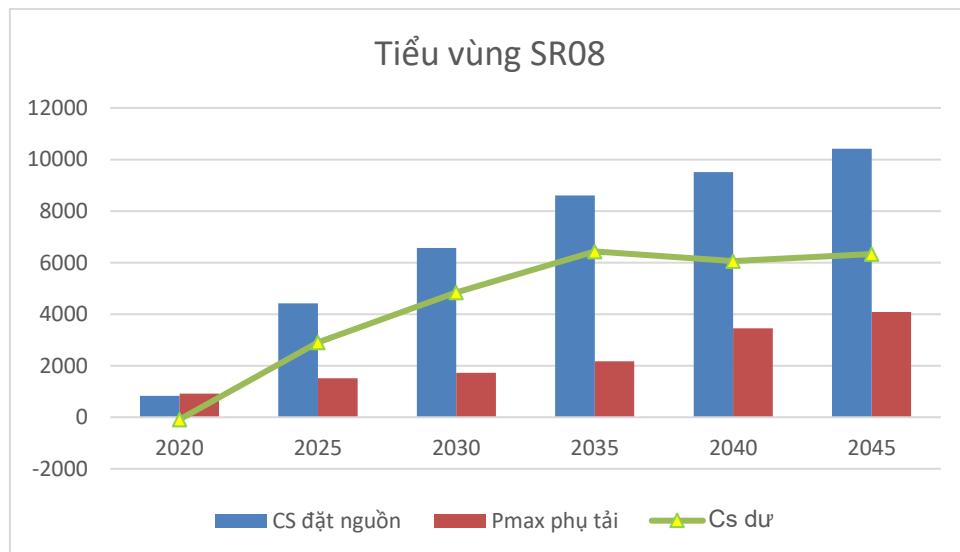
10.4.6. Trung Trung Bộ

Trung Trung Bộ bao gồm hai tiểu vùng: các tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị và Thừa Thiên Huế và các tỉnh và thành phố Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi.

Khu vực các tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị và Thừa Thiên Huế (tiểu vùng 8 - SR8), còn gọi là khu vực Bình Trị Thiên. Khu vực này còn chưa hoàn thiện về hạ tầng và nhân lực, nhưng có tiềm năng lớn về phát triển kinh tế cảng biển tổng hợp và du lịch nghỉ dưỡng.

Giai đoạn 2021-2045, khu vực Bình Trị Thiên có phụ tải tăng trưởng nhanh, với tốc độ trung bình 6,2%. Tổng nhu cầu phụ tải tăng từ 900 MW năm 2020 lên 2200 MW năm 2030, 2800 MW năm 2035 và 4100 MW năm 2045. Trong đó, Quảng Bình và Thừa Thiên Huế là các tỉnh có phụ tải >1000 MW, chiếm tỷ trọng 35% và 44% phụ tải khu vực. Quảng Trị là tỉnh có phụ tải thấp nhất, chiếm 21% còn lại.

Trong giai đoạn quy hoạch, khu vực các tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị và Thừa Thiên Huế sẽ phát triển mạnh các nguồn điện mặt trời và điện gió, với tổng công suất khoảng 5300 MW. Các nguồn điện gió thường được phát triển tại khu vực miền núi phía Tây, gần dãy Trường Sơn, trong khi điện mặt trời tập trung ở khu vực duyên hải phía Đông. Quảng Trị là tỉnh có nhiều tiềm năng phát triển điện gió nhất trong cả ba tỉnh. Ngoài các nguồn NLTT, khu vực này cũng sẽ phát triển thêm các nguồn nhiệt điện than nhập và điện khí, nhờ các ưu thế về cảng biển nước sâu tại khu vực này. Cân bằng công suất nguồn tải cho khu vực như sau:



Hình 10.46: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực Nam Trung Bộ 2 giai đoạn tới 2045

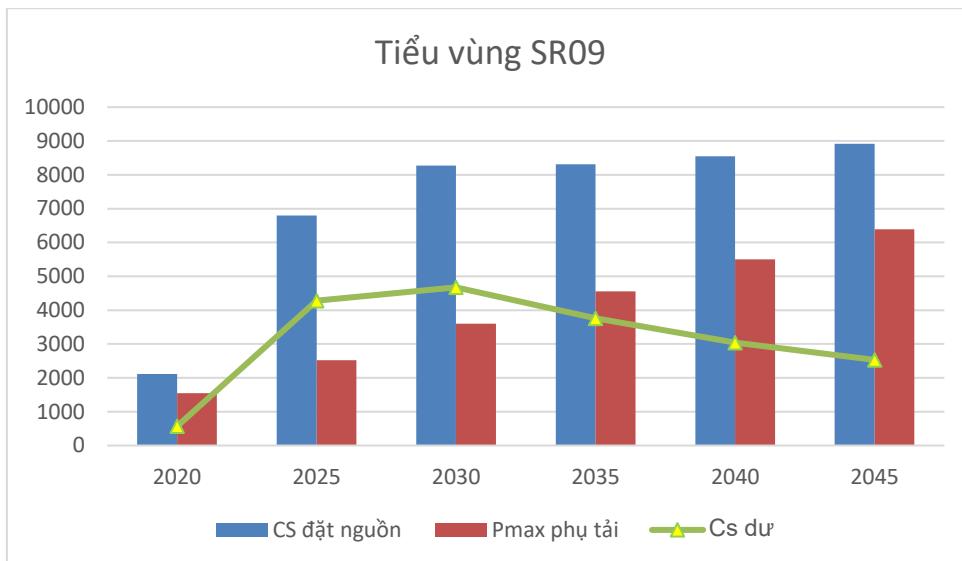
Kết quả cân bằng công suất cho thấy, khu vực Bình Trị Thiên dư thừa khoảng 2900 MW công suất nguồn từ giai đoạn 2021-2025. Với sự xuất hiện của các nguồn NLTT và NĐ mới, công suất dư thừa này tăng dần theo từng giai đoạn, lên 5800 MW năm 2035 và 6300 MW năm 2045. Công suất dư thừa nói trên sẽ dẫn tới nhu cầu xây dựng mới và cải tạo các công trình truyền tải đấu nối và giải tỏa công suất tương ứng.

Chi tiết các công trình uren và giải phóng công suất nguồn i n khu vực theo thời gian onwards c trìn bày trong phần sau của chương này.

Ngoài các nguồn ác tính toán t i ử hóa kỹ thuật, khu vực này còn có tiềm năng phát triển thêm các nguồn nhiên liệu LNG Quốc Trung (4500MW), Quốc Trung 2 (2000MW), Quốc Phong i n (1200MW), LNG Chân Mây (4000MW), Quốc Khí Hải Phòng (4500MW). Hiện nay, khu vực có thể tăng công suất Quốc Trung i phát hiện m khí Kèn Bù có trung bình khí lỏng, khai thác phát triển ban đầu nhà máy i n t i nh Quốc Trung. Nhờ vậy, tổng công suất nguồn i n xuôi t i khu vực này sẽ tăng lên t i 16700MW. Cần xem xét phương án phát triển hải hòa nguồn i n khu vực theo thời gian t i ử hóa chi phí ử dụng và vận hành thương mại. Trong thời gian khu vực có tiềm Quốc Bình, Quốc Trung và Thiên Hư phát triển nguồn cao s yêu cầu giải pháp t i ngang khai thác truy cập t i ngang, trong đó có phương án xây dựng dây m t chi u siêu cao áp HVDC t i Bắc Trung Bộ miền Bắc. Phương án truy cập t i xoay chi u khó khăn, do hòn ch v quay t và nhu cầu truy cập t i Trung-Bắcрут trong giai đoạn 2026-2035.

Khu vực các tỉnh và thành phố Ninh, Quốc Nam, Quốc Ngãi là trung tâm phát triển năng lượng Trung, với hệ thống truyền thông số, kết nối i n khu vực Bình - Trung - Thiên phía Bắc, Tây Nguyên và Nam Trung Bộ phía Nam, và nước CHDCND Lào phía Tây. Trong giai đoạn i n m 2045, phát triển khu vực tập trung nhanh, phát huy các ưu thế sẵn có về nhân lực, hạ tầng và vị trí địa lý. Theo dự báo, phát triển khu vực trong giai đoạn này sẽ tăng h n 41%, t i kho ng 1500 MW n m 2020 lên 4500 MW n m 2035 và 6400 MW n m 2045.

Trong giai đoạn quy hoạch, khu vực Ninh, Quốc Nam, Quốc Ngãi sẽ phát triển m nh nguồn i n m t trung. Tăng công suất i n m t trung n m 2045 sẽ tăng n 800 MW áp dụng m t phun nhu cầu phát triển khu vực. Bên cạnh MT, các dự án TBKHH t i Quốc Nam và Quốc Ngãi cũng đang trong quá trình thách thức, thành nguồn i n chính cấp i n cho phát triển khu vực trong m i ch v n hành, không chỉ ưng h ng b i yut thách thức thay đổi. Cân bằng công suất nguồn i cho khu vực này như sau:



Hình 10.47: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực các tỉnh và thành phố Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi giai đoạn tới 2045

Kết quả cân bằng công suất cho thấy, khu vực Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi dư thừa khoảng 4300 MW năm 2025 và 4700 MW năm 2030. Từ sau năm 2030, khu vực chỉ bổ sung thêm nguồn DMT, với công suất tăng thêm thấp hơn tăng trưởng phụ tải. Điều này dẫn đến công suất dư thừa giảm dần theo từng năm, chỉ còn 3800 MW năm 2035 và 2531MW năm 2045. Mức công suất dư thừa thực tế có thể thấp hơn, phụ thuộc vào thời điểm và chế độ vận hành. Khu vực Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi có liên kết với lưới điện truyền tải 500 kV. Sự xuất hiện của đường dây 500 kV Quảng Trạch – Dốc Sỏi – Pleiku 2 năm 2020 sẽ tăng cường liên kết của khu vực này với các tỉnh Bắc Trung Bộ và Tây Nguyên.

Với đặc điểm nguồn tải như trên, lưới điện 500-220 kV khu vực ngoài việc cấp điện cho phụ tải cần thiết kế đảm bảo giải tỏa nguồn điện theo từng giai đoạn cụ thể như sau.

a. Giai đoạn 2021-2025

- Lưới giải tỏa nguồn điện (2021-2025):**

Khu vực Quảng Bình, Quảng Trị và Thừa Thiên Huế có liên kết yếu với khu vực Bắc Trung Bộ và khu vực Đà Nẵng – Quảng Nam – Quảng Ngãi của miền Trung. Sau khi mạch 2 đường dây Đồng Hới – Đông Hà – Huế đóng điện vận hành năm 2019, khu vực này mới có liên kết xuyên suốt bằng 02 mạch đường dây 220 kV từ Bắc Trung Bộ xuống Đà Nẵng. Hai mạch đường dây ACSR 400 có khả năng tải khoảng 550 MW trong chế độ N-0 và 300 MW trong sự cố N-1. Khu vực không có liên kết với lưới điện 500 kV.

Trong giai đoạn 2021-2025, khu vực Bình – Trị - Thiên sẽ xuất hiện các NMNĐ đầu tiên là các NMNĐ Quảng Trạch 1,2 với tổng công suất 2400 MW. Cá hai nhà máy ND này đều được đấu nối vào SPP 500 kV Quảng Trạch. SPP 500 kV Quảng Trạch và các đường dây Vũng Áng – Quảng Trạch, Quảng Trạch – Dốc Sỏi là một phần trong dự án đường dây 500 kV Mạch 3, dự kiến đóng điện cuối năm 2020. Trong giai đoạn đến năm 2025, cần xây dựng mới đường dây 500 kV Quảng Trạch – trạm cát Quỳnh Lập –

Thanh Hóa (theo QH VII Cử tri Võng Áng 3 – Quốc hội Lần thứ 10 – Thanh Hóa) giới thiệu công suất các nguồn Năng lượng Trung Bộ và trung tâm khai thác truy cập liên minh.

***) Giới thiệu công suất tiềm tàng, sinh khả thi**

Công suất MT khu vực không lớn, phân bố trên các trung tâm năng lượng chủ yếu vào cuối năm áp dụng phân phối 110kV sau các TBA 220kV Phong Điền và Quang Trung.

Tổng thể, các nguồn sinh khả thi có quy mô vành đai, năng lượng chủ yếu vào cuối năm áp dụng phân phối 110kV trước xu hướng.

***) Giới thiệu công suất tiềm gió**

Bên cạnh các nguồn nhiên liệu, khu vực Bình Trị Thiên giải quyết này tiếp tục cung cấp điện phát triển các nguồn NLTT với công suất 1500 MW trong gió. Công suất tiềm gió nói trên tập trung chủ yếu phía Tây thành phố Quang Trung, yêu cầu có các công trình truy cập và giới thiệu công suất tăng. Hiện nay, thành phố Quang Trung đã có công suất 1172 MW trong gió, đặc biệt BSQH và khoảng 2500 MW trong gió tiềm năng theo kế hoạch BSQH. Các nguồn trong gió tập trung các huyện Krông, Huyện Hóa, huyện khu vực phía Tây thành phố.

áp dụng nhu cầu giới thiệu công suất các nguồn trong gió, các dự án TBA 220kV Lào Bố và đường dây 220kV Lào Bố – Ông Hà cần cài đặt quy mô, tiếp đến so với QH 7HC. Cụ thể, TBA 220kV Lào Bố cần thiết kế và công suất 2x250 MVA thay vì 125 MVA như trong QH 7HC. Tuy nhiên, đây là đường dây 220kV Lào Bố – Ông Hà cần cài đặt để thành dây phân pha 2xAC400, thay vì AC400. Tuy nhiên, không truy cập các công trình nói trên còn hạn chế, chưa thể giới thiệu công suất nguồn trong gió tiềm năng phía Tây thành phố Quang Trung. Do vậy, mặc dù vẫn hành, cần xem xét xây dựng mới, cài đặt quy hoạch các công trình TBA và đường dây truy cập như sau:

- Treo dây mới ch 3 Z 220kV Ông Hà – Huế;
- cài đặt quy hoạch đường dây 220kV mới TBA 500kV Quang Trung (nhập 06 mét đường dây 220kV thay vì 04 mét);
- Xây dựng mới TBA 500kV Huyện Hóa và đường dây mới;

Trong đó, TBA 500kV Huyện Hóa là công trình cắt lối giới thiệu công suất các nguồn trong gió. Hiện nay, trung bình áp 500kV Huyện Hóa đã cài đặt nghiên cứu bao gồm cách cung cấp điện gió, nhu cầu phát triển, các nhà máy trong gió đang xây dựng và phát triển của khu vực này. Cụ thể, gom về thanh cái 110kV hoặc 220kV cần trung 500/220/110 Huyện Hóa. Phản ứng này phù hợp với các công trình truy cập tiềm năng, cung cấp nhà máy cung cấp nhà máy trong mà Bộ Công Thương đang xây dựng.

Tuy nhiên, trong trung hạn xã hội hóa đầu tư TBA 500kV Huyện Hóa, cần đảm bảo các yêu cầu thu hút, khai thác năng lượng công suất (để định rõ quy mô 2700-3000 MVA) và khai thác trung tâm 220kV gom các dự án trong khu vực. Bên cạnh đó, trung 220kV hiện nay, TC 220kV Huyện Hóa sẽ là một gom công suất tiềm gió khác đang cung cấp.

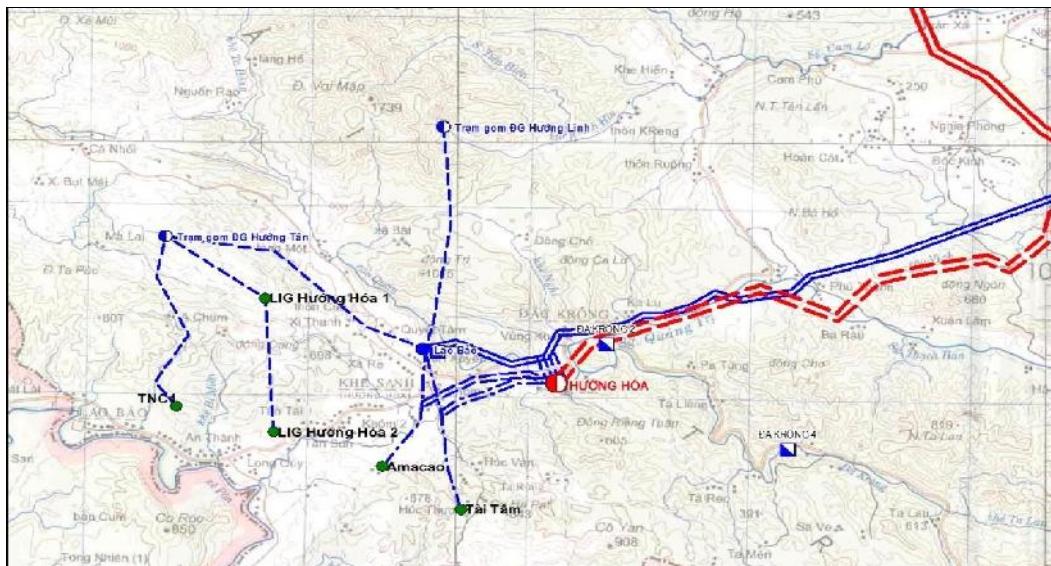
TBA 500kV Hướng Hóa sẽ cung cấp nguồn dây 500kV mạch kép vận tải 500kV Quang Trung 2. Mạng lưới này sẽ cung cấp chuyền tải trên 02 mạch dây 500kV Quang Trung – Điện Sài (mạch 3,4). So sánh phương án vận chuyển TBA 500kV Hướng Hóa với trình bày chi tiết trong phần 1 của chương 10.

Ngoài TBA 500kV, khu vực này còn bổ sung thêm khoảng 05 TBA nâng áp các dự án điện gió Amacao, Tài Tâm, LIG Hướng Hóa 1, LIG Hướng Hóa 2, TNC Quang Trung. Các trạm này sẽ được phê duyệt bổ sung quy hoạch theo vận hành 911/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ, trở thành các trạm thu gom công suất điện gió trong khu vực, cùng với TBA 220kV Lao Bảo. TBA 220kV Lao Bảo có công suất tiêm gom thêm công suất điện gió lân cận (tính đến năm 2025 là 250MVA).

Tuy nhiên, cần lưu ý các đường dây truyền tải sẽ gom điện gió Hướng Linh, Hướng Tân và TBA 220kV Lao Bảo để kết nối với nhau theo cách AC300 mm² (phê duyệt trong vận hành 911/QĐ-TTg). Tiết diện này không đáp ứng 500 MW công suất điện gió và BSQH gom về Trạm gom 220kV Hướng Tân và công suất các nguồn điện gió gom về TBA 220kV Hướng Linh trong trường lai. Do vậy, xuất xem xét sử dụng các đường dây có tiết diện nhỏ (phân pha 2xAC400 hoặc 3x160) để giảm thiểu ô nhiễm môi trường và công suất các trạm biến áp nối vào TBA 220kV Lao Bảo. Trường hợp này, các đường dây унифицированные TBA 500kV Hướng Hóa.

Trong hiện tại các đường dây 220kV gom công suất không sử dụng dây dẫn phân pha tiết diện nhỏ xuất, không có khả năng cung cấp thêm các trạm gom 220kV và đường dây унифицированные TBA 500kV Hướng Hóa.

Do các nguồn điện gió có thể унифицированы vào trạm gom bằng cách phân áp (35kV, 110kV, 220kV), trạm gomлича xác định chính xác tần số quy mô công suất các trạm gom sẽ không có trình bày cách trong danh mục dự án. Ánh sáng aram công suất điện gió унифицированы khẩn cấp cho thời điểm, tránh gây ảnh hưởng đến hành lối đi.



Hình 10.48: Phương án vận chuyển giật công suất điện gió Quang Trung 2025

Tỉnh Quang Bình giai đoạn 2021-2025 có ngay phát triển thêm gió. Trên mặt bằng tinh, có 250 MW GBT 1,2, nằm tại các huyện Quang Ninh và Lai Thanh, cung cấp duy trì sang QH VII C theo văn bản 911/TTg-CN ngày 15 tháng 7 năm 2020. Điều kiện TBA nâng áp cách gió B&T1 sẽ chuyển tiếp trên 1 mét cách cáng dây 220 kV ngang Hồi – Ông Hà. Trong nâng áp cách gió B&T2 sẽ联合国國際電力線路規範ng dây 220 kV cách kép 18km vào TBA nâng áp cách gió B&T1. Tuy nhiên, trong bối cảnh hành, xuất hiện gió B&T1 sẽ chuyển tiếp trên 02 mét cách cáng dây 220kV ngang Hồi – Ông Hà.

Ngoài các dự án đã bao gồm QH VII C, khu vực tỉnh Quang Bình còn nhiều tiềm năng phát triển điện gió. Vì cách phát triển các nguồn này cần cân nhắc kỹ lưỡng và hành chính truy cập khu vực, cần biết là trung tâm 220kV Bahn – Ông Hà có thể di dời (ACSR 400). Trong các nhà máy đang xuất hiện, nghiên cứu, nên cân nhắc phát triển theo thời gian, trước tiên các nguồn này có khả năng giới thiệu công suất, khẩn cấp xây dựng, cung cấp cho trung tâm điện không cao. Một trong những điểm quan trọng là TBA 220KV Bahn, do nó mang TBA 500kV Hà Tĩnh và liên kết với trung tâm này bằng cáng dây 220kV phân pha.

Giai đoạn 2021-2025, có nâng khẩn cấp cáng dây 220 kV ngang Hồi – Ông Hà do trung tâm cao trên cáng dây này, cần biết là trong các chung nguồn NLTT phát cao.

Các tỉnh và thành phố à Nẵng, Quang Nam, Quang Ngãi sẽ phát triển thêm khoảng hơn 4000 MW nguồn điện. Trong đó, đáng chú ý là các nguồn điện TBKHH, thủy điện và nguồn điện sinh học Lào. Phản ứng nhanh và giới thiệu công suất các nguồn này có trình bày sau:

***) Giới phỏng công suất thủy điện**

Tỉnh Quang Nam, Quang Ngãi có các NMT 1,2 (104MW) điều kiện đóng điện 2020-2021, gồm vận hành cáp 220 kV cách trung 500 kV Thành M.

Thị trấn Kon Tum (2x160 MW) điều kiện đóng điện năm 2021, điều kiện đóng cáng dây 220 kV cách kép 76km Thị trấn Kon Tum – Quang Ngãi. Giao Kon Plong (100MW) từ Kon Tum đến Kon Tum cách bao sang quy hoạch chuyển tiếp trên cáng dây 220kV Thị trấn Kon Tum – Quang Ngãi có điều kiện đóng điện trong giai đoạn này.

Khu vực tỉnh Quang Ngãi có một số dự án T/N giới thiệu công suất khoảng 200 MW, điều kiện vận hành TBA 220 kV Sông Hà (2x125MW). Tuy nhiên, trung tâm này làm nhiệm vụ gom công suất các nguồn thủy điện Drink 125MW và Sông Trà 1 60 MW, đang vận hành ý định. Do vậy, có nâng công suất TBA 220 kV Sông Hà lên 125+250 MVA trong giai đoạn 2021-2025. Công trình NCS TBA 220 kV Sông Hà sẽ có b

sung quy hoạch theo quy định số 210/2020/Ttg-CN của Thủ tướng Chính phủ [29]. Đề án công trình này sẽ đóng vai trò quan trọng vào năm 2021.

*) Trung tâm khí i n (TTK) Mi n Trung

TTK Mi n Trung gồm 2 nhà máy TBK Mi n Trung I&II tách khu vực Chu Lai, thành phố Quang Nam và nhà máy TBK Dung Quất I-III tại KCN Dung Quất, thành phố Quang Ngãi. Theo quy định số 1896/QĐ-BCT ngày 29/5/2017 phê duyệt Quy hoạch khí i n TTK Mi n Trung và Quy định số 2612/QĐ-BCT ngày 25/7/2018 i u ch nh quy hoạch khí i n TT L Dung Quất, quy mô 2 công suất nhà máy như sau:

- Công suất nhà máy i n khí Chu Lai (TBK Mi n Trung) có quy mô 2x750 MW và d phòng khẩn cấp thêm 1500 MW.
- Công suất nhà máy i n khí Dung Quất (TBK Dung Quất) có quy mô 3x750 MW và d phòng khẩn cấp thêm 1 nhà máy 750 MW.

Theo Quy hoạch i n VII hiện có, nhà máy TBK Mi n Trung cung cấp cho ngang dây 500 kV mạch kép dài 20km và trạm 500 kV DCS, đồng thời khi quy mô công suất TTK Mi n Trung vượt trên 3000 MW sẽ xây dựng ngang dây 500 kV TBK Mi n Trung – Krông Buk – Tây Ninh dài khoảng 600 km để tăng cường khả năng truyền tải về miền Nam.

i vi công suất TBK Dung Quất, do quy mô tăng thêm 1 nhà máy 750 MW so với Quyết định 7 HC và phải tách khu vực thay đổi tên phái mạng điện unicom TBK Dung Quất cung cấp cho các nhà máy TBK Dung Quất I, II và III công suất 220 kV theo phái mạng điện của Quyết định 7 HC (bộ nhánh i Dung Quất 2). Các nhà máy TBK Dung Quất II và III công suất 500 kV và trạm 500 kV DCS riêng ngang dây mạch kép dài khoảng 8km (theo Báo cáo bàng quy hoạch 1 i n ngang bàng TT L Dung Quất do PECC3 lập tháng 12/2019, có NPT trình EVN theo văn bản số 4432/EVNNPT-KH+KT+ T ngày 17/12/2019).

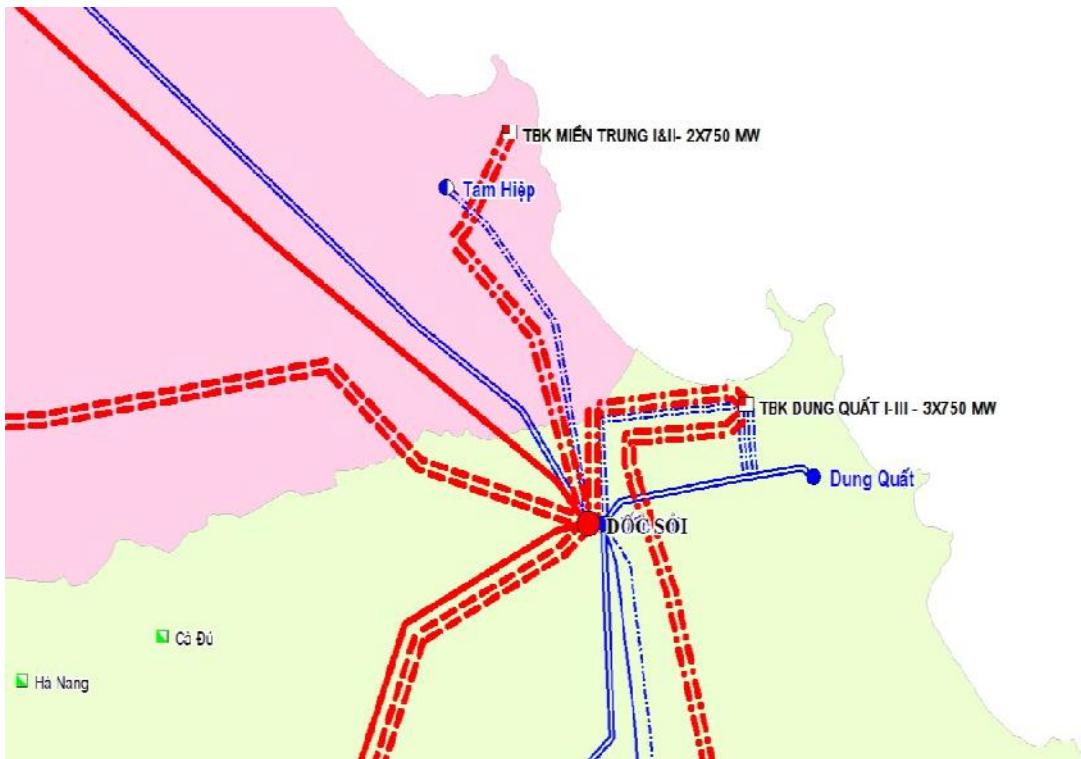
Hiện nay trong quá trình tính toán cung cấp cho nhà máy TBKHH Dung Quất III, EVN xuất các phái mạng điện unicom để cung cấp cho công suất TTK Mi n Trung theo văn bản số 7207/EVN-KH ngày 31/12/2019 và việc quy hoạch phái mạng điện unicom các nhà máy TBK Mi n Trung và TBK Dung Quất, có thể:

- Hiện nay phái mạng điện unicom TBKHH Mi n Trung theo hướng chung unction chuyển tiếp trên 1 mạch D 500 kV từ Nha Trang – DCS.
- Xem xét phái mạng điện 500 kV TBKHH Dung Quất – Krông Buk thay cho D 500 kV TBKHH Mi n Trung – Krông Buk.
- Bàng phái mạng điện 500/220 kV tại SPP Dung Quất và gián bộ các ngang dây 220 kV unicom TT L Dung Quất vào hướng i n quang giáp.

Thực hiện tính toán, so sánh các phái mạng điện unicom xuất cho TTK mi n Trung (chi tiết xem trong phần 10), xuất phái mạng điện unicom sau:

- Nhà máy TBK Mi n Trung cung cấp trạm 500 kV DCS riêng ngang dây 500 kV mạch kép dài 20km;
- TT L Dung Quất unicom theo phái mạng điện bàng quy hoạch của PECC3.
- Xây dựng ngang dây 500 kV TBK Dung Quất – Krông Buk, thay cho ngang dây TBK mi n Trung – Krông Buk;

Phát triển này có chi phí đầu tư thay thế cho công trình hiện hành, ngang bằng hoặc thấp hơn so với giá phóng công suất, giảm giao chéo trên lưới điện. Do đó, việc thực hiện công án này làm phát triển TTKM Miền Trung.



Hình 10.49: Phát triển TTKM Miền Trung

Ngoài ra, cần xây dựng thêm TBA 500 kV Dung Quất 1x900 MVA để tăng cường độ linh hoạt vận hành, dự phòng trường hợp phụ tải tăng cao. TBA 500 kV Dung Quất và đường dây TBK Dung Quất – Dốc Sỏi đã được phê duyệt BSQH theo văn bản số 441/2020/TTg-CN ngày 16/4/2020 của Thủ tướng Chính phủ.

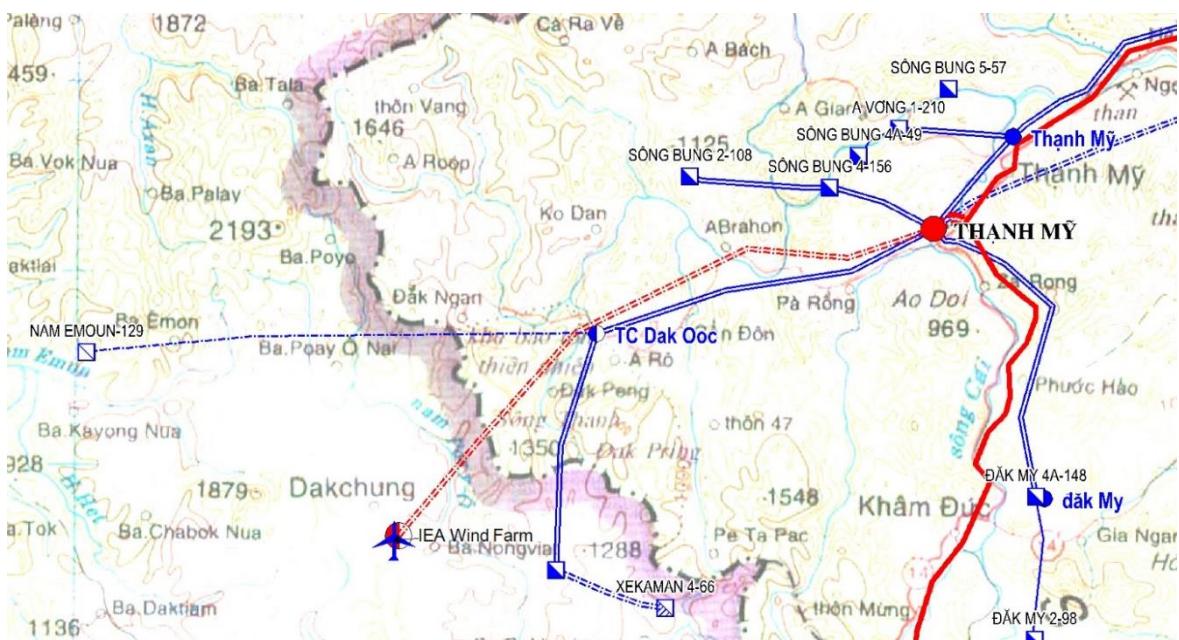
Cần lưu ý rằng dù TBKHH Dung Quất 2 dự kiến đóng điện năm 2026, nhưng đường dây 500 kV TBK Dung Quất – Krông Buk – Tây Ninh nên đóng điện cuối giai đoạn 2021-2025 để tăng cường năng lực truyền tải liên miền, giải phóng công suất NLTT.

Ngoài trung tâm khí điện Miền Trung, khu vực Quảng Nam, Quảng Ngãi còn có thể tận dụng hệ thống cảng biển nước sâu để phát triển thêm nguồn điện LNG, hiện tại đã có nhà đầu tư đề xuất phát triển nhà máy điện LNG Núi Thành, 3200MW tại tỉnh Quảng Nam. Việc đầu tư xây dựng các nhà máy LNG khu vực này sẽ chủ yếu truyền tải ra phía Bắc và cần tăng cường thêm các đường dây truyền tải thuộc lát cắt Bắc - Trung

***) Nhập khẩu điện Lào**

Tỉnh Quảng Nam có nhiều điều kiện thuận lợi để tăng cường nhập khẩu điện từ Lào. Hiện nay, đã có 02 dự án NMD đặt tại Lào được Thủ tướng Chính phủ đồng ý chủ trương mua điện là NMTĐ Nam Emoun 129MW[30] và NMĐG Monsoon 600 MW. TĐ Nam Emoun đầu nối về trạm cát Đăk Ooc chuyển tiếp trên đường dây Xekaman 3 – Thạnh Mỹ, dự kiến đóng điện vận hành 2022-2023. ĐG Monsoon dự kiến đấu nối bằng cấp điện áp 500 kV về TBA 500 kV Thạnh Mỹ qua đường dây 500 kV mạch kép. Các dự án đấu nối ĐG Monsoon và TĐ Nam Emoun nói trên đã được EVN giao cho Ban A Điện 2 nghiên cứu đầu tư.

Với sự xuất hiện của TĐ Nam Emoun, tổng công suất các nguồn thủy điện vừa và nhỏ truyền tải qua TBA 500 kV Thạnh Mỹ có thể lên tới gần 600 MW. Điều này dẫn đến nguy cơ quá tải khi có sự cố N-1. Thực vậy, sự cố 01 máy biến áp 450 MVA TBA 500 kV Thạnh Mỹ gây quá tải máy còn lại 23%. Do vậy, cần xem xét nâng khả năng tải TBA này để đảm bảo vận hành, tạo điều kiện mua thêm điện từ Lào.



Hình 10.50: Phương án đề xuất đấu nối TD Nam Emoun và điện gió Monsoon (Lào)

Với đấu nối NMĐG Monsoon, cần lưu ý là TBA 500 kV Thạnh Mỹ hiện nay đang sử dụng sơ đồ túc giác. Do đó, để đấu nối điện gió Monsoon (Lào) cần xem xét cải tạo, mở rộng SPP 500 kV của trạm này. Để tăng cường khả năng truyền tải trong tương lai, đề xuất mở rộng lên sơ đồ 3/2 thay vì sơ đồ lục giác.

- Lưới cấp điện phụ tải (2021-2025):**

Giai đoạn 2021-2025, khu vực Bình – Trị - Thiên có tốc độ tăng trưởng phụ tải cực đại trung bình 10,6%/năm. Pmax khu vực tăng khoảng 1,6 lần từ 900 MVA lên hơn 1500 MVA. Do đó, cần bổ sung thêm nhiều trạm biến áp 220 kV mới cho khu vực.

Xuất hiện TBA 500 kV 2x900 MVA Quảng Trị phục vụ giải phóng công suất các nguồn NLTT trong khu vực, đặc biệt là khi TBA 500 kV Hướng Hóa chưa đóng điện. TBA 500 kV Quảng Trị cũng đóng vai trò cấp điện cho phụ tải khu vực, với tổng nhu cầu công suất lên tới 1500 MW.

Xây mới các TBA 220 kV Chân Mây (Thừa Thiên Huế) và Đông Nam (Quảng Trị) cấp điện cho các KKT Chân Mây – Lăng Cô và KKT Đông Nam, là động lực phát triển mới của hai tỉnh nói trên. Đồng thời, thực hiện nâng công suất các trạm biến áp 220 kV Ba Đồn, Đồng Hới, Đông Hà, Huế, Phong Điền để đảm bảo cấp điện cho phụ tải khi các nguồn khu vực phát thấp. TBA 220 kV Phong Điền vừa làm nhiệm vụ giải phóng công suất nguồn NLTT vừa đóng vai trò cấp điện cho phụ tải.

Trung tâm phụ tải lớn của khu vực Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi là TP Đà Nẵng, chiếm khoảng 43% tổng phụ tải khu vực. Giai đoạn 2021-2025, cần NCS TBA 500 kV Đà Nẵng để đảm bảo cấp điện. Ở cấp điện áp 220 kV, cần xây dựng thêm các TBA 220 kV Liên Chiểu, Duy Xuyên, Tam Hiệp, Dung Quất 2 và NCS các trạm Ngũ Hành Sơn, Dốc Sỏi để đảm bảo vận hành.

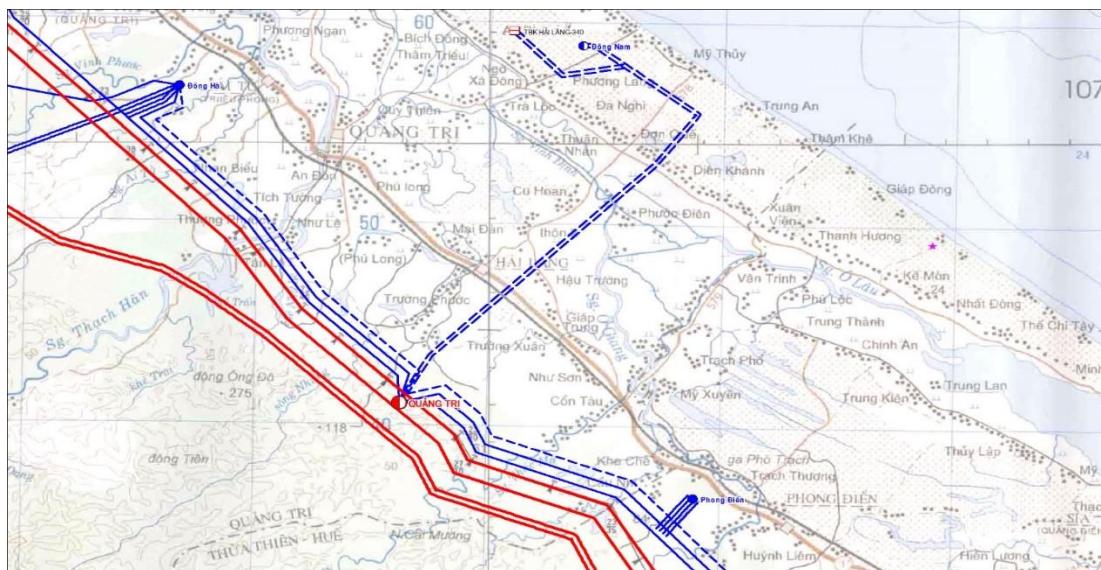
b. Giai đoạn 2026-2030

• **Lưới giải tỏa nguồn điện (2026-2030):**

***) TBKHH Quảng Trị 340 MW**

Ngày 14/12/2018, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành văn bản số 1798/Ttg-CN về việc bổ sung NMD Quảng Trị công suất 340 MW. NMD TBKHH Quảng Trị có công suất 340 MW, phát điện từ khí của mỏ Báo Vàng. Dự kiến NMD nói trên sẽ được đấu nối chuyển tiếp trên một mạch đường dây 220 kV Đông Nam – trạm 500 kV Quảng Trị.

Trong trường hợp trạm 220 kV Đông Nam chậm tiến độ, đề xuất xây dựng trước ĐZ 220 kV TBKHH Quảng Trị - 500 kV Quảng Trị để đấu nối TBKHH Quảng Trị.

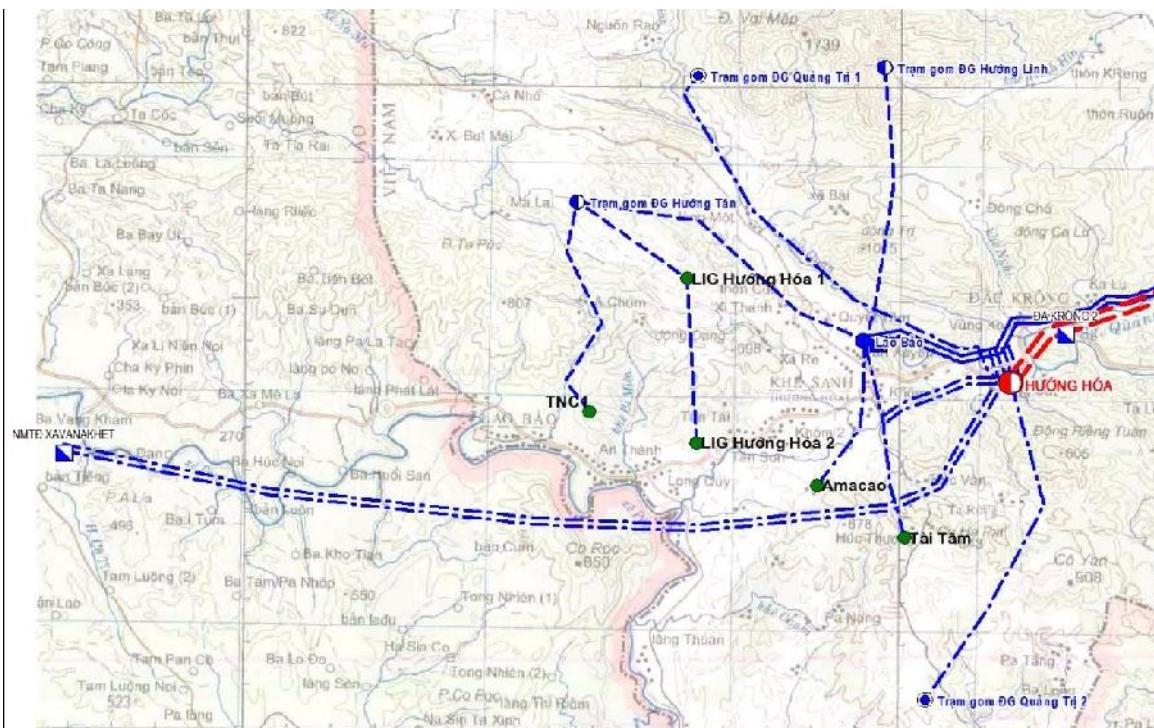


Hình 10.51: Đấu nối TBKHH Quang Trị 340 MW

***) Giải phóng công suất NLTT**

Trong giai đoạn 2026-2030, khu vực Bình Trị Thiên tiếp tục phát triển mạnh các nguồn NLTT. Nguồn điện gió tăng thêm, chủ yếu tại phía Tây Quảng Trị sẽ đặt ra yêu cầu về việc xây dựng, cải tạo lưới truyền tải.

Cụ thể, cần xây dựng thêm 02 TBA gom điện gió Quang Trị 1 và Quang Trị 2 làm nhiệm vụ gom công suất các nguồn điện gió khu vực Hướng Hóa, đấu nối về TC 220 kV TBA 500 kV Quang Trị. TBA 500 kV Hướng Hóa cũng cần được nâng công suất, đáp ứng nhu cầu giải tỏa công suất các nguồn điện gió và nhập khẩu điện từ Lào.



Hình 10.52: Phản án về việc giải tỏa công suất i n gió Quang Trung 2030

Tỉnh Quang Bình có nhu cầu mua điện phát triển NLTT. Do đó, để xây dựng một TBA 500kV Quang Bình giai đoạn này, giải tỏa công suất NLTT. Để xây dựng TBA 220kV gom i n gió Quang Bình tại khu vực các huyện Quang Ninh, Lai Thanh Quang Bình, униવ TBA 500kV Quang Bình. TBA 500kV Quang Bình vào vận hành sẽ giảm thiểu cho trung dây 220kV Vang Áng – Bahn – Hie – Ông Hà. Các dự án NLTT có thể xem xét mua i trung p v TBA 500kV Quang Bình, hoặc gom v TBA 220kV hiện nay TBA 220kV Bahn. Trong thời gian các dự án Gia Lai vào trung 220kV Bahn, cần xem xét chuyển đổi trung này trên mảnh đất còn lại của trung dây 220kV Vang Áng – Ông Hà để bảo hành.

Thứ nhất, xây dựng TBA 220kV Lai Thanh gom công suất MT khu vực, đồng thời tăng cường cung cấp điện cho thị trấn. Trong thời gian TBA 220kV Lai Thanh chia mua, có thể xem xét huy động nguồn vốn xã hội hóa để đầu tư, xây dựng trung áp MT Lai Thanh.

Quang Trung, ngoài các dự án MT như, until i i n phân phái, có thể xem xét xây dựng trung gom MT Quang Trung dùng nguồn vốn xã hội hóa, уни vào các im mua i m mua i nh thanh cái 220kV TBA 500kV Quang Trung hoặc thanh cái 220kV Ông Hà.

Tại Huế, tiếp tục phát triển nguồn MT khu vực huyện Phong Điền và xem xét mua i vào lô i i n phân phái sau TBA 220KV Phong Điền.

Khu vực tách Quang Ngãi, sau khi TBA 500kV Bình Định và các công trình MASH 2 và các i t o m ch 1 D c S i – Quang Ngãi, thay đổi phân phái trung dây 220kV Quang Ngãi – Phù Mỹ và vận hành thì có thể xem xét phát triển thêm nguồn NLTT khu vực. Hiện

nay và Quang Ngãi có nhu cầu điện NLTT tiềm năng, xuất khẩu trong giai đoạn 2026-2045.

Mô hình phát triển có tiềm năng phát triển cao như NLTT và gần trung 500 kV Bình Định huyễn Ba Tuy có thể xem xét phán án xây dựng TBA 220kV và đường dây 220kV gom công suất về TBA 500kV Bình Định.

Khu vực huyễn Bình Sơn, tỉnh Quang Ngãi có mô hình nguồn năng lượng mỏ trữ i và gió và ít quy mô công suất khoáng 800 MW... và xuất vận chuyển TBA 220kV Dung Quất cho các chuyền tiêm trên đường dây TBK Dung Quất-Dung Quất, góp phần cung cấp điện cho KCN Dung Quất trong tương lai. Tuy nhiên, nhu cầu khai thác khoáng 700MW nguồn này sẽ gây ảnh hưởng, quá tải TBA 500kV Dung Quất và đường dây 220kV Dung Quất - 500kV Dung Quất trong cách vận hành bình thường và sốc N-1. Hiện nay, TBA 220kV Dung Quất chỉ còn 02 ngón lỗ đường dây 220kV để phòng, linh hoạt trong KKT Dung Quất nên khó triển khai đường dây mới. Nghề phát triển NLTT khu vực huyễn Bình Sơn vẫn cần công suất hợp lý.

Mô hình MT vận chuyển công suất lên 1.000 MWp có phán án truy cập 500kV sẽ xem xét gom về TBA 500kV Bình Châu - Bình Tân Phú, và vận chuyển SPP 500KV TBK Dung Quất.

Mô hình nguồn năng lượng NLTT khác đang xuất hiện ở các mỏ trữ i và các tuy nhiên, đường dây hàn hàn chuyền tiêm trên đường dây 220kV Quang Ngãi - Phù Mỹ, hoặc các TBA 220kV Sơn Hà hoặc Quang Ngãi. Vì có những mỏ trữ i và đường dây 220kV Quang Ngãi - Điện Sài. Do đó cần cân nhắc phương án tăng cường hệ thống truy cập 220kV về TBA 500kV Bình Định, Điện Sài, hoặc gom về các trạm biến áp 500kV gom NLTT.

Nhập cung điện duy nhất, gần 4000MW công suất nguồn năng lượng gió và mỏ trữ i đang xuất hiện Quang Ngãi sẽ tăng thêm áp lực cho lối vận chuyển điện liên minh kinh tế và khu vực Trung Trung Bộ. Do đó, trong trang bị các nguồn năng lượng NLTT khu vực Quang Ngãi, Bình Định, Phú Yên phát triển cao, cần cân nhắc các phương án tăng cường hệ thống truy cập tần ngang (HVDC hoặc HVAC).

*) Nhập khẩu và xuất Lào

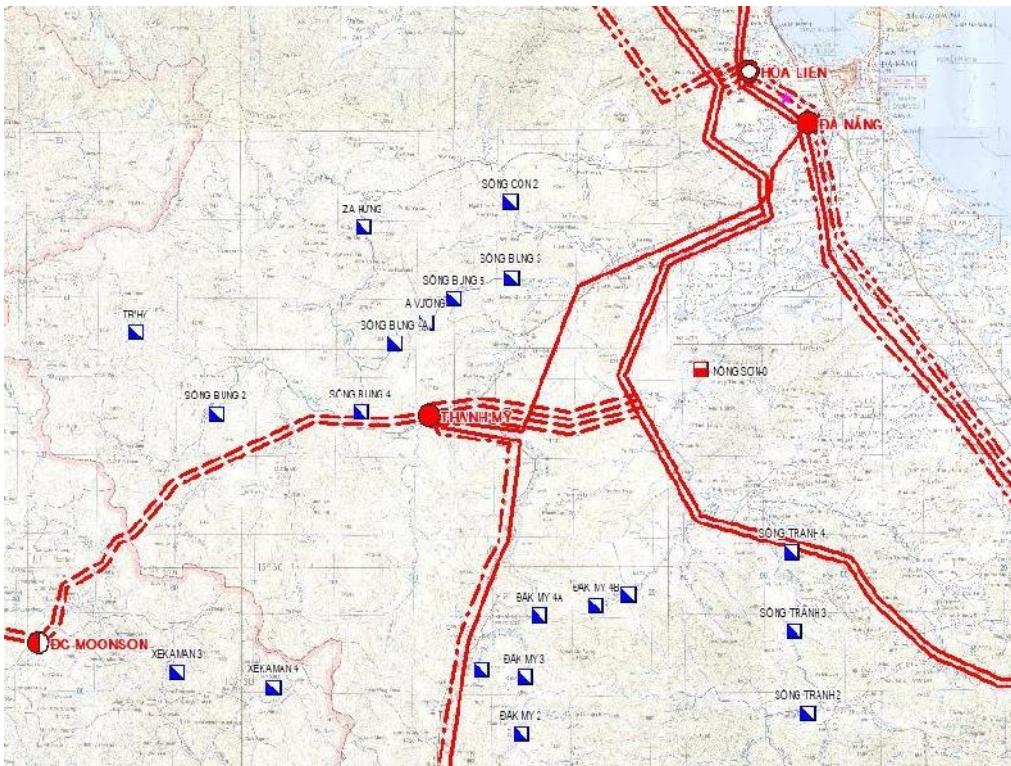
Theo Hiệp định ký năm 2019 giữa hai chính phủ Việt Nam và Lào[28], đến năm 2030, Việt Nam sẽ nhập khẩu khoảng 5000 MW nguồn năng lượng Lào. Trong các hình thức nhập khẩu tiềm năng, có thể nhập khẩu từ Xavanakhet về Quang Trị. Theo nguồn tin, có khoảng 300-500 MW nguồn thủy điện và mỏ trữ i đang kiến tạo khai thác tại Xavanakhet có ý định bán sang Việt Nam. Các nguồn năng lượng này sẽ xuất về TC 220kV qua TBA 500kV Hòn Hóa. Phương án vận chuyển là xem xét kết nối trong báo cáo Chuyển nhượng nhập khẩu và Lào các dự án này.

Khu vực phía Nam, Quang Nam, Quang Ngãi có nhu cầu nhập khẩu thêm 300 MW từ mảng thủy điện Sekong (Lào). Để kiến tạo thủy điện Sekong sẽ vận chuyển qua phía TBA 500kV nâng áp qua NM G Monsoon, truy cập vào TBA 500kV Thành M. Đường dây 500kV G Monsoon - Thành M có thể truy cập khoáng 2150 MW trong số

N-1, áp dụng nhu cầu truyền tải công suất G Monsoon và N Sekong về Việt Nam. Ngoài ra, trên 2 bờ biển Sekong còn có khoảng 2000MW nguồn gió và 1000MW thủy điện (1000MW trong gió và 1000MW trong mực nước) để xuất bán cho Việt Nam.

Tuy nhiên, trên 500 kV vẫn TBA 500 kV Thành Phố khó có khả năng giải quyết 1500 MW công suất mua từ Lào, chưa nói đến khoảng 600 MW công suất thay thế hiện nay trong khu vực truyền tải lên cấp 500 kV và công suất đường sắt Tây Nguyên. Thực tế, tính toán cho thấy chỉ cần truy cập khu vực cách nhau khoảng 1020 MW công suất mua ở Lào [31] khi xét đến các sự cố N-1 cũng安然. Các tháng trong mùa lũ, khi các thủy điện khu vực phát huy công suất, sẽ có N-1 ngắt dây Thành Phố Pleiku 2 sau khi ngắt dây 500 kV Thành Phố - Nakhon Phanom hành lý tại, quyết định. Nhìn chung, trong trường hợp tăng nhu cầu mua điện Lào qua hànng TBA 500 kV Thành Phố, cần xem xét tăng cường hệ thống truy cập khu vực, cung cấp tần số các ngắt dây 500 kV giữa phóng công suất Thành Phố. Do đó, xuất phát từ án ngữ của khẩn cấp phóng công suất Thành Phố. Các công trình cần bao gồm:

- Mở rộng SPP 500 kV Thành Phố (lên số 3/2);
- Xây dựng một ngắt dây 500 kV bắc nam chia thành 2 TBA 500 kV Thành Phố 4xACSR330 dài 30km, chuyển tiếp trên 02 mạch ngắt dây 500 kV Quang Trung - Điện Biên.



Hình 10.53: Phân tích mạng lưới phóng công suất TBA 500 kV Thành M

Giai đoạn 2026-2030 có xu hướng tăng dây 500 kV Pleiku – Thành M, tiếp tục tăng dây 500 kV Pleiku 2 – Thành M hiện hữu (hơn 30 km) thành dây 2 m ch. Đây là dây 500 kV quan trọng, tăng cường khả năng gián tách công suất phía Tây Nguyên. Tuy nhiên, công trình này cần chờ thời điểm ngay sau khi TBA 500 kV Thành M chuyển sang.

Sau khi TBA 500 kV Thành M chuyển sang, dây 500 kV Thành M – Thành M có cùng vai trò với dây 500 kV Thành M - Đắc Sơ, tạo thành một vòng 500 kV Thành M - Đắc Sơ – Thành M. Tăng khả năng cung cấp cho TBA 500 kV Thành M và mở rộng gián tách công suất TBA 500 kV Đắc Sơ, cần tạo một dây Đắc Sơ – Thành M (từ 30 km) thành dây 2 m ch. Trong hiện không mở rộng cung cấp lối vào TBA 500kV Đắc Sơ, xem xét chuyển sang trên dây 500kV TBK Minh Trung – Đắc Sơ. Nhóm vây, khu vực này, có 02 ZONE chép 500 kV truy cập công suất trung bình là Đắc Sơ – Thành M – Quốc Trung – Võng Áng và Thành M - TC Quốc Trung 2 – Quốc Trung. Dây 500kV Thành M xem xét vận hành, sẵn sàng phòng cho các phỏng thường xuyên, khi sập N-1..

• Lực lượng phát triển (2026-2030):

Giai đoạn 2026-2030, phát triển các khu vực Bình – Trà – Thiên có tốc độ tăng trưởng trung bình 7,5%/năm. Pmax khu vực trung tâm là 660 MW lên gần 2200 MW. Do đó, cần bổ sung thêm TBA 220 kV Hòn Thủy (Thà Thiên Hu) để tăng công suất các TBA ở Hồi, Chân Mây áp dụng nhu cầu phát triển khu vực.

Giai đoạn 2026-2030, phát triển Thành M, Quốc Nam, Quốc Ngãi tăng công suất 1100 MW, các trạm 500 kV đã có và nguồn phát điện mới 220 kV trục xung kh

năng cung cấp cho phát triển không cần xuất hiện TBA 500 kV mới. cung cấp áp 220 kV, có NCS các trạm 220 kV Duy Xuyên, Hải Châu.

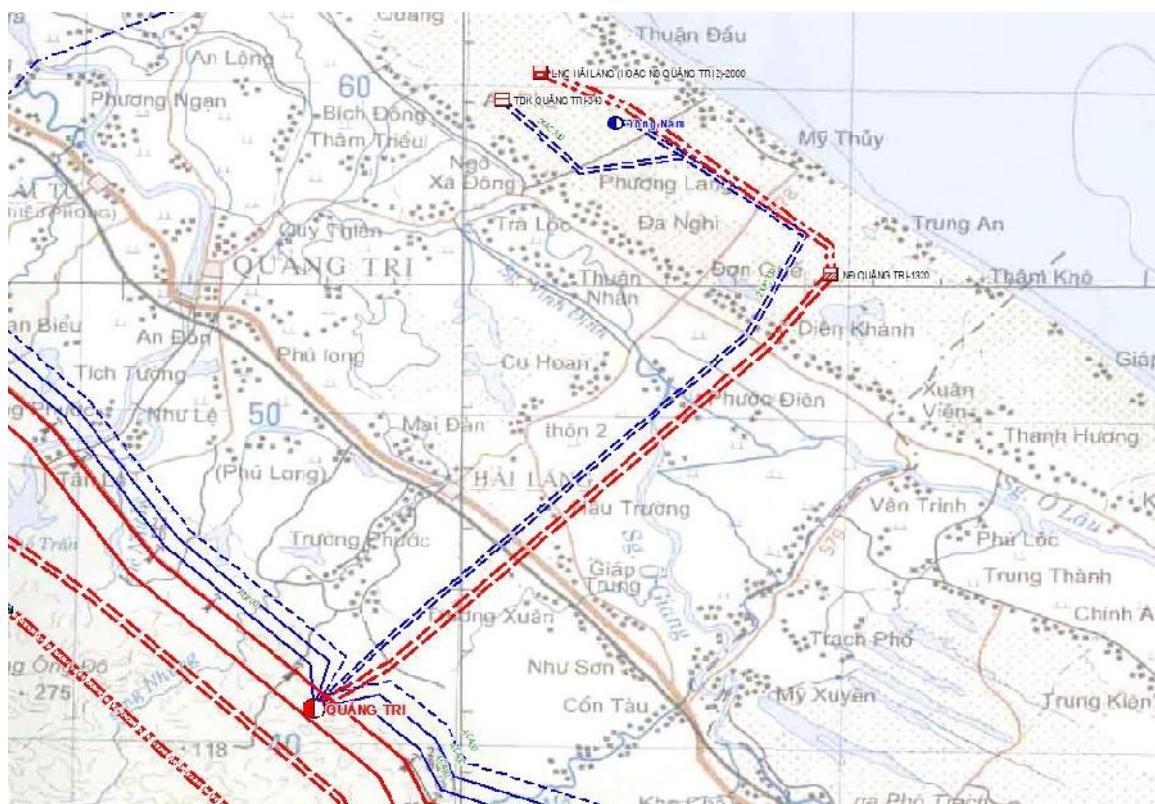
c. Giai đoạn 2031-2035

- Lưới điện ngang năm 2031-2035:**

- *) NMN Quang Trung 1320 MW**

NMN Quang Trung, có công suất 1320 MW, là NMN thanh khoản đóng điện trong giai đoạn này. Hiện nay, PECC 2 đang thi công thi công cho dự án NMN Quang Trung và đường dây 110 kV, 220 kV mong muốn ở trong giai đoạn 2021-2025. Phê duyệt ưng thuận của NMN Quang Trung cung cấp nguyên liệu trong QH VII C: ưng thuận đường dây 500 kV mạch kép 4xACSR500 và TC 500 kV TBA 500 kV Quang Trung.

Hiện nay, dự án nguồn điện LNG Hải Lăng giai đoạn 1 (1500MW) đã có thể tung ra Chính phủ thu hút đầu tư Quy hoạch VII C. Tuy nhiên, đường dây 500 kV Nghi Phong - Quang Trung chưa có đường dây giáp tách thêm khoảng 1500-2000MW nguồn điện. Hiện nay, các đường dây truyền tải liên minh Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ thường xuyên mang tải cao. Do đó, việc hình thành một chuỗi điện, chia sẻ nguồn phát triển thêm khoảng 2000MW nguồn nhiệt ở khu vực này. Trong thời gian phát triển cao, cần xem xét phương án xây dựng thêm đường dây truyền tải mới để chiêu mộ Bắc Bộ.



Hình 10.54: Dự án 1320 MW Quang Trung

- *) Giải phóng công suất NLTT**

Giai đoạn 2031-2035, khu vực Bình Trị Thiên tiếp tục phát triển các nguồn NLTT. Với công suất 440 MW công suất tăng thêm, ngoài trạm 220 kV gom sẵn có, cần

xem xét xây dựng thêm TBA 220 kV gom các dự án gió khu vực huyện Cam Lộ. TBA này có chu kỳ truyền 01 mảng dây 220 kV Hòa – Ông Hà. Các trạm gom điện gió và ng dây ẩn nấp xuôi, điều kiện khẩn cấp phóng 2800 MW điện gió trong năm 2045).

Giai đoạn này, công suất các nguồn MT tăng lên 1.000 MW. thu gom công suất các nguồn nói trên, cung cấp cho TBA 220 kV Huyện Thanh Hóa (Huyện) đóng vai trò là trạm gom công suất. Các trạm biến áp Lai Thanh và Huyện Thanh vận hành cho phát triển gián tiếp công suất nguồn. Các nguồn MT có thể xem xét ẩn nấp thanh cáp 110 kV hoặc 220 kV các trạm này để cung cấp.

Trong giai đoạn 2031-2035, **khu vực Bắc Nắng, Quang Nam, Quang Ngãi** không xuất hiện thêm nguồn điện lỏng. Một số nguồn MT phát triển quy mô vừa và nhỏ, ẩn nấp i i n phân phái.

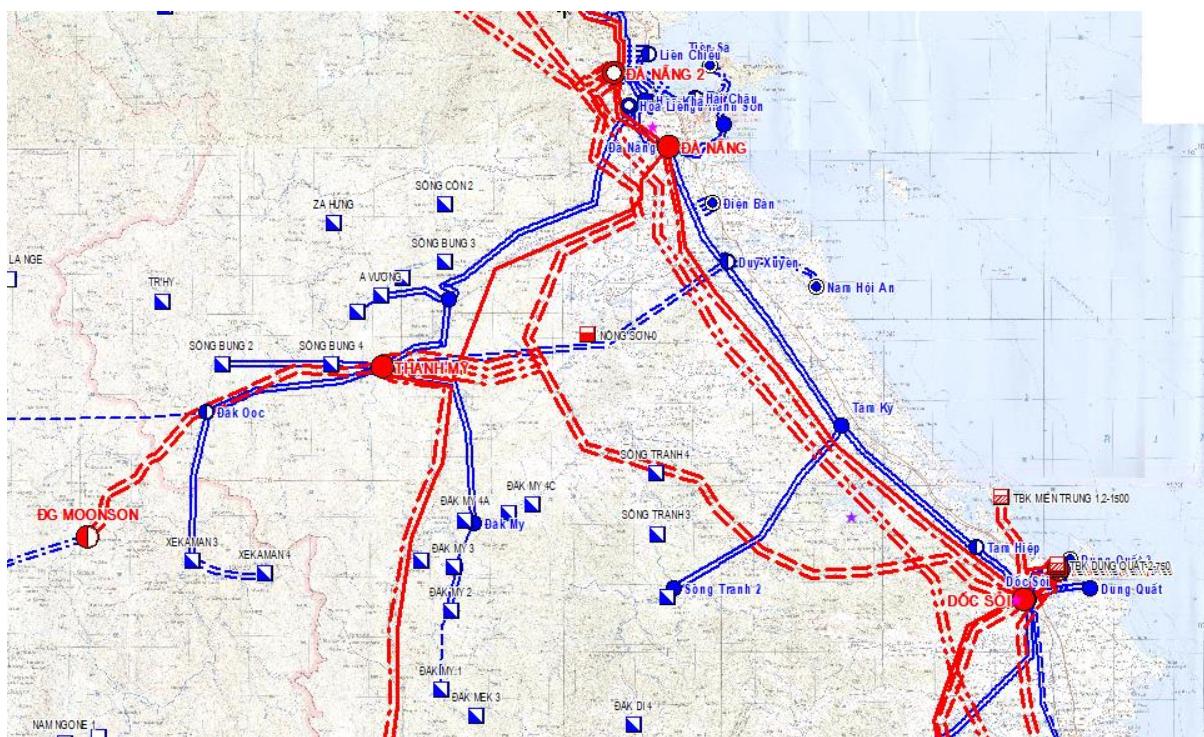
• **Lịch trình phát triển (2031-2035):**

Giai đoạn 2031-2035, phát triển i khu vực Bình - Thiên Long khoáng hòn 600 MW lên 2800 MW. m b o c p i n phát triển, cung cấp cho TBA 500 kV Huyện Thanh (tỉnh Thanh Hóa). Ngoài ra, xem xét xây dựng mảng TBA 220 kV Lai Thanh và nâng công suất các trạm 220 kV Ba Vì, Ông Hà, Phongينا, Huyện Thanh. Nghiên cứu biến áp trong khu vực Huyện Thanh, Phongينا, Lai Thanh... và đóng vai trò gián tiếp công suất nguồn MT và Gia khu vực, và phát triển cho phát triển khi các nguồn NLTT nói trên phát triển.

TBA 500 kV Huyện Thanh công suất 900 MVA, cung cấp cho TBA 220 kV Huyện Thanh 500 kV Quang Trà Nắng. TBA 220 kV Lai Thanh cung cấp cho TBA 220 kV Huyện Thanh 2 m b o c p i n cho phát triển.

Năm 2035, tần số phát triển TP Trà Nắng tách khoáng 2000 MW, trong khi TBA 500 kV Trà Nắng chia thành công suất 2x900 MVA, khó khăn là ngang nhau. Do đó, cần bổ sung thêm trạm nguồn 500 kV m b o c p i n phát triển. Xuất xây dựng mảng TBA 500 kV Trà Nắng 2 m b o c p i n cho phát triển.

c p i n áp 220 kV, cung cấp cho TBA 220 kV Hòa Liên, Quang Ngãi 2 ngay thời NCS Tiên Sa, Duy Xuyên, Tam Kỳ, Quang Ngãi m b o c p i n.



Hình 10.55: Lưới điện khu vực Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi đến năm 2035

d. Giai đoạn 2036-2045

- Lưới giải tỏa nguồn điện (2036-2045):**

Giai đoạn đến năm 2045, lưới điện truyền tải Quảng Trị vẫn đáp ứng giải tỏa công suất các nguồn điện gió tăng thêm (khoảng 400 MW). Trong khi đó, tỉnh Quảng Bình cần bổ sung thêm TBA 220 kV gom điện gió Quảng Bình 2 giai đoạn này để giải phóng hết các nguồn điện gió. Tỉnh Thừa Thiên Huế có công suất các nguồn điện gió không đáng kể, ưu tiên đấu nối vào lưới điện 110 kV, cấp điện cho phụ tải địa phương.

Về phía nguồn điện mặt trời, công suất ĐMT tăng thêm của Quảng Bình và Quảng Trị <100 MW, tiếp tục đấu nối về các TBA 220 kV gom như Lệ Thủy, Vĩnh Linh, Đông Hà.

Khu vực Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi, nguồn mới tăng thêm chỉ có nguồn ĐMT. Tỉnh Quảng Nam có tiềm năng phát triển 200 MW ĐMT ở khu vực hồ Phú Ninh, cách TBA 220 kV Tam Kỳ khoảng 7-10km. Do nguồn điện này nằm gần trung tâm phụ tải, nên ưu tiên cấp điện vào lưới 110 kV về trung tâm phụ tải TP Tam Kỳ.

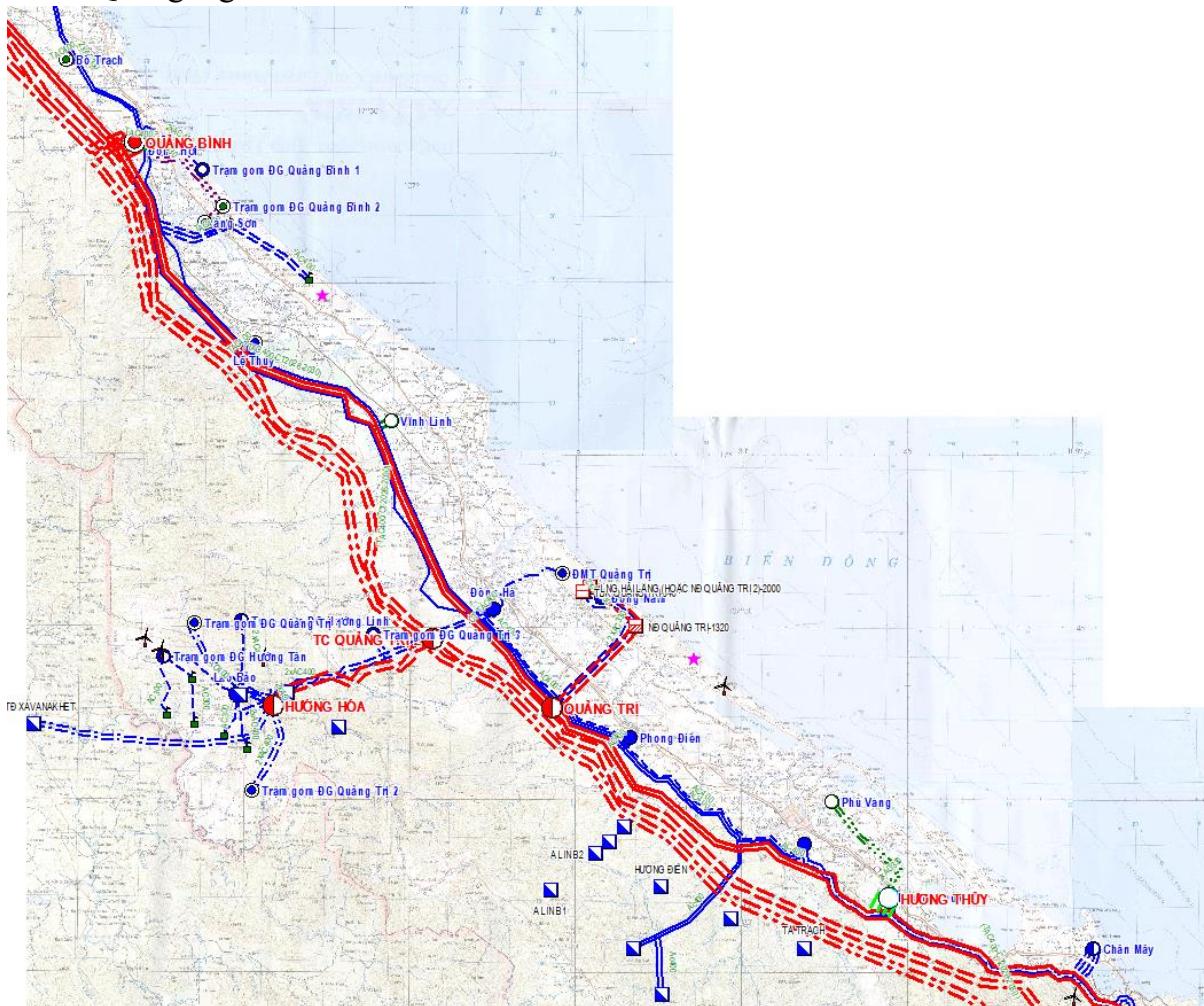
Tỉnh Quảng Ngãi có nhiều tiềm năng phát triển ĐMT tại khu vực đầm phá huyện Đức Phổ. Do đó, đề xuất xây dựng mới TBA 220 kV gom ĐMT Quảng Ngãi tại khu vực này, đấu chuyền tiếp trên ĐZ 220 kV Quảng Ngãi – Phù Mỹ.

- Lưới cấp điện phụ tải (2036-2045):**

Để đáp ứng nhu cầu phụ tải, giai đoạn này tiếp tục đưa các TBA 500-220 kV mới vào vận hành như:

- NCS TBA 500 kV Hương Thủy, đảm bảo cấp điện cho phụ tải Thừa Thiên Huế;
- Xây mới TBA 500kV Duy Xuyên, đảm bảo cấp điện cho Quảng Nam;
- Xây dựng mới và NCS các TBA 500 kV Liên Chiểu, Duy Xuyên;

- Xây mới các trạm 220 kV Vĩnh Linh, Áng Sơn, Bố Trạch, Phú Vang, Điện Bàn (Nam Hội An), Tam Thăng; NCS các trạm 220 kV Lê Thủy, Phong Điền, Chân Mây, Ngũ Hành Sơn, Hải Châu, Liên Chiểu, Hòa Liên, Tam Hiệp, Dung Quất 2, Quảng Ngãi 2 đảm bảo vận hành.



Hình 10.56: Lưới điện khu vực Bình – Trị - Thiên đến năm 2045

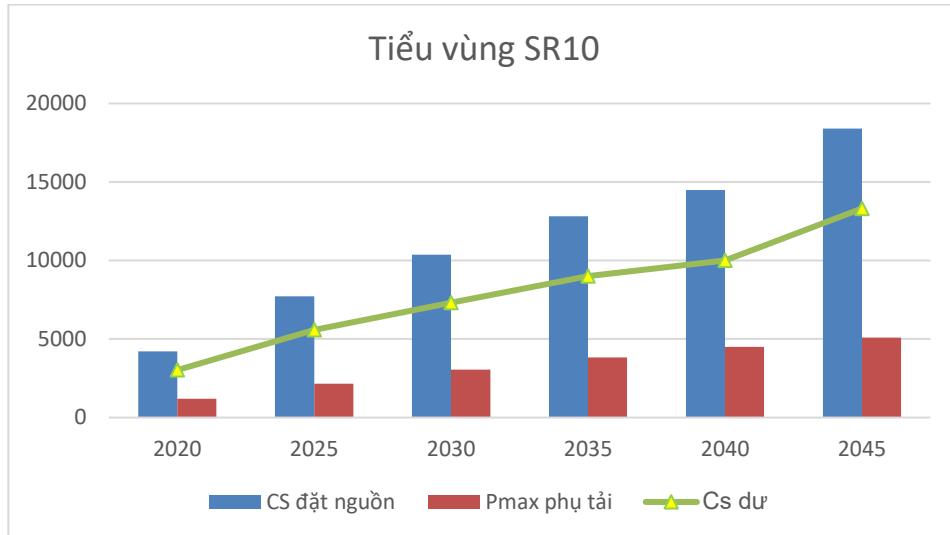
10.4.7. Tây Nguyên

Tiêu vùng SR10 bao gồm 04 tỉnh Tây Nguyên là Kon Tum, Gia Lai, Đăk Lăk, Đăk Nông. Các tỉnh này có đặc điểm về nguồn tải hiện trạng giống với hầu hết các tỉnh khu vực miền Trung, phụ tải địa phương thấp trong khi tổng công suất đặt nguồn cao. Điều này dẫn đến công suất dư thừa của Tây Nguyên thường được truyền tải lên cấp điện áp 500 kV để truyền tải đi các khu vực khác.

Giai đoạn đến năm 2045, phụ tải tiêu vùng Tây Nguyên tăng trưởng nhanh, tốc độ trung bình khoảng 6,0%/năm. Tổng nhu cầu phụ tải tăng từ gần 1200 MW năm 2020 lên 3100 MW năm 2030, 3800 MW năm 2035 và 5100 MW năm 2045. Trong đó, Đăk Lăk là tỉnh có phụ tải cực đại cao nhất, chiếm khoảng 46% tổng phụ tải khu vực.

Dù phụ tải tăng trưởng nhanh, nhưng khu vực Tây Nguyên vẫn sẽ tiếp tục là khu vực dư thừa công suất trong suốt giai đoạn đến năm 2045 do tổng công suất đặt nguồn điện tăng trưởng với biên độ lớn hơn. Thật vậy, tổng công suất đặt nguồn dự kiến tăng khoảng 8600 MW trong giai đoạn 2021-2035 và tiếp tục tăng khoảng 3500 MW trong

giai đoạn 2036-2040, trong khi con số tương ứng của tổng phụ tải Tây Nguyên lần lượt là 2600 MW và 1300 MW. Trong khoảng 12000 MW công suất nguồn tăng thêm của khu vực Tây Nguyên, có hơn 10400 MW là các nguồn điện gió, chiếm 86%. Các nguồn điện còn lại, đáng chú ý có điện mặt trời (2400 MW) và điện nhập khẩu Lào (~1000 MW). Cân bằng công suất nguồn tải cho khu vực này như sau:



Hình 10.57: Cân bằng công suất nguồn – tải khu vực Tây nguyên giai đoạn tới 2045

Các trạm 500 kV và nhiều trạm 220 kV vừa làm nhiệm vụ giải phóng công suất nguồn NLTT vừa đóng vai trò cấp điện cho phụ tải. Trong giai đoạn này, cần xây mới TBA 220 kV Pleiku 2 NC, Krông Buk NC cấp điện cho phụ tải Gia Lai và Đăk Lăk.

Do các trạm biến áp 500 kV tiêu vùng Tây Nguyên vừa truyền tải công suất vừa làm nhiệm vụ giải phóng công suất nguồn NLTT vừa đóng vai trò cấp điện cho phụ tải, đồng thời nhiều nguồn phát điện đấu nối vào lưới 220-110 kV địa phương nên các tỉnh đều dư thừa nguồn cấp điện 220 kV và 500 kV. Nhiệm vụ chính của lưới truyền tải Tây Nguyên trong giai đoạn quy hoạch là giải phóng công suất các nguồn khu vực.

a. Giai đoạn 2021-2025:

• **Lưới giải tỏa nguồn điện (2021-2025):**

❖ Thủy điện

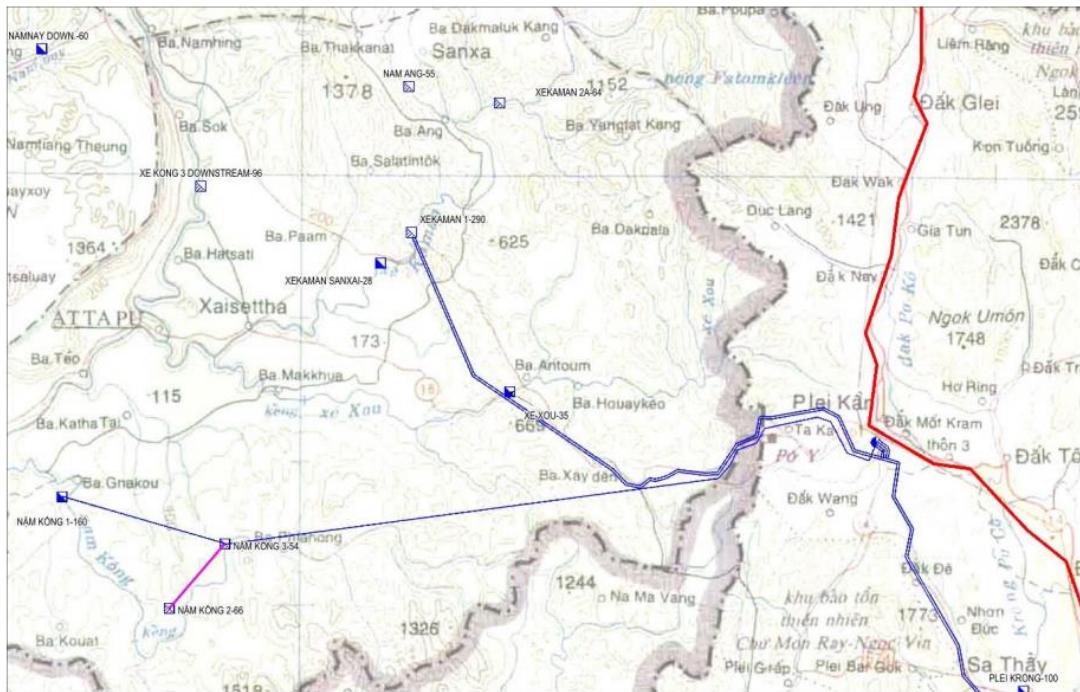
TĐ Yaly mở rộng (2x180 MW) dự kiến đóng điện giai đoạn 2021-2025. Đây là công trình thủy điện lớn duy nhất của Tây Nguyên đóng điện trong suốt giai đoạn quy hoạch đến năm 2045. Dự kiến TĐ Yaly mở rộng sẽ đấu nối vào thanh cáp 500 kV SPP 500 kV TĐ Yaly.

❖ Nhập khẩu điện Lào

Khu vực Tây Nguyên là một trong những điểm đấu nối tiềm năng để mua điện từ Lào. Hiện nay, khu vực này đang mua khoảng hơn 300 MW thủy điện từ Lào, nhập khẩu qua đường dây 220 kV mạch kép Xekaman – Sanxay.

TĐ Nam Kong 1,2,3 (Lào) mới được bổ sung quy hoạch[30]. Trong đó, TĐ Nam Kong 2 (54MW) và TĐ Nam Kong 3 (66MW) đã ký kết hợp đồng mua bán điện với EVN, dự kiến đấu nối bằng đường dây mạch kép treo trước một mạch về Trạm cắt 220

kV Bờ Y. Trạm này được đấu chuyền tiếp trên 02 mạch đường dây 220 kV Xekaman 1 – Pleiku 2. Hiện nay, EVN đang tích cực triển khai các công trình đấu nối nói trên.



Hình 10.58: Phương án đấu nối TĐ Nam Kong 1,2,3

❖ Giải tỏa công suất NLTT

Giai đoạn 2021-2025, khu vực Tây Nguyên tiếp tục phát triển các nguồn NLTT đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch, bao gồm các nguồn điện gió được phê duyệt quy mô và phương án đấu nối theo văn bản số 795/TTg-CN và văn bản số 911/TTg-CN. Theo đó, tổng quy mô các dự án điện gió được phê duyệt bổ sung khu vực Tây Nguyên vào khoảng 2400 MW. Các công trình đấu nối, giải tỏa công suất các dự án điện gió nói trên bao gồm:

Bảng 10.5: Công trình TBA và ĐZ 500-220 kV xây mới và cải tạo phục vụ giải tỏa nguồn điện gió Tây Nguyên

ST T	Công trình	Điện áp (kV)	Quy mô			Tiến độ dự kiến	Ghi chú
A	TBA		Máy x MVA				
1	NCS Pleiku 2	500	2	x	900	2021-2025	VB 441/TTg-CN
2	NCS Đăk Nông	500	2	x	900	2021-2025	VB 441/TTg-CN
3	Ea Nam	500	1	x	450	2021-2025	Đấu nối điện gió Ea Nam, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
4	Pleiku 3	500	1	x	900	2021-2025	Đấu nối điện gió Ia Pét Đăk Đoa, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
B	ĐZ		Mạch x km				
1	Ea Nam – rẽ Pleiku – Di Linh	500	2	x	1.5	2021-2025	Đấu nối điện gió Ea Nam, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN

STT	Công trình	Tension áp (kV)	Quy mô	Tiến độ	Ghi chú
2	Điện Pleiku 3	500		2021-2025	Nhà máy trạm 500 kV Pleiku 2 hiện có 4 pha ôn, 4 nút đi gió Ia Patak oa, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
3	Chợ Sê - rơm ch 2 Pleiku 2 – Krông Buk	220	2 x 4	2021-2025	Công trình mới, cần trong vịnh bờ biển 1931/BCT-L và vịnh bờ biển 4589/BCT-L
4	Gia Phố kinh oa - Pleiku 3	220	2 x 23	2021-2025	Điện i i n g i ó, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
5	GIA Le - R Krông Buk - Pleiku 2	220	2 x 6	2021-2025	Điện i i n g i ó, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
6	Gia Boong – Ch Prông - Pleiku 2	220	1 x 21	2021-2025	Điện i i n g i ó, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
7	Gia Hòa - r Buôn Kuop - i n phân nhôm	220	2 x 2	2021-2025	Điện i i n g i ó, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
8	Gia ND'rung 1,2,3 - k Nông	220	2 x 18	2021-2025	Điện i i n g i ó, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
9	Gia Kon Plong - r T Thị trấn Kon Tum - Quảng Ngãi	220	2 x 19	2021-2025	Điện i i n g i ó, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN
10	Gia Hòn Gia Lai - R Pleiku 2 - T An Khê	220	2 x 14	2021-2025	Điện i i n g i ó, phê duyệt theo VB 911/TTg-CN

Vì có bù sung 2400 MW i n gió nói trên, bao gồm các nguồn i n gió tại i n vào l i i n phân phasis gây n nguy hiểm cho l i i n khu vực. Các vịnh bờ biển 1931/BCT-L và 4589/BCT-L sẽ chia ra i u kiết tყ y u gi i phóng công suất khu vực này bao gồm m b o t i n ng dây 220 kV m ch 2 Pleiku 2 – Chợ Sê – Krông Buk (bù sung thêm o n r vào TBA 220 kV Chợ Sê) và th c hiến NCS các trạm 500 kV Pleiku 2 và k Nông lên 2x900 MVA. Ngoài ra, tính toán kiểm tra cho thấy, công suất i n gió bù sung thêm s nh h ng n mang t i v hành các ng dây truy n t i liên kết các khu vực lân cận nh Z 220 kV Bình Long – Thị trấn Thành, Pleiku – SK An Khê – Thị trấn An Khê – Quy Nhơn, Pleiku 2 – An Khê – Phố An, Buôn Tua Srah – k Nông, Buôn Kuop – k Nông, và Quảng Ngãi – Dốc Số 1, đền n c n c i t o n nâng kh n ng t i t ng ng các ng dây này.

Các trạm biến áp 500kV hiện hành Pleiku, Pleiku 2 và k Nông có vai trò rất quan trọng trong việc giới thiệu công suất NLTT giai đoạn 2021-2025. Hai trạm số 1 là Pleiku 2 và k Nông đã có kế hoạch cải tạo, NCS sẽ giai đoạn 2021-2025. Các trạm будки n mang t i t ng i cao trong giai đoạn 2021-2023, giới thiệu trong năm n tiếp theo cùng với tảng trang cấp t iaphang.

iều này tạo điều kiện cho việc phát triển các nguồn NLTT quy mô vừa và nhỏ, gồm việc thanh cái 220kV và các TBA 500kV nói trên. Cụ thể giai đoạn 2021-2025, sẽ triển khai khu vực xuất hiện TBA 500 kV Krông Buk và đường dây 500 kV TBK – Krông Buk – Tây Ninh trong khung thời gian 2021-2025, nhằm cung cấp công suất các nguồn điện Tây Nguyên. Các công trình này là tiền đề để phát triển điện gió Tây Nguyên, đóng vai trò quan trọng về việc giới thiệu công nghệ mới và hành trình 10 năm triển khai khu vực. Do đó, cần đảm bảo tiến độ hành trình TBA 500 kV Krông Buk và các đường dây 500 kV liên quan trong giai đoạn này. TBA 500 kV Krông Buk sẽ góp phần giảm thiểu tải 220 kV lân cận và giới thiệu công suất nguồn điện gió. Ngoài các nguồn điện gió, cần phê duyệt bao sung quy hoạch, để có nhà máy điện gió sang xuất vào thanh cái 220 kV của trạm này.

giới thiệu công suất các nguồn điện gió khu vực, kiến nghị sử dụng MBA 900 MVA cho trạm biến áp 500 kV Krông Buk, với quy mô thiết kế 3x900 MVA, 1 pha tại trạm 2 MBA 900 MVA.

Ngoài các dự án điện gió, cần phê duyệt BSQH theo văn bản 795/TTg-CN và phê duyệt phương án đầu tư theo văn bản 911/TTg-CN, còn nếu có án điện gió đang có BCT xem xét trình BSQH. Các nhà máy này cần có gom về các TBA 500 kV gom công suất NLTT như Ea Nam, Pleiku 3..., hòn chung vào 1 trại triết lý hiện hữu, gây ảnh hưởng đến hành trình.

TBA 500 kV Pleiku 3 nằm gần TBA 500 kV Pleiku 2 về phía đông, sẽ là trung tâm gom điện gió khu vực phía Bắc tỉnh Gia Lai. Ngoài Gia Phố - Khoa Ánh, cần phê duyệt theo văn bản 795/TTg-CN, nhu cầu nhà máy điện gió với công suất khoảng 600 MW sang xuất gom về thanh cái 220 kV của trạm này.

TBA 500 kV Ea Nam nằm tại huyện Ea Nam, tỉnh Kon Tum là trung tâm gom các nguồn điện gió phía Bắc tỉnh Kon Tum. Ngoài Gia Nam Ánh, cần phê duyệt theo văn bản 795/TTg-CN, nhu cầu nhà máy điện gió với công suất khoảng 800 MW để kết nối gom về phía TC 220 kV của trạm này.

Khu vực huyện Chư Prông, tỉnh Gia Lai có các NM Gia Nhơn Hòa 1 (50 MW), Nhơn Hòa 2 (50 MW), Nhơn Hòa 3 (50 MW), Nhơn Hòa 4 (50 MW). Các nhà máy Gia Nhơn Hòa 1 và Gia Nhơn Hòa 2 sẽ có bao sung quy hoạch theo văn bản 795/TTg-CN. Giới thiệu công suất các nhà máy này, cần xây dựng TBA 500 kV Nhơn Hòa, xuất chuyền tiếp trên đường dây 500 kV Pleiku – Kon Nông. Sau khi TBA 500 kV Nhơn Hòa vào vận hành, NM Gia Nhơn Hòa 1,2 sẽ xuất chuyền phái ngắn vào TBA 500 kV Nhơn Hòa và trại 1 i hiến trang cho 02 mảnh đường dây 220 kV Krông Buk - Trại 500 kV Pleiku 2. TBA 500 kV Nhơn Hòa sẽ giúp giảm tải cho trại 1 i trại 220 kV khu vực, đồng thời tạo điều kiện cho việc gom các nhà máy NLTT khu vực lân cận và TC

220 kV cảng biển này trong tương lai.

Tổng công suất các dự án gió và điện mặt trời xuất sang vào TBA 500kV Nhơn Hòa lên tới 2600MW, trong khi không có trung tâm điện TBA 500kV Nhơn Hòa chưa giờ hiện nay có xu hướng trung tâm liên minh, không phải là thành phố bù đắp và ng dây 500kV TBA 500kV Nhơn Hòa chuyển sang một trung tâm trên 01 mảng ng dây 500kV Pleiku – Kon Nông. Trong trung học phổ thông phát triển này, cần cân nhắc xây dựng thêm ng dây trung tâm TBA 500kV Nhơn Hòa.

Khu vực xã Ia Bl, huyện Chư Pah và xã Ia M'rai, huyện Chư Prông, tỉnh Gia Lai có một số dự án Nhà máy điện mặt trời có quy mô công suất trên 100 MW, lên tới khoảng gần 11000 MWp và xuất gom về TBA 500kV Ia BL công suất 2x900 MVA, điều kiện chuyển tiếp trên ng dây 500kV Pleiku 2– Krông Buk – Chư Thành.

Nhiều năm 2025, khu vực Tây Nguyên sẽ xuất hiện thêm 04 TBA 500kV chuyên gom NLTT (Ea Nam, Pleiku 3, Ia Bl và Nhơn Hòa), một trung tâm áp 500kV mới (Krông Buk), tăng năng công suất 02 TBA 500kV hiện hành lên 2x900 MVA (Pleiku 2, Kon Nông), khẩn trương giới thiệu công suất điện gió khu vực này giai đoạn 2025-2025 lên 1000 500kV.

Trung học phổ thông triết lý phát triển trung tâm gió thay vì phát triển phân tán, cần xem xét các dự án có quy mô công suất trên 100 MW có các huyện Ea H'leo, Krong Ngar, Krong Buk, Krong Pak, Cau Kui, Krong Ana, Krong Bong, Ea Kar, xã Buôn Hồ và thành phố Buôn Ma Thuột, phía Tây tỉnh Kon Tum.

- Lịch trình cho phát triển (2021-2025):**

Các trung 500kV và nhu cầu trung 220kV sẽ làm nhu cầu mở rộng công suất trung tâm NLTT và đóng vai trò chính cho phát triển. Trong giai đoạn này, cần xây dựng TBA 220kV Pleiku 2 NC, Krông Buk NC để phục vụ Gia Lai và Kon Tum.

- Giai đoạn 2026-2030:**

- Lịch trình phát triển (2026-2030):**

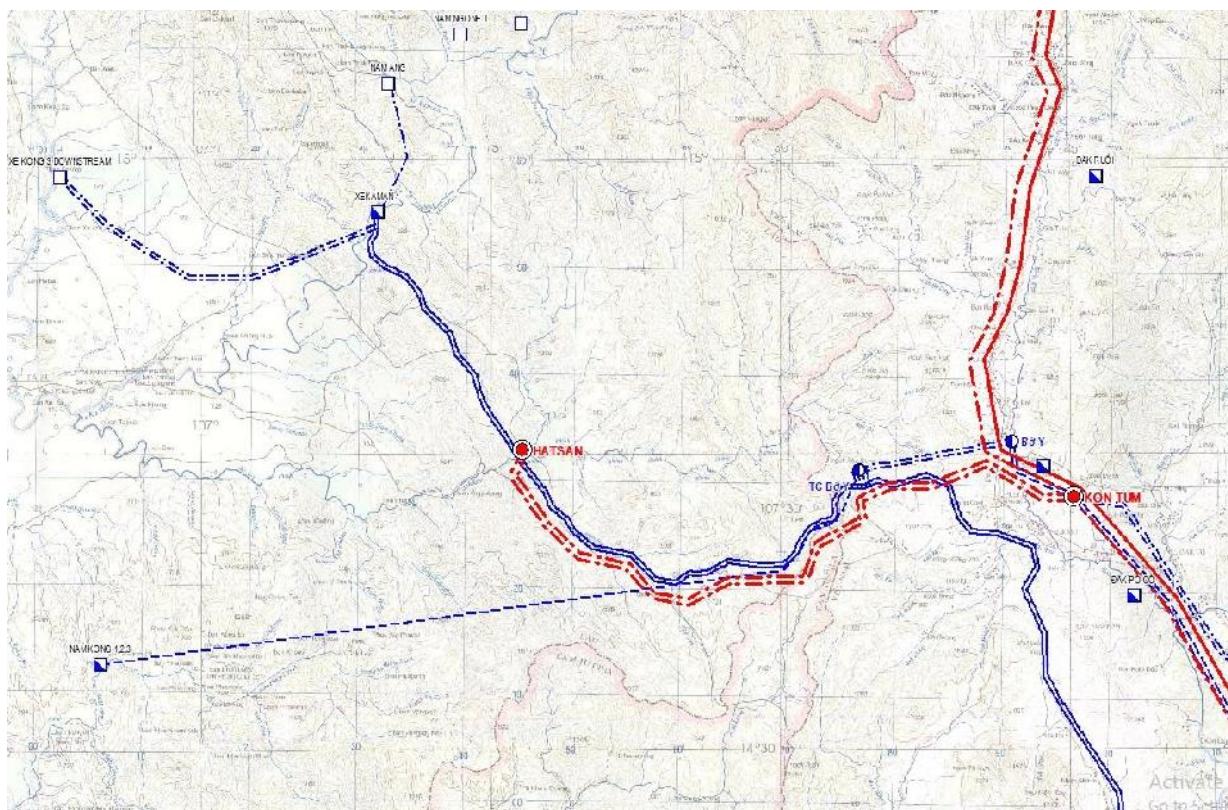
Giai đoạn 2026-2030, khu vực Tây Nguyên sẽ phát triển thêm khoảng gần 700 MW điện gió khu vực Lào, 400 MW MT và 1500 MW điện gió. Trong đó có khung năng lượng gió giới thiệu công suất khu vực, xuất cảng sang ng dây 500kV Thành Phố - Pleiku 2 thành ng dây 2 mảng, trong đó một mảng chia về TBA 500kV Pleiku, 1 mảng chia về TBA 500kV Pleiku 2.

- Những khái niệm Lào**

Giai đoạn 2026-2030, khu vực Tây Nguyên sẽ tiếp tục phát triển khu vực Lào, tăng quy mô công suất lên gần 1000 MW, trong đó có các dự án ánh sáng chú ý như T

Nam Ang (55MW), T Sekong 3A và 3B (275MW)... Trong đó, T Sekong 3A sẽ
tập trung SPP 220 kV của NMT Xekaman 1 nhà xuất trong QH VII C.T
Nam Ang cùng một số dự án khác như T Nam Ngone 1,2... sẽ cung cấp gồm với TBA 220
kV Nam Ang, và SPP 220 kV NMT Xekaman 1 bao gồm dây cáp chéo.

một số các i u ki n v n hành, tօ i u ki n t ng c ng mua i n t Lào,
c n xem xét xây dựng TBA 500 kV Hatsan truy dài công suất Lào khi tăng công
sử t mua i n vào khoảng 800 MW. TBA 500kV Hatsan sẽ là một phần của chuỗi
dự án điện mонтаж và thay thế trong khu vực, ví dụ như cảng NM MT tại
Champasak và Attapeu (khoảng 1000MW). Công suất nguồn TBA 500 kV Hatsan
sẽ cung cấp Trung cảng 500kV Kon Tum. Trung cảng 500KV Kon Tum sẽ
cung cấp cho tuyến 02 mạch cáp điện Pleiku – Thành phố Pleiku 2 – Thành phố Kon Tum.



Hình 10.59: Phân tích năng lượng khu vực Lào

❖ Giới thiệu công suất gió

Tỉnh Kon Tum, tiềm năng gió trung tâm các huyện miền núi phía Tây như Kon Plong, Kon R'ay, Tu M'Rông. Tuy nhiên, lưới truyền tải và phân phối khu vực này chưa phát triển, gây khó khăn cho việc giới thiệu công suất các nguồn gió. Trong khi đó, hiện có một đường dây Kon Tum – Quang Ngãi nhánh Kon Plong bốn chiều bắc khẩn cấp có công suất dây này (dây số ACSR330). Do vậy, cần xem xét xây dựng TBA 500kV Kon R'ay (quy mô 3x900MVA, công suất cơ 1 máy 900MVA giai đoạn 2026-2030) làm nhiệm vụ gom điện gió khu vực này. TBA 500kV Kon R'ay sẽ chuyển tiếp trên 02 mạch đường dây 500kV Điện Biên – Pleiku 2.

Tỉnh Gia Lai, công suất điện gió tăng thêm bằng cách gom về các trạm 500 kV gom điện gió bao gồm TBA 500 kV Pleiku 3 và TBA 500 kV Nhơn Hòa, hoặc các đường dây và trạm biến áp điện gió có sẵn, tránh đưa vào lưới 220 kV, gây nhighthouse và hành cảng dây trung tần. Các đường dây 220kV trung tần có sẵn dù đã nâng khẩn cấp giai đoạn 2021-2025, chỉ có khẩn cấp thêm một thời gian, nên cung cấp điện khoảng 50MW, tùy theo tình hình phát triển phát triển và tăng. Trong hiện tại cao, phát triển thêm đường dây mạch 2 Pleiku – Phước An, có thể xem xét xây dựng thêm các trạm biến áp khác.

Ngoài ra, trong hiện tại các nguồn điện gió khu vực Mang Yang tăng trưởng cao, cần xem xét xây dựng TBA 500kV Gia Lai (Mang Yang) tại khu vực này, gom công suất nhu cầu điện gió xuất phát từ trung tâm công suất khoảng trên 800 MW.

Tỉnh kinh Lai, tăng quy mô nguồn điện gió tại khoang 1300 MW. Các nguồn điện mới, tiếp tục gom về các trạm biến áp 500 kV Krông Buk và Ea Nam. Trong đó, các đán khu vực phía Bắc có huy động Ea Nam, Ea H'leo có gom về trạm biến áp 500kV Ea Nam.

Các nhà máy điện gió tiềm năng quy mô vừa và nhỏ tại các khu vực khác xem xét đưa vào lưới trong phân phối, tin tưởng hòa lưới trung cảng cáp biển và hàng không tại khu vực, tránh gây nhighthouse và hành lâm.

Năm 2030, tổng công suất điện gió là 1.100 MW, gom về các trạm 220 kV Gia Lai TBA 220 kV Gia Lai Hòa, Gia Lai N'Drung, TBA 220 kV cung cấp cho phát triển kinh tế Nông 2, kinh tế Nông hòa cung thanh cái 220 kV cát trạm 500 kV kinh Nông. Tuy nhiên, nhu cầu sử dụng các trạm biến áp 220 kV Gia Lai Hòa, kinh Nông 2, cần nâng khẩn cấp các đường dây trung tần về TBA 500 kV kinh Nông nhánh Buôn Kuop – Gia Lai Hòa – trong phân nhôm và Buôn Kuop – Buôn Tuasrah – kinh Nông 500 kV.

❖ Giới thiệu công suất điện mặt trời

Năm 2030, tổng quy mô điện mặt trời Tây Nguyên vào khoảng 1.500 MW, trong đó gần 900 MW trung tâm kinh Lai. Các tỉnh còn lại có khoảng 150-250 MW tiềm năng.

Tỉnh Kon Tum, tiềm năng bắc xung trung tại khu vực TP Kon Tum, huyện Ia Drai và huyện Sa Thầy. Trong giai đoạn năm 2030, có xây dựng một TBA 220 kV MT Kon Tum tại khu vực huyện Sa Thầy, gom công suất MT quy mô 1 n. TBA 220 kV MT Kon Tum sẽ kết nối TBA 220 kV Kon Tum bằng đường dây 220 kV mạch kép, khoảng cách giáp phỏng hợp khoảng 500 MW tiềm năng MT khu vực này năm 2045. Ngoài ra, một số dự án MT tại Kon Tum sẽ xuất gom công suất TBA 500 kV Pleiku bằng các đường dây hiện hành. Công suất các nguồn NLTT tại Kon Tum sẽ tăng từ 1000 MW lên 3x600MVA.

Tỉnh Gia Lai, tiềm năng phát triển MT trung tại các huyện phía Nam như Chư Puh, Krông Pa, Ia Grai, Yaunpa, Krông Chro. Các nhà máy MT phía Đông Nam có thể gom về TBA 220 kV Krông Pa. Đến năm 2045, TBA 220 kV Krông Pa có thể tăng thêm 300 MW công suất MT về TBA 220 kV Chư Sê qua đường dây 220 kV mạch kép. Quy mô và tiến độ hành chính TBA 220 kV Krông Pa sẽ thu hút vào tiến trình khai thác các nguồn MT. Các nhà máy MT huyện Chư Puh, Chư Prong phía Tây Nam tỉnh Gia Lai sẽ xuất về TBA 500 kV Nha Trang, tránh nhau ngay nhau hành lối đi và truy cập vào cho phát triển.

Tỉnh kinh Lai, tiềm năng phát triển MT trung tại huyện Ea Súp, các huyện còn lại có khoảng 1-2 dự án xuất từ mảng rìa, xuất vào lối đi phân tách huy Krông Pakerubang có công suất 110kV sau từ 220kV Krong Buk.

Năm 2045, trung phát triển các nguồn MT khu vực huyện Ea Súp, một phần trong đó xuất về TC 110 kV cảng biển áp 500/110 kV MT Ea Súp. Nếu nhà máy đang xuất gom về TBA 500kV Ea Sup theo phán án này, với công suất khoang 1700 MWp.

Ngoài ra, khu vực còn một số dự án tiềm năng trung ương quy mô 1 n và có công suất khoang 4000 MWp đang xuất phát triển và đã kiến tạo một số đường các trung gom riêng. Có thể thấy, khoảng cách phát triển nguồn MT tại huyện Ea Súp rất lớn, chung riêng các nguồn tiềm năng quy mô 1 n sẽ lên tăng 4000MW. Do đó, cần cân nhắc phân chia trung trong giai đoạn 2026-2045, để thuận tiện cho việc quản lý chung hệ thống truy cập.

Sau khi TBA 500kV Krong Buk và công trình cát o nâng khung tại các Z 220KV Buôn Kuop – Buôn Tua Srah – xã Nông, Buôn Kuop – xã Phan Nhóm vào vận hành, các đường truy cập TBA 500kV Krong Buk có khoảng cách giáp thêm công suất nguồn NLTT. Do đó, có thể cân nhắc các dự án NLTT và trung công suất khoang 200 MWp xuất về một vào các đường dây này. Ngoài ra, sau khi mạch 2 đường dây Nha Trang – Krong Buk và TBA 220kV Ea Kar vào vận hành (2026-2030), có thể cân nhắc các nguồn NLMT xuất về TBA 220kV Ea Kar.

Lịch trình cho phát triển (2026-2030):

Các trạm 500 kV và nhánh trạm 220 kV sẽ làm nhiệm vụ giới phỏng công suất nguồn NLTT và đóng vai trò chủ yếu cho phát triển. Trong giai đoạn này, có n xây dựng TBA 220 kV EA Kar, NCS TBA 220 kV B'Y, Krông Ana m bờ cát. Xây dựng mảng TBA xã Nông 2, xã Song tinh xã Nông và giới phỏng NLTT và cắp pin phát triển.

c. Giai đoạn 2031-2035:

• Lịch trình nguồn năng lượng (2031-2035):

Trong giai đoạn này, khu vực Tây Nguyên sẽ phát triển thêm khoảng 1800 MW gió và 500 MW nén mìn tái tạo. Sau đây là những giới hạn công suất cho các loại hình nguồn năng lượng.

❖ Giới hạn công suất trong gió

Tỉnh Kon Tum: Tùy theo tình hình phát triển nguồn năng lượng khu vực Kon R'gy, xem xét lắp đặt máy 2 TBA 500kV Kon R'gy.

Tỉnh Gia Lai: Vị trí 03 TBA 500 kV gồm wind và 02 TBA 500 kV Pleiku và Pleiku 2 khẩn cấp giới hạn công suất trong gió.

Tỉnh kinh Lào: Do Gia Nam vẫn chưa hoàn thành trên 01 mạch dây 500kV Pleiku - Krong Buk nên không giới hạn công suất này có giới hạn. Trong thời gian các nguồn năng lượng phía Bắc có thể tăng lên, cần xem xét nén mìn tái tạo áp dụng 500KV để giảm, góp phần giới hạn công suất các nguồn năng lượng phát triển tiếp theo Ea H'leo và lân cận. Do đó, nghiên cứu mảng TBA 500 kV Gia Lai tại khu vực huy động EaHleo. Trong này vẫn có TBA 500kV Krong Buk bằng dây 500kV mạch kép.

Tỉnh kinh Nông: Gia tăng khoảng 170 MW gió, tiếp tục gom về các TBA 220 kV hiện hữu và gom về TBA 500 kV xã Nông. TBA 500 kV xã Nông không giới hạn công suất các nguồn năng lượng khu vực.

❖ Giới hạn công suất nén mìn tái tạo

Tỉnh Kon Tum: Trong thời gian TBA 500KV Hatsan chưa hoàn thành, không triển khai, có xem xét lắp máy 900MVA tại TBA 500kV Kon Tum để gom công suất nguồn năng lượng ở xã Nhập Khẩu Lào và xã Nhập Khu vực, giới hạn cho các dây 220kV và TBA 500kV Pleiku. Công suất MT sẽ được truyền tải về TBA 500 kV Pleiku và TBA 500 kV Kon Tum. Cần lưu ý do nhu cầu truyền tải công suất thấp ở xã Nhập Khu vực và nén mìn tái tạo TBA 500kV Kon Tum nên dây Kon Tum - B'Y (giai đoạn 2021-2025) có xem xét sử dụng dây phân pha tiết định.

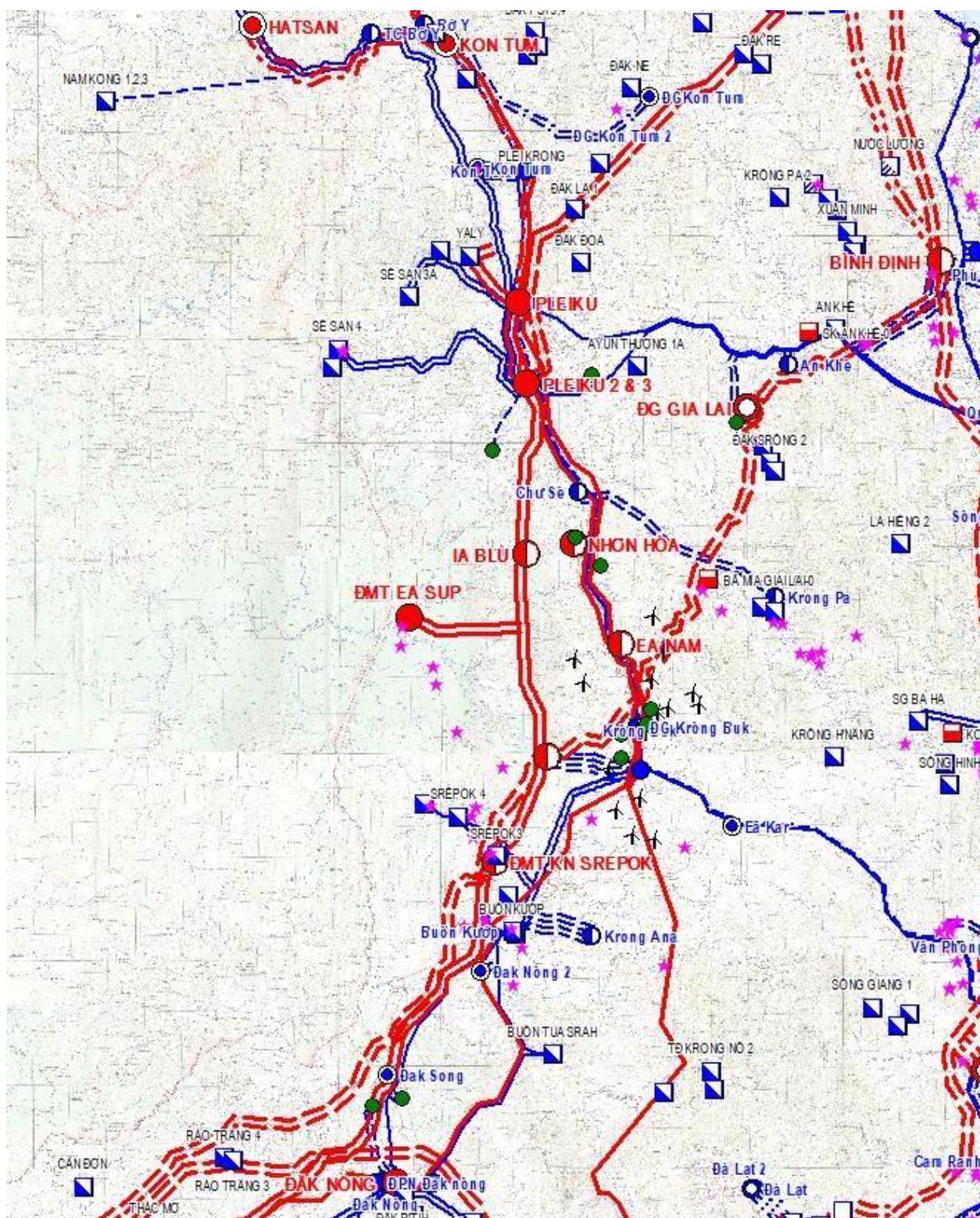
Tỉnh Gia Lai: Tiếp tục gom công suất MT nhằm đảm bảo khả năng truyền tải.

Tỉnh Lai Châu: Tăng cường phát triển MT, xây dựng huyến Ea Súp và trung bộ n áp 500 kV MT Ea Súp nhằm hoàn thành bàypo phán triển.

Tỉnh Kon Nông: Xây dựng một TBA 220 kV MT Kon Nông 2, gom công suất MT tưới huyến Gia Nghĩa. Hai trung gom 220 kV và TBA 500 kV Kon Nông khai thác giáp phóng công suất các nguồn điện mặt trời.

- **Lịch trình cho phát triển (2031-2035):**

Trong giai đoạn 2031-2035, TBA 220 kV Kon Tum cung cấp NCS lên 125+250 MVA, EA Kar lên 2x250 MVA, mbo cung cấp.



Hình 10.60: Bản đồ quy hoạch khu vực Tây Nguyên năm 2035

d. Giai đoạn 2036-2045:

• **L匡 g i t a n g u n i n (2036-2045):**

Tỉnh Kon Tum: Nguồn điện gió phía Tây tỉnh Kon Tum sẽ cung cấp cho TBA

500kV Kon R'gy. Quy mô công suất của trạm này sẽ phát triển thêm theo tình trạng phát triển các nguồn điện gió.

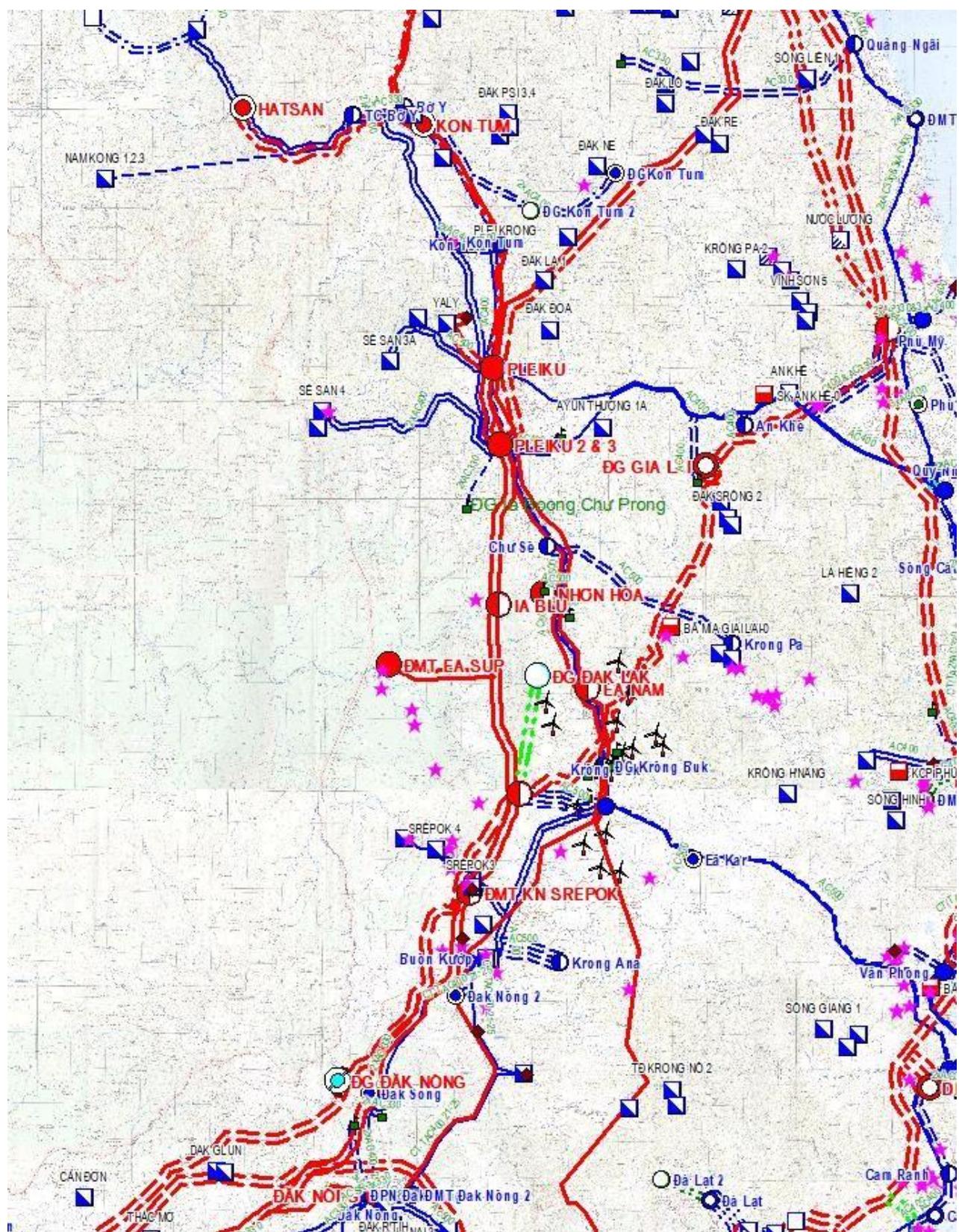
Tỉnh Gia Lai: Các trạm 500 kV Pleiku, Pleiku 2 và các trạm gom điện gió Nhơn Hòa, Pleiku 3 và Gia Lai khai thác ngay gom 5600 MW công suất điện gió tại Gia Lai năm 2045. MT tiếp tục phát triển nhằm tăng cường bùn trắc

Tỉnh Kon Lăk: Các TBA 500 kV Gia Lăk, EA Nam, Krông Buk và MTEa Súp khai thác từ công suất G và MT cát nh.

Tỉnh Đắk Nông: Xây dựng một TBA 500 kV Gia Lăk Nông, gom công suất điện gió phía Tây thành, chuyển tiếp trên 01 mạch 500 kV Krông Buk – Tây Ninh.

• Lời kết cho thời kỳ (2036-2045):

Trong giai đoạn 2036-2045, cần NCS các trạm Kon Tum, Bảo Y, Pleiku 2, Pleiku 2NC, Krông Ana, Krông Buk NC, Ea Kar, Gia Lăk Nông, Gia Lăk Nông 2 để mở rộng cho phát triển.

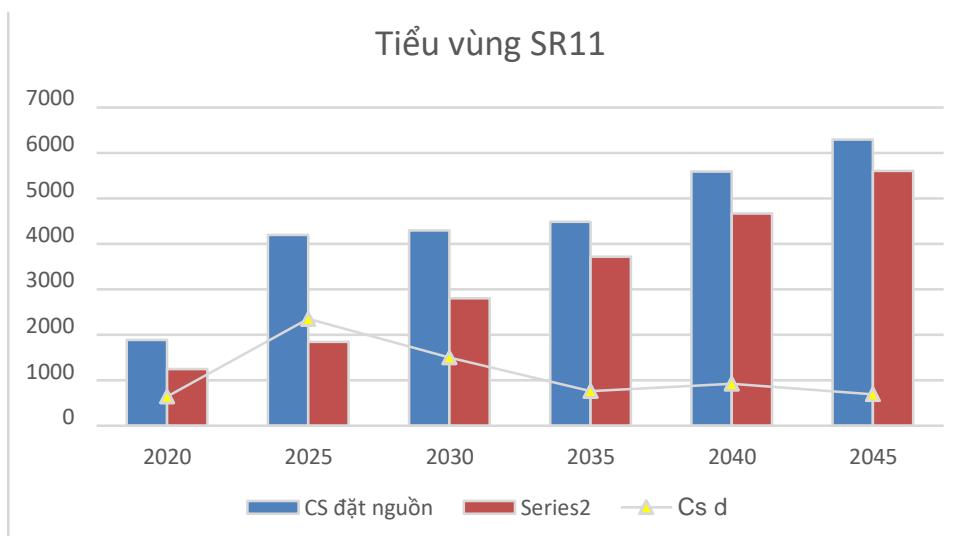


Hình 10.61: Bảng lưu trữ truy cập khu vực Tây Nguyên năm 2045

10.4.8. Nam Trung Bộ 1

Nam Trung Bộ 1 bao gồm các tỉnh phía Bắc của Nam Trung Bộ là Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa. Trong giai đoạn quy hoạch, phát triển khu vực này tiếp tục tăng trưởng mạnh, với hai trung tâm phát triển là Bình Định và Khánh Hòa. Tăng nhu cầu phát triển Nam Trung Bộ 1 trong thời gian 2020-2030 lên 2800 MW năm 2030, 3700 MW năm 2035 và 5600 MW năm 2045. Nhìn vào, trong giai đoạn 2020-2045, phát triển khu vực sẽ tăng thêm khoảng 4400 MW, tăng trưởng hằng năm.

Dù phát triển tăng trưởng cao, nhưng trong giai đoạn quy hoạch khu vực Nam Trung Bộ 1 vẫn là khu vực có thể a công suất, do số giờ tắt của các nguồn điện khu vực này. đáng chú ý có số xu thi n c a N Văn Phong 1 (1200 MW), và khoảng 2000 MW các nguồn NLTT (năng gió và MT) trong khu vực. Giai đoạn 2036-2045, điều kiện xu hướng tăng khoảng 1200 MW năng gió ngoài khơi. Cân bằng công suất nguồn tại cho khu vực này như sau:



Hình 10.62: Cân bằng công suất nguồn - thời gian khu vực Nam Trung Bộ 2 giai đoạn 2045

Vì có một số nguồn tái tạo trên, linh kinh 500-220 kV khu vực ngoài viễn cảnh biến đổi khí hậu và biến đổi khí hậu, mảng giặt nguồn có thể theo thời gian giai đoạn có thể như sau.

*) Giai đoạn 2025:

• **Lưới điện tưới nước (2021-2025):**

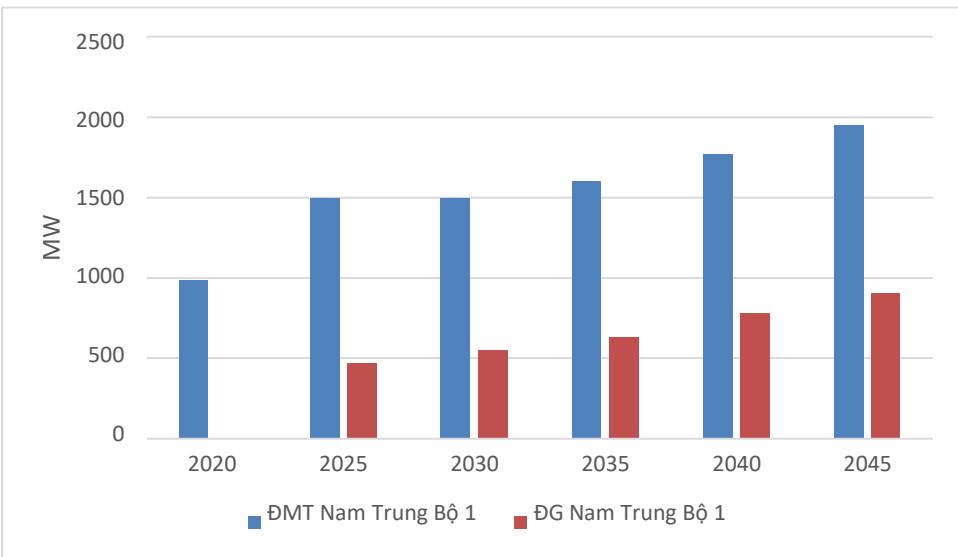
Ngoài khai thác i n i vùng v i Nam Trung Bộ 2 (Lâm Ngan, Ninh Thuận và Bình Thuận), tiểu vùng Nam Trung Bộ 1 còn là cảng biển liên kết Nam Trung Bộ với Tây Nguyên và Trung Trung Bộ. Hiện nay, khu vực này có kết nối với i n Trung Trung Bộ qua 03 mạch dây 220 kV và 1 i n Trung Trung Bộ qua 02 mạch dây 220 kV.

Theo kế hoạch chung trình nguồn trong chương 9, trong giai đoạn quy hoạch, khu vực cách xa trung tâm 01 nguồn nhiệt là NMN Vân Phong 1, đã kết nối vào năm 2023. NMN nói trên sẽ cung cấp trên đường dây 500 kV Vân Phong – Vịnh Tân, đã kết nối hoàn thành trước T10/2022. NMN Vân Phong có thể cung cấp điện cho phát triển phụng qua TBA 500 kV Vân Phong và đường dây 220 kV unter chuyển tiếp trên 02 m怅 đường dây 220 kV Tuy Hòa – Vân Phong. m bao giờ i phỏng công suất NMN Vân Phong, thi truy cập tinh thần công suất phía các nguồn NLTT Nam Trung Bộ 2 vào cao điểm trung kinh tháp nâng KNT đường dây 220 kV Tuy Hòa – Vân Phong – Nha Trang và xây dựng mới đường dây 220 kV m怅 kép N – Vân Phong – Vân Phong.



Hình 10.63 Projekt unter N – Vân Phong

Khu vực Nam Trung Bộ 1 cũng là khu vực có tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo. Trong giai đoạn 2018-2020, trên bản đồ Nam Trung Bộ 1, có gần 1000 MW các nguồn NLTT ẩn ở trong vành đai khoáng 1400 MW các nguồn NLTT khác ẩn c phép duy trì sung quy hoạch. Theo tính toán tại thời điểm chương 9, khu vực này sẽ tiếp tục phát triển các nguồn NLTT, với tổng quy mô công suất gần 2000 MW năm 2025, khoảng 2200 MW năm 2035 và 2900 MW năm 2045.



Hình 10.64: Dự kiến phát triển nguồn năng lượng NLTT Nam Trung Bộ 1

một số giải pháp công suất các nguồn NLTT nói trên, Thủ tướng chính phủ ban hành nhiều quyết định liên quan đến việc bổ sung quy hoạch các công trình lưới điện trung tám nhằm mục đích phát triển các nguồn khu vực này, bao gồm:

- Văn bản số 1891/Ttg-CN ngày 27/12/2018 của Thủ tướng Chính phủ về việc bổ sung vào QH VII C danh mục điện trung tám nhằm các dự án nhằm triệt thoái xuất tài sản bùn 7854/BCT-L ngày 27/11/2018 của Bộ Công Thương;
- Văn bản số 441/Ttg-CN ngày 16/04/2020 của Thủ tướng Chính phủ về việc bổ sung QH VII C danh mục điện trung tám 220 kV, 500 kV.
- Văn bản số 911/Ttg-CN ngày 15/07/2020 của Thủ tướng Chính phủ về việc cung cấp nhu cầu bổ sung quy hoạch danh mục điện trung tám nhằm các dự án gió.

Theo đó, các công trình TBA và đường dây trung tám xây mới và cải tạo phục vụ trung tám công suất các nguồn NLTT bao gồm:

Bảng 10.6: Công trình TBA và Z 500-220 kV xây mới và cải tạo phục vụ gián tiếp nguồn năng lượng NLTT khu vực Nam Trung Bộ 1 (đã bổ sung QH VII C)

STT	Công trình	Tension (kV)	Quy mô			Tiempo	Tài liệu
A	TBA 500-220 kV		Máy	x	MVA		
1	Cam Ranh	220	2	x	250	2020	VB 1891
2	NCS Tháp Chàm	220	2	x	250	2021-2025	VB 1891
3	Sông Cửu	220	2	x	250	2021-2025	VB 441
B	Z 500-220 kV		Mạch	x	km		
1	Đường dây TBA 220 kV Sông Cửu	500	4	x	5	2021-2025	VB 441

án định hành mô phỏng trào lưu công suất LTT năm 2025 trên các gi thiết sau:

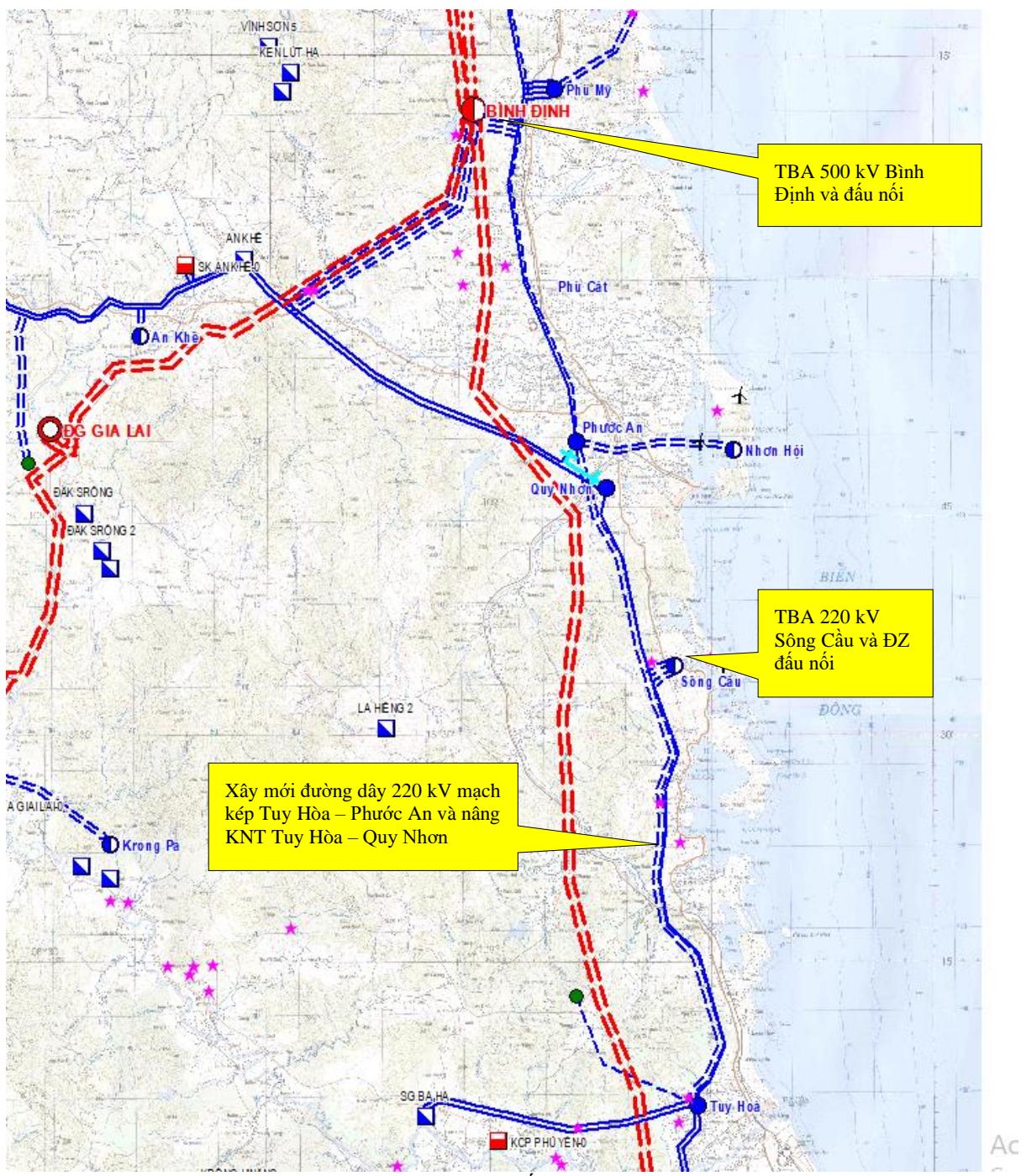
- Chương trình phát triển nguồn điện theo kế hoạch tính toán tiếp theo (chỉ định Chương 9).
- Các mô phỏng nguồn MT phát max là phút 12:00 buổi chiều và cao nhất ngày (14:00 chiều); chiều cao mức tối (19:00 tối) MT không phát.
- Hỗ trợ lối truy cập: cung cấp thông tin về khả năng cung cấp cho giai đoạn 2025, nhằm tìm ra mức áp dụng, hoặc mức chất lượng và các phương tiện trang, làm cách nào để các khu vực có nhu cầu phát triển LTT.

Kết quả mô phỏng trào lưu công suất thời điểm truy cập khu vực Nam Trung Bộ năm 2025 cho thấy trong thời điểm truy cập, khi các nguồn NLTT khu vực phát cao, công suất truy cập theo chỉ định Nam Trung Bộ 2 ra Nam Trung Bộ 1 gây ý nghĩa, quá tải tuy nhiên dây 220 kV chính Nha Trang – Tuy Hòa – Quy Nhơn – Phan Rang, c biệt là tuy nhiên dây 220 kV Tuy Hòa – Quy Nhơn hiện nay chỉ là dây mảnh, tiết diện ACSR330 mm². Ngoài ra, một phần công suất đường dây qua khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nguyên trong thời điểm truy cập mùa mưa, MT phát cao sẽ cản trở truy cập ra hướng Bắc, tảng gánh nặng cho dây 220 kV Quy Nhơn – Quang Ngãi – Đức Sài. Cần lưu ý là công trình M2 đường dây nói trên đã có trong danh mục của QH VII C, tuy nhiên ngay khi đóng điện vào dây này (mảnh kép ACSR400 mm²) thì vẫn có khả năng quá tải trong các trường hợp phân hành cản.

Đo đó, tăng cường tin cậy và giảm thiểu rủi ro cho công suất NLTT khu vực, cần bổ sung một số công trình đường dây truy cập mới, bao gồm:

- Thay dây siêu nhì Z 220 kV Tuy Hòa – Quy Nhơn;
- Xây dựng một đường dây 220 kV Tuy Hòa – Phan Rang, có khả năng quy hoạch lên thành đường dây 220 kV mảnh kép;
- Đầu tư TBA 500 kV Bình Định và đường dây 110 kV lên giai đoạn 2021-2025. Giảm rủi ro cho công suất các nguồn NLTT, TBA 500 kV Bình Định có thể chuyển tiếp trên 02 mảnh cáp đường dây 500 kV TBK - Krông Buk thay vì chuyển tiếp trên 01 mảnh cáp xuất trong QH VII C. Phía 220 kV của TBA ngoài công trình đường dây 220 kV chuyển tiếp 02 mảnh Phan Rang – Phù Mỹ còn có khả năng chuyển tiếp trên 02 mảnh đường dây 220 kV Phan Rang – Pleiku 2 và Quy Nhơn – Pleiku.
- Treo dây mảnh 2 và phân pha đường dây 220 kV Quang Ngãi – Phan Rang theo đúng thời tiết khắc thuỷ của đường dây này (dây 2xAC330 và 3xAC400).
- Đầu tư Z 500 kV Võ Văn Phong – Bình Định. Do đây là trung tâm chính giáp với các công suất và cung cấp cho phần khu vực Nam Trung Bộ 1, xuất đường dây đến một số tỉnh (4xACSR600, 4xACSR800...) mảnh bão hành trong tương lai.

03 m chống dây 220 kV và 02 m chống dây 500 kV nói trên đóng vai trò quan trọng 2021-2025, giúp tăng khả năng giảm thiểu các nguy cơ NLTT khu vực Nam Trung Bộ 1, đồng thời có thể phát triển thêm các dự án NLTT trong tương lai. Trong đó, trục chính 220 kV Tuy Hòa – Phước An sẽ giúp giới phỏng công suất NLTT tại Phú Yên, trong đó ưu tiên các dự án NLTT của miền trung phân phối cho các TBA 220kV sẵn có.



Hình 10.65: Giải tỏa công suất NLTT Nam Trung Bộ 1

- Lưới cấp điện cho phụ tải (2021-2025):**

Phụ tải Nam Trung Bộ 2 tập trung ở các đô thị và khu công nghiệp ven biển, với hai trung tâm phụ tải là Bình Định và Khánh Hòa. Do đặc điểm là nhiều nguồn NLTT, nên các trạm 220 kV trong khu vực vừa làm nhiệm vụ giải phóng công suất nguồn vừa đóng vai trò cấp điện cho phụ tải, ví dụ như Sông Cầu, Phù Mỹ, Vân Phong, Cam Ranh, Nhơn Hội...

- *) Giai đoạn 2026-2030:**

- Lưới giải tỏa nguồn điện (2026-2030):**

Kết hợp nhu cầu phát triển thêm nhiệt điện khu vực Nam Trung Bộ 1. Tuy nhiên, khu vực có cảng sâu Vân Phong có tiềm năng phát triển NMN LNG Vân Phong 2 (1200MW). Trong thời gian này vào vận hành, cần xem xét tần số ngang hàng với NMN Vân Phong bằng cách chuyển vào TC 220 kV và 500 kV của TBA 500 kV Vân Phong. TBA 500 kV Vân Phong (2x900 MVA) sẽ đóng vai trò là trạm liên lạc, điều tiết vận hành khi các nguồn NLTT khu vực thay đổi. Trong thời gian phát triển cao nhu cầu nhiệt điện khu vực Vân Phong, cần cân nhắc phương án truy cập tần số.

Giai đoạn 2030, xuất hiện một lô nguồn NLTT tại khu vực Nam Trung Bộ, chủ yếu là nguồn gió ngoài khơi các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận.

Nó này dẫn đến nhu cầu thay đổi trong xuất nhập khẩu khu vực Nam Trung Bộ nói chung và Nam Trung Bộ 2 nói riêng.

Một số án ngữ lô hàng tái tạo tại khu vực này sẽ nghiên cứu, ẩn sau 1 iền phân phái sau trạm 220kV Phù Mỹ; tần số ngang tần số TBA MT Long Sơn giai đoạn 1 (NCS TBA 220kV MT Long Sơn); hoặc until iền phân phái sau trạm 220kV Vân Phong. Ngoài ra, một số án ngữ ký ức vào lối ẩn 220kV có sẵn như chuỗi trên ng dây 220kV Pleiku – Phan Rang – Hoà Lạc – Tuy Hòa – Phan Thiết... Trong thời gian khai thác các đường hàng lô hàng tái tạo trên, cần xem xét xây dựng TBA 500kV Tuy Hòa gom các nguồn NLTT khu vực, đồng thời tăng cường thời gian truy cập tần số.

Ngoài các án kinh trên, trên bàn khu vực còn có nhu cầu điện bổ sung, iển gió ngoài khơi quy mô 1 lần tăng 15000 MW tại các tỉnh Phú Yên và Bình Định. Các án này sẽ được xem xét, nghiên cứu và xây dựng các trạm biến áp 220kV và 500kV của khu vực (220kV Sông Ba Huyện, Tuy Hòa, TBA 500kV Bình Định) và 500kV của khu vực (220kV Sông Ba Huyện, Tuy Hòa, TBA 500kV Bình Định).

Trong thời gian 500kV Vân Phong – Bình Định sẽ có ng dây dài 40km phái 4xACSR600 thì ng dây này có khả năng tải tần số 6000MW/2m ch, trong khi còn phải giáp phỏng mảng phanh công suất khu vực Nam Trung Bộ 1 và Nam Vân Phong. Do vậy, trong thời gian phát triển cao các nguồn điện NLTT quy mô 1 lần trên (khoảng 15000MW) cần cân nhắc tần số và phanh ngán ẩn iên hòa vittc t ng trang phanh và lối iển truy cập khu vực. Khi nguồn điện NLTT đã thay đổi khu vực Nam Trung Bộ 1 và lân cận tần số 3000MW, cần xem xét các phanh ngán tần số ngang lô hàng tái tạo, ví dụ như xây dựng ng dây 500kV Bình Định – Quang Trach, hoặc xây dựng ng dây HVDC Nam Trung Bộ - Bắc Bộ.

• **Lịch trình cho phát triển (2026-2030):**

Tổng nhu cầu phát triển khu vực Nam Trung Bộ 1 dự báo tần số 2800 MW vào năm 2030. Giai đoạn 2026-2030, điều kiện nâng công suất các TBA 220kV Phù Mỹ, Phan Thiết mở rộng iền cho phát triển Bình Định khi các nguồn năng lượng phát triển. Tại các tỉnh Phú Yên, Khánh Hòa, nâng công suất các trạm Tuy Hòa, Vịnh Ninh Vân làm nhiệm vụ giáp phỏng công suất nguồn NLTT và đóng vai trò cung cấp iền cho phát triển.

*) Giải pháp 2031-2035:

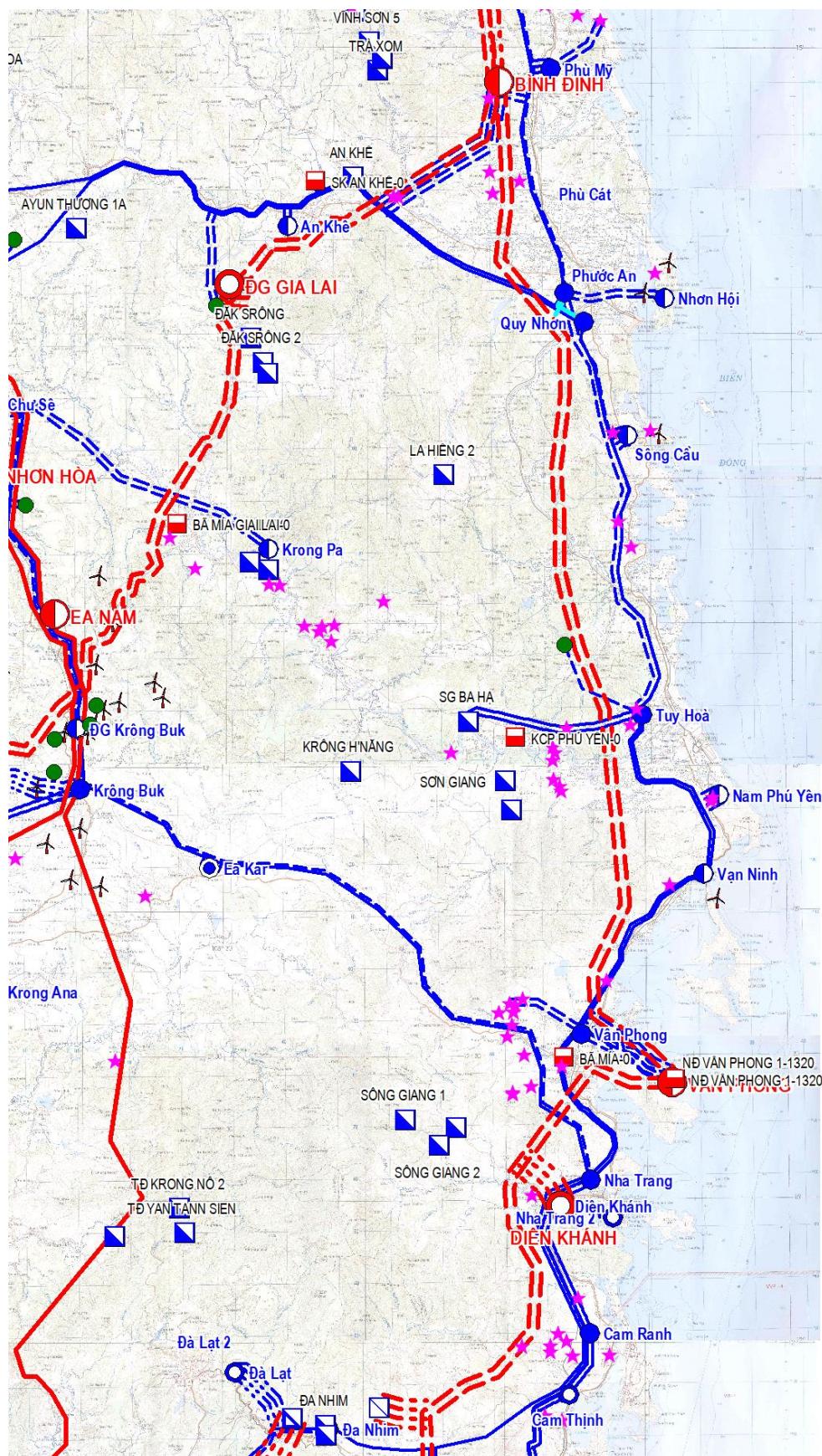
• Lắp đặt đường dây (2031-2035):

Giai đoạn 2031-2035, tăng trưởng NLTT Nam Trung Bộ 1 lần sẽ có thể phát triển trung tâm phụ tải, nên phát triển các dự án NLTT quy mô nhỏ, bùn i vào lưới điện phân phối áp dụng một phần nhu cầu phát.

• Lắp đặt cho phát triển (2031-2035):

Trong giai đoạn 2031-2035, xem xét xây dựng một TBA 500 kV Diên Khánh 900 MVA tại thành phố Diên Khánh, cung cấp điện cho trung tâm phía Nam thành phố Diên Khánh. Trong các khu vực hành mùa khô, nguồn NLTT phát triển, TBA 500 kV Vân Phong chịu trách nhiệm chính cung cấp cho thành phố Diên Khánh (1900 MW) và một phần phát triển Phú Yên (622 MW), vẫn hành nòng tơ. Do đó, cần xuất thêm từ mảng bắc áp 500 kV Diên Khánh để bù vay hành lối truyền tải khu vực.

cung cấp 220 kV, thành phố Bình Định và Phú Yên tiếp tục nâng công suất và lắp máy 2 các trạm 220 kV Phù Mỹ, Nha Trang, Nam Phú Yên và cung cấp cho phát triển gom công suất các nguồn NLTT. Tại thành phố Diên Khánh, xây dựng một các trạm biến áp 220 kV Diên Khánh, Nha Trang 2, cung cấp cho khu vực phía Nam thành phố Diên Khánh. TBA 220 kV Nha Trang 2 xuất bùn i vào TC 220 kV trạm biến áp 500 kV Diên Khánh (nâng cấp).



Hình 10.66: Sơ đồ lưới điện 500-220 kV khu vực Nam Trung Bộ 1 năm 2035

***) Định hướng giai đoạn 2036-2045:**

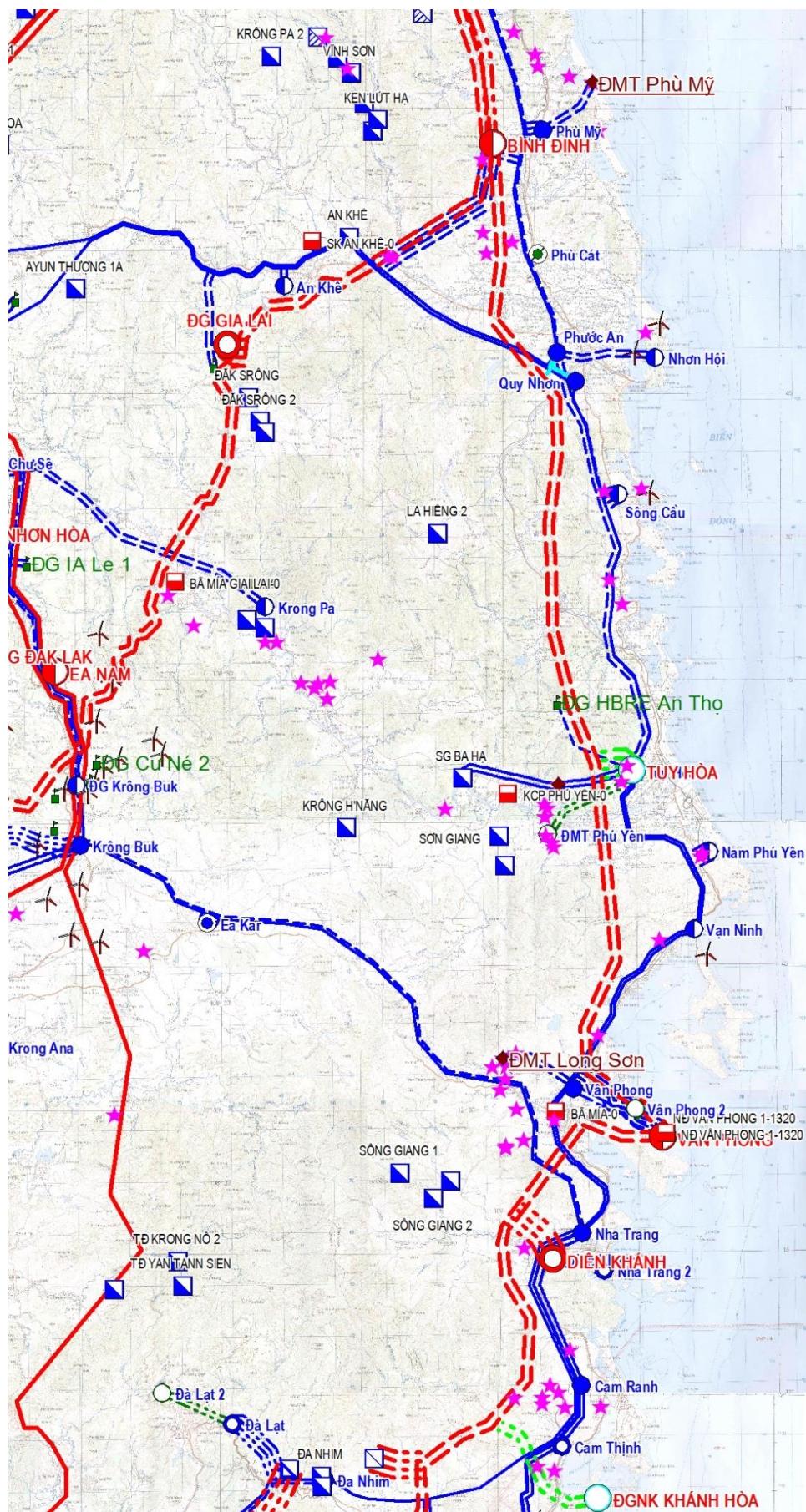
- Lưới giải tỏa nguồn điện (2036-2045):**

Theo chương trình phát triển nguồn chọn của QHĐ VIII, trong giai đoạn 2036-2045, khu vực Nam Trung Bộ 1 sẽ được bổ sung thêm khoảng 600 MW nguồn NLTT. Trong khi đó, tổng tăng trưởng phụ tải của các tỉnh giai đoạn này là 1872MW, lớn hơn rất nhiều so với tăng trưởng công suất đặt nguồn. Do vậy, lưới điện truyền tải khu vực vẫn đáp ứng nhu cầu giải tỏa công suất điện trong giai đoạn này.

• **Lưới cấp điện cho phụ tải (2036-2045):**

Theo kết quả dự báo phụ tải, tổng nhu cầu công suất khu vực Nam Trung Bộ 2 sẽ đạt khoảng 4700 MW năm 2040 và 5600 MW năm 2045. Các TBA 500 kV và 220 kV xuất hiện trong giai đoạn này có nhiệm vụ chủ yếu là cấp điện cho phụ tải. Trong đó, đáng chú ý bao gồm:

- Nâng công suất TBA 500 kV Bình Thuận lên 2x600+900 MVA;
- Xây dựng mới TBA 500 kV Tuy Hòa 2x600 MVA cấp điện cho tỉnh Phú Yên;
- Nâng công suất TBA 500 kV Diên Khánh lên 2x900 MVA cấp điện cho phụ tải Khánh Hòa
- NCS TBA 220 kV Nha Trang lên 2x375 MVA, xây dựng mới các TBA 220 kV Vân Phong 2, Cam Thịnh cấp điện cho phụ tải Nha Trang.
- NCS TBA Sông Cầu, Nam Phú Yên đảm bảo cấp điện cho phụ tải Tuy Hòa;
- Xây dựng mới TBA 220 kV Phù Cát cấp điện cho phụ tải Bình Định.



Hình 10.67: Sơ đồ lưới điện 500-220 kV khu vực Nam Trung Bộ I năm 2045

10.4.9. Nam Trung Bộ 2

10.4.9.1. Giai đoạn 2021-2025

• **Lưới giải tỏa nguồn điện (2021-2025):**

Nam Trung Bộ 2 nằm ở điểm phân giới giữa miền Trung và miền Nam. Hiện nay, khu vực được liên kết với các tỉnh Đông Nam Bộ qua 05 mạch đường dây 500 kV và 04 mạch đường dây 220 kV. Theo QHĐ VII ĐC, đến năm 2025, khu vực Nam Trung Bộ 2 sẽ tiếp tục xuất hiện các nguồn điện lớn như NĐ Vĩnh Tân 3, TBKHH Sơn Mỹ 2 với tổng công suất 4230 MW. Tuy nhiên, dự án TBKHH Sơn Mỹ 2 bị chậm tiến độ 3 năm, đóng điện sớm nhất năm 2026. Do đó, NĐ Vĩnh Tân 3 là nguồn nhiệt điện lớn duy nhất của khu vực đóng điện trong giai đoạn tới 2025.

Bên cạnh các nguồn điện truyền thống, khu vực Nam Trung Bộ 2 còn có nhiều tiềm năng phát triển các nguồn NLTT. Theo tiến độ cập nhật, đến hết năm 2020, khu vực sẽ có gần 3200 MW công suất điện gió và mặt trời. Giai đoạn tới 2025, khu vực sẽ tiếp tục phát triển các nguồn NLTT với tổng quy mô công suất sẽ đạt khoảng 5200 MW điện gió và điện mặt trời vào năm 2025.

Dự kiến từ sau năm 2020, sau khi cải thiện hệ thống điện 110 kV khu vực, điểm nghẽn mạch các nguồn NLTT sẽ chuyển dời từ lưới điện 110 kV lên lưới 220 kV. Do đó, việc đảm bảo tiến độ các công trình LTT phục vụ giải phóng công suất nguồn NLTT là hết sức quan trọng. Thủ tướng Chính phủ đã ban hành nhiều quyết định liên quan đến việc bổ sung quy hoạch các công trình lưới truyền tải để đảm bảo giải phóng công suất các nguồn NLTT khu vực này, bao gồm:

- Văn bản số 1891/TTg-CN ngày 27/12/2018 của Thủ tướng Chính phủ về việc bổ sung vào QHĐ VII ĐC danh mục lưới điện truyền tải đấu nối các dự án ĐMT theo đề xuất tại văn bản 7854/BCT-ĐL ngày 27/11/2018 của Bộ Công Thương;
- Văn bản số 1655/TTg-CN ngày 06/12/2019 của Thủ Tướng Chính Phủ về việc bổ sung quy hoạch các trạm biến áp 220 kV để giải tỏa công suất năng lượng tái tạo khu vực tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận theo đề xuất tại văn bản 8738/BCT-ĐL ngày 15/11/2018 của Bộ Công Thương;
- Văn bản số 70/TTg-CN ngày 09/01/2020 của Thủ Tướng Chính Phủ về việc phê duyệt bổ sung dự án điện mặt trời Trung Nam kết hợp đầu tư xây dựng trạm biến áp 500 kV Thuận Nam và đường dây đấu nối TBA nhằm giải tỏa công suất nhà máy điện mặt trời Trung Nam và các nhà máy điện năng lượng tái tạo trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận và khu vực, dự kiến đưa vào vận hành đồng bộ năm 2020.
- Văn bản số 441/TTg-CN ngày 16/04/2020 của Thủ tướng Chính phủ về việc bổ sung QHĐ VII ĐC danh mục lưới điện truyền tải 220-500 kV.
- Văn bản số 795/TTg ngày 25/06/2020 của Thủ tướng Chính phủ về việc bổ sung danh mục các dự án điện gió vào quy hoạch phát triển điện lực.
- Văn bản số 911/TTg-CN ngày 15/07/2020 của Thủ tướng Chính phủ về việc điều chỉnh, bổ sung quy hoạch danh mục lưới điện đấu nối các dự án điện gió.

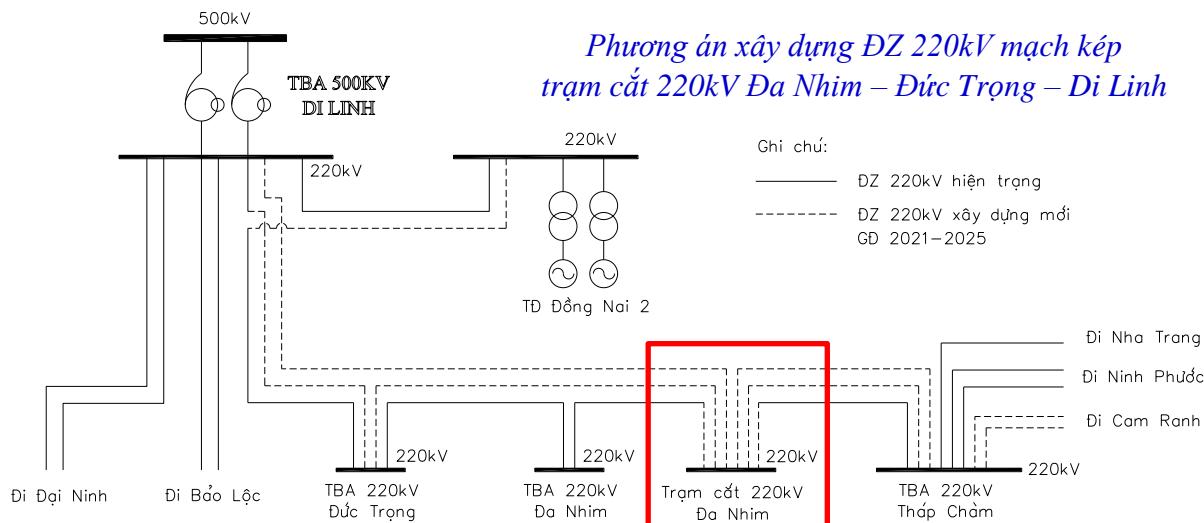
Theo đó, một số công trình TBA và ĐZ truyền tải xây mới và cải tạo phục vụ truyền tải công suất các nguồn NLTT đã được bổ sung QHĐ VII ĐC cụ thể như sau.

Bảng 10-7: Công trình TBA và ĐZ 500-220 kV xây mới và cải tạo phục vụ giải tỏa nguồn NLTT khu vực Nam Trung Bộ 2 (đã được bổ sung QHĐ VII DC)

TT	Công trình	Điện áp (kV)	Quy mô			Tiến độ dự kiến	Tài liệu
A	TBA 500-220 kV		Máy	x	MVA		
1	Thuận Nam	500	2	x	900	2020	QĐ 70/TTg-CN
2	Máy 3 Thuận Nam	500	1	x	900	2021-2025	QĐ 1891/TTg-CN
2	NCS Vĩnh Tân	500	2	x	900	Đã đóng điện T5/2020	QĐ 1891/TTg-CN
3	NCS Di Linh	500	1	x	900	Đã đóng điện T5/2020	QĐ 1891/TTg-CN
4	Ninh Phước	220	2	x	250	Đã đóng điện T6/2020	QĐ 1891/TTg-CN
5	Cam Ranh	220	2	x	250	2020	QĐ 1891/TTg-CN
6	Phan Rí	220	2	x	250	2021-2025	QĐ 1891/TTg-CN
7	Máy 2 Hàm Tân	220	1	x	250	2020	QĐ 1891/TTg-CN
8	NCS Đại Ninh	220	2	x	250	2021-2025	QĐ 1891/TTg-CN
9	NCS Đa Nhim	220	2	x	125	2021-2025	QĐ 1891/TTg-CN
10	Vĩnh Hảo	220	2	x	250	2020	QĐ 1655/TTg-CN
11	Phước Thái	220	2 x 250 + 125			2020	QĐ 1655/TTg-CN
B	ĐZ 500-220 kV		Mạch	x	km		
1	Thuận Nam - Vĩnh Tân	500	2	x	15,5	2020	QĐ 70/TTg-CN
2	Thuận Nam – Chơn Thành	500	2	x	308	2021-2025	QĐ 1891/TTg-CN
3	Đầu nối phía 220kV TBA 500kV Thuận Nam	220	4	x	25	2020	QĐ 70/TTg-CN
4	Ninh Phước – Rẽ Vĩnh Tân – Tháp Chàm	220	4	x	4,6	Đã đóng điện T6/2020	
5	Ninh Phước - Vĩnh Tân	220	2	x	35	2021-2025	QĐ 1891/TTg-CN
6	Ninh Phước - Thuận Nam	220	2	x	25	2021-2025	QĐ 1891/TTg-CN
7	CT ĐZ 220 kV Đa Nhim – Đức Trọng – Di Linh (*)	220	2	x	82	2021-2025	VB 441/TTg-CN

Ghi chú (*):

Đối với công trình cải tạo ĐZ 220 kV Đa Nhim – Đức Trọng - Di Linh, EVN để xuất xây dựng mới 01 ĐZ 220kV mạch kép Đa Nhim - Đức Trọng - Di Linh. Tuy nhiên, hiện nay sân phân phối 220 kV Đa Nhim không còn khả năng mở rộng, sân phân phối 220kV của trạm 500kV Di Linh chỉ còn 1 ngăn lô dự phòng. Để bổ sung thêm 01 ĐZ 220kV mạch kép giải tỏa công suất nguồn NLTT, để xuất xây dựng trạm cắt 220kV Đa Nhim (cách trạm 220kV Đa Nhim khoảng 5km) và đấu nối vào hệ thống như sau:



Ngoài ra, để tăng cường độ tin cậy cấp điện và giải tỏa công suất NLTT khu vực, kiến nghị bổ sung một số công trình chưa có trong QHĐ VII ĐC trong giai đoạn tới 2025 như sau:

- Nâng khả năng tải đoạn tuyến tiết diện ACSR-2x330 trên đường trục 220 kV Phan Rí – Phan Thiết lên tiết diện ACSR-3x400 (thống nhất trên toàn tuyến).
- Cải tạo nâng khả năng tải, thay dây siêu nhiệt TACSR400 cho ĐZ 220 kV Hàm Thuận – Đa My – Xuân Lộc – Long Thành.
- Bổ sung thêm mạch kép thứ 2 đấu nối TBA 220 kV Phước Tháy chuyển tiếp trên mạch còn lại của ĐZ 220 kV Tháp Chàm – Vĩnh Tân để tăng cường giải tỏa nguồn NLTT.
- Bổ sung thêm ĐZ 220 kV mạch kép Tháp Chàm – trạm cát 220kV Da Nhim. Trong đó, trạm cát 220kV Da Nhim được đề xuất xây dựng để tạo điểm đấu nối cho đường dây 220kV giải tỏa công suất nguồn điện tỉnh Ninh Thuận.
- Xây mới các TBA 220 kV Hàm Cường, Hòa Thắng, Hồng Phong để giải tỏa điện gió và ĐMT, đồng thời cấp điện cho phụ tải khu vực khi nguồn khu vực phát thấp.

Ngoài các công trình giải tỏa nguồn NLTT, Nam Trung Bộ 2 sẽ xuất hiện các tuyến 500-220 kV giải tỏa nhiệt điện và tăng cường truyền tải liên khu vực trong giai đoạn 2021-2025 bao gồm:

- ĐZ 500 kV mạch kép Vân Phong – Thuận Nam (ĐZ 500 kV Thuận Nam – Vĩnh Tân dự kiến đóng điện năm 2020).
- ĐZ 220 kV mạch kép Nha Trang – Tháp Chàm để tăng khả năng giải tỏa nguồn NLTT khu vực.

Trạm 500 kV Thuận Nam có vai trò quan trọng trong việc giải tỏa công suất các nguồn điện gió, điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận. Ngoài các nguồn điện đã được phê duyệt trong quy hoạch, trạm 500 kV Thuận Nam và lưới điện khu vực còn có khả năng giải tỏa công suất công suất thêm các dự án mới (đang được nghiên cứu đầu tư) như:

- ĐMT Thiên Tân 1.2 (100 MWp) tại Hồ Sông Biêu thuộc xã Nhị Hà - huyện Thuận Nam - tỉnh Ninh Thuận, đề xuất đấu nối về thanh cái 220 kV của trạm 500 kV Thuận Nam qua ĐZ 220 kV mạch đơn dài khoảng 8km;

- MT Thiên Tân 1.3 (50 MWp) tại Huyện Lanh Ra, xã Phù Cát Vinh - huyện Ninh Phù - tỉnh Ninh Thuận, xuấtуниverm 220 kV MT Phù Cát Thái qua Z 220 kV m cách nhau dài khoảng 10,5km;
- MT Thiên Tân 1.4 (100 MWp) tại Huyện Sông Tràu thuộc xã Phù Cát Chơn - huyện Thuận Bắc - tỉnh Ninh Thuận, xuấtuni chuyền tiếp trên 1 m cách Z 220 kV Nha Trang - Tháp Chàm (Z 220kV xây mới) qua Z 220 kV m cách nhau dài khoảng 2 km;

Vị trí Bình Thuận, mua sắm nhà máy điện gió, nhằm mục đích xuất bán cho khu vực các huyện Bình, Tuy Phong có thể gom công suất vào các trạm 220 kV Hòn Phong, Vịnh Hò, Phan Rí (để kiểm soát hành giai đoạn 2021-2025).

giới thiệu công suất cho các nguồn NLTT, EVN sẽ xuất xây dựng thêm trạm 500 kV Ninh Sơn với quy mô 1800 MVA và một số trạm 500 kV Thuận Nam, Vịnh Tân. Vị trí trạm 500 kV dồn về khu vực phía nam huyện Ninh Sơn, tỉnh Ninh Thuận. TBA 500 kV Thuận Nam dồn về cung cấp thêm MBA AT3 - 900 MVA trong giai đoạn 2021-2025, nâng quy mô trạm lên 3x900 MVA. Cục vào vị trí lý tưởng và hình 1 minh trong khu vực trong giai đoạn năm 2025, xuất phái ngán và nêu TBA 500 kV Ninh Sơn như sau:

- **Phía 500 kV:**

- уни chuyền tiếp trên 2 m cách 500 kV Vân Phong - Vịnh Tân.
- Chuyển уни Z 500kV Chơn Thành - Thuận Nam thành Z 500kV Chơn Thành - Ninh Sơn, giảm khoảng 30km so với hảng tuy ngắn dây cáp.
- Thay đổi phái ngán và nêu T TN Bác Ái chuyển tiếp trên 2 m cách 500kV Vân Phong - Vịnh Tân thành униverm 500kV Ninh Sơn qua m cách kép 500kV dài khoảng 25km.

- **Phía 220 kV:**

- уни chuyền tiếp trên 2 m cách Z 220kV Tháp Chàm - Ninh Phù.
- Chuyển уни Z 220kV Thuận Nam - Vịnh Tân thành Z 220kV Thuận Nam - Ninh Sơn, dài khoảng 35km.
- Xây dựng Z 220kV m cách kép Trạm cảng Nhím - 500kV Ninh Sơn.

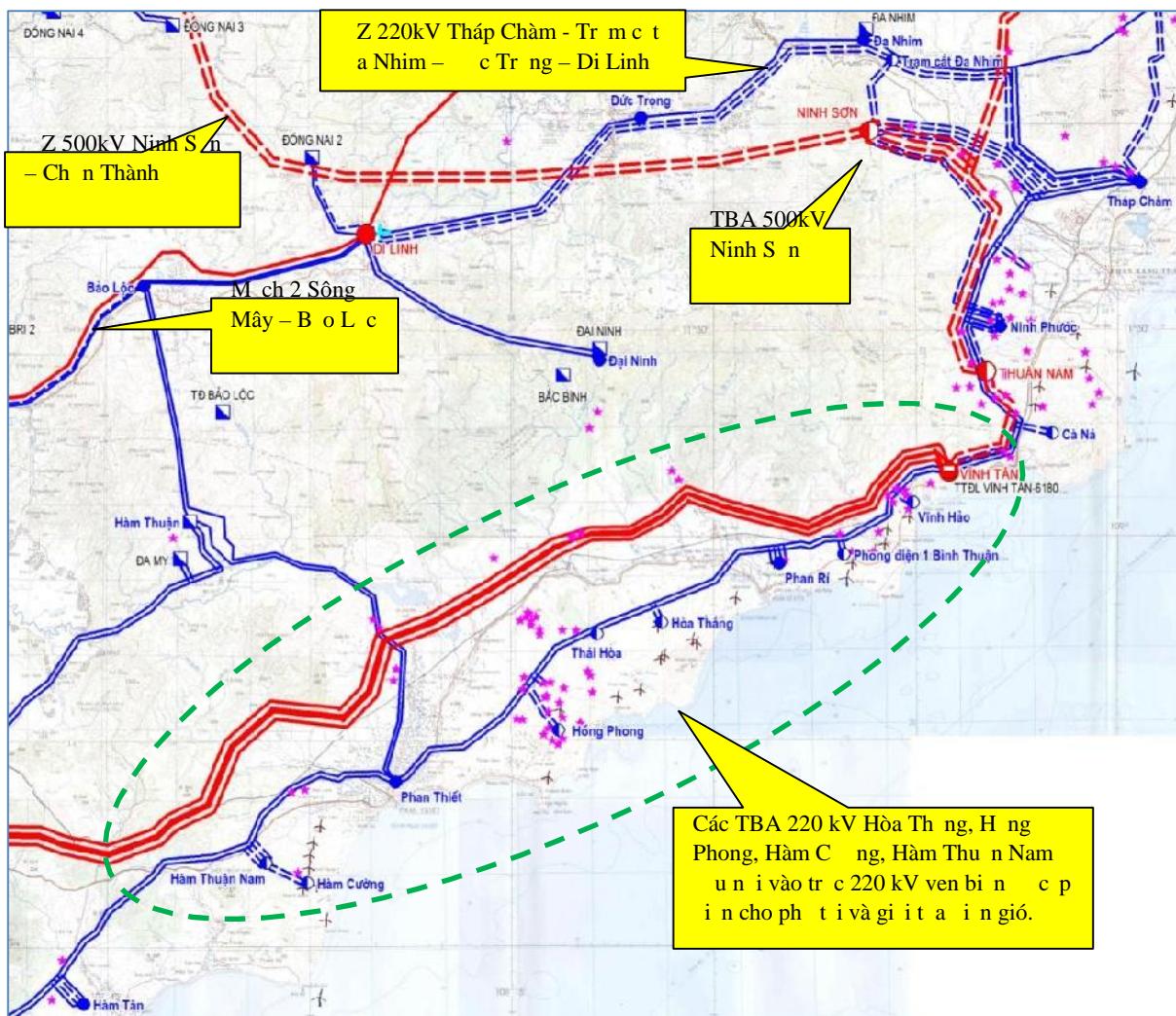
Bên cạnh các nguồn G và MT, khu vực còn đang nghiên cứu mở rộng NMT là Nhím thêm 80 MW nâng công suất nhà máy lên 320 MW, xuất уни vào thanh cáp 220 kV hình học của NMT là Nhím.

• Lưới điện quốc gia (2021-2025):

Theo phán án thi kế bối cảnh vắc xin cho phái tì trong giai đoạn 2045. Sau khi bổ sung thêm các nguồn trên 500-220 kV mới, khu vực Nam Trung Bộ 2 sẽ có một bước tiến mới về công suất và độ tin cậy. Phái tì phòng khá cao do có nhu cầu trên 220 kV và đóng vai trò giật tắt gió, nhằm trồi, và làm nhiệm vụ cấp điện cho phái tì tùy thuộc vào hành khác nhau của thời gian.

Trung tâm phái tì của khu vực Nam Trung Bộ 2 là thành Bình Thuận với 1100 MW năm 2025 và 2060 MW năm 2035, chiếm 55% phái tì khu vực. Phái tì các thành Ninh Thuận và Lâm Ngãi chiếm 20-25% nhu cầu công suất toàn khu vực. Nhu cầu trên 220 kV và làm nhiệm vụ gió i phóng công suất nguồn NLTT và đóng vai trò cấp điện cho phái tì như Ninh Phúc, Tháp Chàm, Phan Thiết, Phan Rí... Các công trình lưới truyền tải phục vụ cấp điện khu vực giai đoạn 2025 bao gồm:

- Xây mới TBA 220 kV Hàm Thuận Nam, công suất 2x250 MVA cấp điện cho phái tì thanh long phía Nam thành Bình Thuận. Trong này sẽ có xuất trong QH thành, nhưng chưa có trong QH VII C, mà có bổ sung quy hoạch theo Nghị định số 441/2020/TTg-CN ngày 16/4/2020 của Thủ tướng Chính phủ. Hiện nay, đang trong quá trình đàm phán để triển khai thép Cà Ná còn nhu cầu không.
- TBA 220 kV Cà Ná, công suất 250 MVA, cấp điện cho thép Cà Ná. Hiện nay, đang trong quá trình đàm phán để triển khai thép Cà Ná.
- Xây dựng mạch 2 220 kV Sông Mây – Bạc Liêu cung cấp tin cậy cấp điện cho phái tì khu vực.



Hình 10.68: Bản đồ lối đi 500-220 kV khu vực Nam Trung Bộ năm 2025

10.4.9.2. Giai đoạn 2026-2030

- Lưới điện mới (2026-2030):**

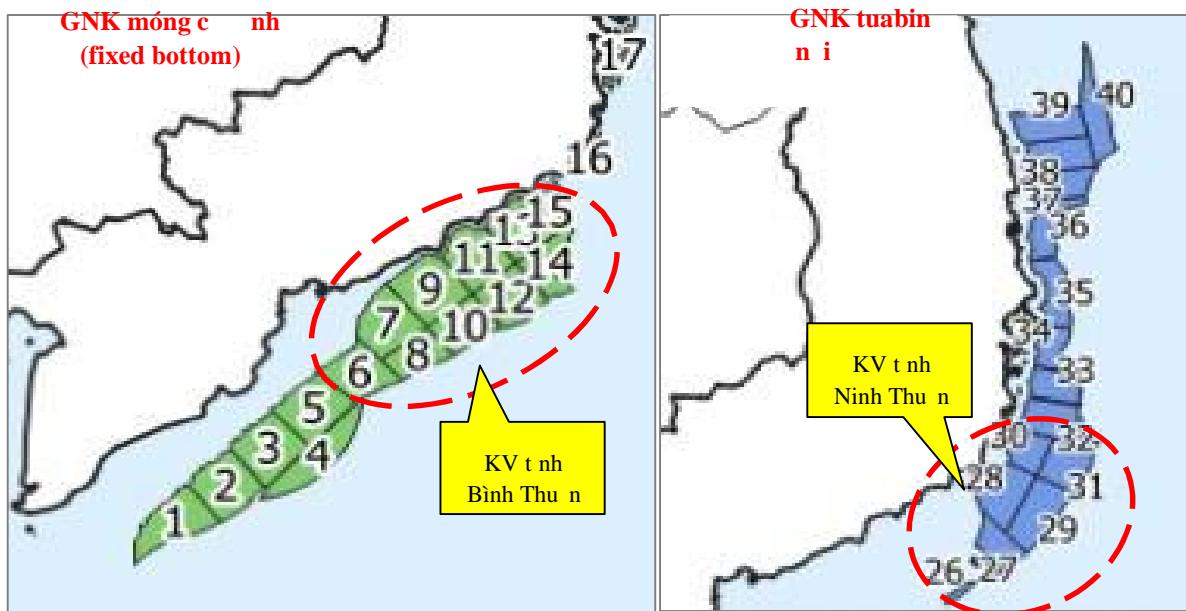
Trong chương trình phát triển nguồn năng lượng có sẵn tại các trung tâm năng lượng trong khu vực Nam Trung Bộ 2 trong giai đoạn tới 2030 và truy cập vào Nam với 11 trung tâm khoáng sản 38 TWh, tổng công suất 1100 kWh 8 GW.

Giai đoạn 2026-2030, khu vực sẽ xuất hiện NM TBK Sông M 2, TBK Cà Ná 1 và nhiều dự án gió, nhằm tối ưu hóa. Các thành sau:

Các dự án MT và G trên bờ: theo kế hoạch phân bổ nguồn năng lượng, giai đoạn tới 2030, khu vực sẽ phát triển thêm 11 trung tâm gió offshore tại Bình Thuận tính đến năm 2030 với công suất 900 MW, tập trung chủ yếu tại khu vực ven biển các huyện Tuy Phong, Bạc Bình, Hàm Thuận Nam và TX Phan Thiết. Với các trung tâm Ninh Thuận và Lâm Ngang, MT và G offshore không có thay đổi so với năm 2025.

Các dự án i n gió ngoài khơi (GNK): Giai đoạn này các trung tâm Ninh Thuận và Bình Thuận sẽ phát triển GNK với công suất quy mô khoảng 2000 MW vào năm 2030. Tham khảo báo cáo do Cơ quan Quốc gia - Bộ Công Thương và các đối tác về GNK Copenhagen (COP) năm 2019. Báo cáo đã sàng lọc và xuất

các vị trí tiềm năng phát triển GNK của Việt Nam, trong đó có vùng biển dọc các tỉnh Bình Thuận và Ninh Thuận.



Hình 10.69: Các vị trí tiềm năng phát triển GNK móng cứng (fixed bottom) và GNK tuabin nổi (floating bottom) dọc bờ biển Nam (Nguồn: Report "Vietnam offshore wind" of MOIT/EREA with Copenhagen Offshore Partners – 2019)

Hiện nay, một số dự án điện gió ngoài khơi tiềm năng tại khu vực Ninh Thuận – Bình Thuận đang có các tiến độ như sau:

- GNK Phan Rang – 502 MW tại vùng biển ngoài khơi xã Phan Rang - Huyện Thuận Nam - tỉnh Ninh Thuận, cách TP Phan Rang – Tháp Chàm về phía Nam khoảng 20km.
- GNK La Gàn với công suất 3500 MW tại khu vực xã La Gàn, tỉnh Bình Thuận, cách bờ biển khoảng 10 km.
- GNK Thanh Long tại xã Kê Gà – Bình Thuận, công suất 3400 MW.
- Cảm biến GNK AMI AC Bình Thuận tại vùng biển ngoài khơi Ninh Thuận và xã Lagi, tỉnh Bình Thuận với công suất 1800 MW, chia làm 3 giai đoạn.
- GNK Ninh Thuận với 8 vị trí ngoài khơi tỉnh Ninh Thuận với công suất quy mô 1800 MW.
- GNK Bình Thuận với 10 vị trí ngoài khơi tỉnh Bình Thuận với công suất quy mô 5000 MW, nghiên cứu và hành 2200 MW trong giai đoạn 2026-2030. Giai đoạn 2031-2035 sẽ vào vận hành 2800 MW còn lại.

Trong hiện tại vào vận hành các cảm biến GNK Ninh Thuận và Bình Thuận thì cần bổ sung hệ thống truy vết toàn khu vực Nam Trung Bộ trung tâm phát triển. Vị trí khoảng cách truy vết là 1500 km, có thể xem xét xây dựng cáp ngầm dài mỗi chiếc 1000 km với công suất 4x800 mm².

Ninh Thuận – Bình Thuận là khu vực có nhu cầu điện năng phát triển lớn ngoài khơi, tuy nhiên việc phát triển các dự án cần phân khu rõ ràng, phù hợp với nhu cầu phát triển nguồn năng lượng theo từng vùng để tính toán tối ưu hóa. Hiện nay, Bộ Công Thương đang nghiên cứu hoàn thiêt kế cho các nguồn NLTT (năng lượng gió, tiềm mỏ than) và xác định các trung tâm điện lực. Về trang bị công nghệ cao, hiện nay có một số trung tâm phát triển năng lượng cao như so với các trung tâm phát triển nguồn năng lượng, cần xem xét kỹ lưỡng, bù sung thời gian để đảm bảo truy cập thông tin.

Về các nguồn năng lượng, TBKS nM 2 (2250 MW) đã kiến thành trong giai đoạn 2026-2030. Dự án đã được phê duyệt trong Quốc hội VII và có ý định 500kV Bắc Châuc qua cáng dây mạ chép tết đinh ACSR-4x600, dài khoảng 80km. Theo chương trình phát triển nguồn năng lượng VIII, ngoài TBKS nM 2, giai đoạn này đã kiến thành thêm TBK Cà Ná 1 (1500 MW) tại xã Cà Ná, tỉnh Ninh Thuận, cách vị trí tiềm năng GNK La Gàn khoảng 30 km về phía đông Bắc. Dự án này đã được phê duyệt bù sung quy hoạch thời kỳ 479/TTg-CN ngày 23/4/2020 của Thủ tướng Chính phủ. Theo báo cáo bù sung quy hoạch và Nghiên cứu tiền khả thi TTLLNG Cà Ná, TBK Cà Ná 1 sẽ vào thời điểm Z 500 kV mạ chép TBK Cà Ná - Bình Dương 1 và TBK Cà Ná - Thuận Nam. Kết quả tính toán cho thấy, khi TBK Cà Ná 1 (1500 MW) vào vận hành, nhu cầu không tăng cung liên kết giữa Nam Trung Bộ 2 - Nam Bộ thì công suất sẽ không xu hướng Vịnh Tân gây quá tải Vịnh Tân - Sông Mây và Vịnh Tân - Sông Mây - Tân Uyên trong chặng N-1. Qua tính toán so sánh, 1a cách mạng điện cung cấp liên kết bù sung Z 500 kV mạ chép TBK Cà Ná - Bình Dương 1 và liên kết vận chuyển Thuận Nam - Vịnh Tân bằng Z 500 kV Cà Ná - Thuận Nam. Do các dự án GNK La Gàn và TBK Cà Ná 1 có vị trí khá gần nhau, do vậy có thể xem xét sử dụng chung các hàn gắn cung cấp Z 500 kV giáp ranh công suất trong giai đoạn tới 2035.

Theo cân bằng công suất khu vực, Nam Trung Bộ 2 có phai tết thông thường trong khi 1 i phát triển mua các nguồn năng lượng quy mô lớn như TTLLV, Tân, TBKHH, S nM và các nguồn G, MT... Do vậy, xu hướng truy cập công suất định hướng đến các khu vực khác là tự nhiên. Cần xác định cung cấp điện cho các khu vực, báo cáo xu hướng mua các dự án GNK tại Bình Thuận lên cấp độ áp 500 kV và truy cập trung tâm công suất vào các trung tâm phai tết Nam Bộ trong giai đoạn 2030. Vì truy cập liên vùng, giai đoạn 2026-2030 truy cập Bình - Trung có xu hướng chỉ điều chỉnh mua bán có phai tết tăng trưởng cao nhưng có ít nguồn vào trong giai đoạn này. Xét cách hàn cho khu vực Nam Trung Bộ, trong giai đoạn 2025-2035 truy cập Nam Trung Bộ vào miền Nam luôn mua cao trên 30 tWh, tuy nhiên có một phần công suất truy cập i Trung Trung Bộ ra miền Bắc.

Như vậy, trong giai đoạn 2030 và sau 2030, công suất cần có GNK Nam Trung Bộ 2 sẽ vào trung tâm phía Nam cho trung tâm phát điện Nam Bộ, và trung tâm phía Bắc cung cấp cho trung tâm phát điện Bắc. Công suất truy cập theo 2 hướng này sẽ thu hút vào các chặng vận hành. Trong các giờ buổi tối khi nguồn MT phát max thì xu hướng truy cập trung tâm điện lực lên, trong các giờ cao điểm tối khi nguồn MT không phát và phát điện Nam tăng cao thì công suất truy cập trung tâm là Giảm và công suất truy cập vào Nam tăng lên. GNK Thống Long nằm phía Nam GNK La Gàn và TT Lai Vung Tân nên sẽ có xu hướng truy cập vào Nam, do đó GNK La Gàn sẽ cung cấp madown hành một cách linh hoạt, và truy cập vào miền Nam, và truy cập vào Bắc theo thời gian.

Trên các phân tích trên, báo cáo xuất các phương án giải pháp nguồn điện khu vực Lãm Ng - Ninh Thuận - Bình Thuận sau:

- TT Lai Sơn M (4500MW): Tăng quy mô công suất của TT Lai Sơn M là 4500MW, trong đó giai đoạn 2030 vào vận hành 2250 MW. Phản ứng của nguồn điện này sẽ phê duyệt tại Quốc hội VII C. Theo đó, các thiết bị máy sẽ có một phần 500 kV và 220 kV của TBA 500 kV Sơn M. Phía 500 kV có trạm biến áp ở Bạc Chau cung cấp dây mạch kép (ACSR-4x600), phía 220 kV chuyển tiếp trên 2 mạch cáp Z 220 kV Hàm Tân - Chau c (ACSR-2x330).
- TBK Cà Ná 1 (1500 MW): latching phản ứng của nó vào hệ thống qua Z 500 kV một mạch kép Cà Ná - Bình Định 1 và liên kết với hệ thống Nam - Vịnh Tân bằng 2 mạch 500 kV Cà Ná - Thuận Nam. Do các dự án GNK La Gàn và TBK Cà Ná 1 có vị trí khá gần nhau, do vậy có thể xem xét sử dụng chung các họng máy i trong 500 kV giải pháp công suất trong giai đoạn 2035. Chi tiết các phân tích vidián GNK La Gàn.
- GNK Phan Rang (502 MW): báo cáo xuất các phương án cung cấp madown 220kV của nhà máy như sau:
 - + Phản ứng 1: cung cấp thanh cáp 220kV từ 500kV Thuận Nam qua một dây 220kV một mạch kép tiết diện ACSR-2x400, dài khoảng 23km.
 - + Phản ứng 2: cung cấp trạm 220kV Ninh Phan qua một dây 220kV một mạch kép tiết diện ACSR-2x400, dài khoảng 19km.

Qua tính toán so sánh kết quả thu và kinh tế, kỹ thuật latching của GNK Phan Rang theo PA1 là phản ứng áp dụng tất cả các tiêu chí kết quả, tưới và mua chi phí và thu lợi nhuận trong việc cung cấp năng lượng cho trạm 500kV Thuận Nam.

- GNK Thống Long: Vị trí tiềm năng tiềm Kê Gà phía Nam Bình Thuận, tiếp giáp với thành phố Rà Vay Ngang Tàu. Do vậy, cung cấp madown GNK Thống Long với TBA 500 kV Long Thành qua Z một mạch kép (ACSR-4x600) cung cấp madown

cho trung tâm phát triển Nam Bộ. Phản ứng này sẽ mang lại lợi ích công suất cho các giai đoạn 2035 và quy mô công suất 3400 MW.

- GNK La Gàn: Vị trí tiềm năng của nhà máy tại vùng ven biển La Gàn, tỉnh Bình Thuận, cách TBA 500 kV Thuận Nam khoảng 50 km về phía Nam. Vị trí này, từ m 500 kV gồm GNK La Gàn có thể联合国 vào lưới điện 500 kV khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận. Bên cạnh đó, khu vực huyện Thuận Nam - tỉnh Ninh Thuận sẽ có Trạm biến áp TBK Cà Ná (1500 MW) được kết nối vào vận hành giai đoạn 2026-2030. Các vấn đề cần giải quyết về quy mô nhà máy, báo cáo xuất các phản ứng của hệ thống cho cả GNK La Gàn và TBK Cà Ná sau:

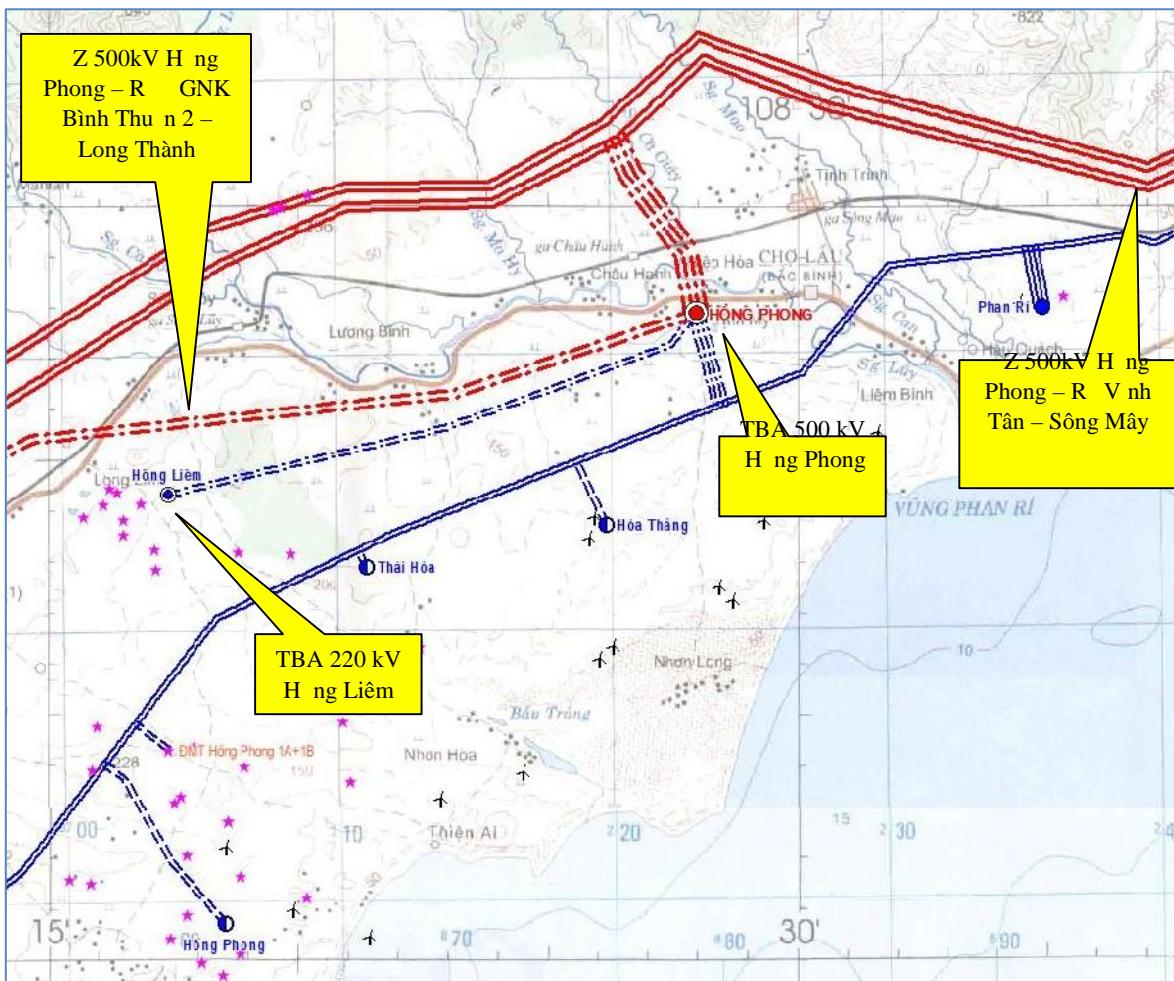
- + PA1: ẩn số trung gom 500 kV GNK La Gàn và TBA 500 kV Bình Dương 1. TBK Cà Ná khi vào vận hành sẽ chuyển tiếp trên 2 mạch GNK La Gàn - Bình Dương 1 và ẩn số Thuận Nam qua Z 500 kV mạch kép TBK Cà Ná - Thuận Nam.
- + PA2: ẩn số trung gom 500 kV GNK La Gàn và trung 500 kV Thuận Nam. Xây dựng 2 Z 500 kV mạch kép từ TBK Cà Ná đi Bình Dương 1 và Thuận Nam.
- + PA3: ẩn số trung gom 500 kV GNK La Gàn chuyển tiếp trên 2 mạch 500 kV Vịnh Tân - Sông Mây và chuyển tiếp trên 1 mạch 500 kV TBK Cà Ná - Bình Dương 1.

Qua tính toán so sánh kết quả và kinh tế, báo cáo xuất tóm tắt nhận định GNK La Gàn theo PA2 là phản ứng áp dụng tất cả các tiêu chí kết quả, tưới ẩm và chi phí và thu hồi vốn, cũng như trong một thời gian dài, mang tính phòng ngừa, phù hợp với xu hướng truy tìm công suất trung Nam Trung Bộ và phía Bắc tăng lên. Trong đó, đã kết nêu xây dựng Z 500 kV mạch kép dài khoảng 50 km từ GNK La Gàn - Thuận Nam tiếp đến ACSR-4x600 trong giai đoạn 2026-2030, để giai đoạn đầu có thể áp dụng. Giai đoạn 2031-2035 sẽ dùng chung hòn đảo Z 500 kV TBK Cà Ná - Thuận Nam và Z 500 kV TBK Cà Ná - Bình Dương 1 để kết nối công suất nguồn điện khu vực. Tính toán kiểm tra chi tiết cho thấy, phản ứng áp dụng tiêu chí truy tìm N-1, tiêu chí dòng ngắn mạch và bảo đảm nhu cầu cho hệ thống. Chi tiết so sánh kinh tế - kỹ thuật giữa các phản ứng xem trong phần 10.

Vì các nguồn NLTT, việc bổ sung thêm nguồn G và MT, trung chay ướt iết nh Bình Thuận trong giai đoạn 2026-2030 có thể gây ra và quá tải cho lưới điện 500-220kV khu vực khi số N-1. Nhóm phân tích cho các giai đoạn 2025, chỉ vận hành ngắn hạn mà không có khu vực quan tâm là chiều 12:00 giờ trưa, ngày chính xác, mùa mưa, MT và G phát cao, N phát khoang 70% công suất. Khi tính toán cho thấy khi lưu lượng cao các nguồn NLTT Nam Trung Bộ, 1 i truy tìm 500-220 kV khu vực sẽ tăng khá cao ngay chiều N-0, có thể xảy ra quá tải

trên các MBA 500 kV Thuận Nam, Vịnh Tân và các tuyến 220 kV Phan Thiết – Hòn Phong, Phan Thiết – Hàm Thuận trong các trung hàn p sôc N-1. Vì có truy cập tia cao có nguy cơ làm giả tảng tinh thết công suất trên hệ thống điện. Các nguy cơ khôn nguy hiểm tia nguy hiểm khu vực các thành phố Ninh Thuận – Bình Thuận (cách biệt là các nguy hiểm NLTT) theo tiêu chí N-1, báo cáo xuất bản thêm TBA 500/220 kV Hòn Phong tại thành phố Bình Thuận và các công trình 1 i i n c th nh sau:

- Xây dựng TBA 500kV Hòn Phong - 2x900 MVA và Z 500kV ụn i chuyền tiếp trên 2 m cách Z 500kV Vịnh Tân – Sông Mã dài khoảng 10km, tiếp đến đường ACSR-4x400;
- Xây dựng Z 500kV Hòn Phong ụn i chuyền tiếp trên 1 m cách Z 500kV GNK Bình Thuận 2 (Thị trấn Long) – Long Thành qua Z 500kV m cách kép dài khoảng 105km.
- Xây dựng Z 220kV 4 m cách ụn i trạm 500kV Hòn Phong chuyền tiếp trên các Z 220kV Phan Rí – Hòa Thành và Phan Rí – MT Hòn Phong 1A&1B;
- Xây dựng TBA 220kV Hòn Liêm gom MT huyển Hàm Thuận Bắc, thành phố Bình Thuận và Z 220kV m cách kép ụn i với TBA 500kV Hòn Phong;
- Cải tạo nâng khả năng tải của các tuyến tiếp đến ACSR-2x330mm² trên ngang trục 220 kV Phan Rí – Phan Thiết lên tiếp đến ACSR-3x400mm² (hoặc khả năng tải tăng), tăng nhiệt độ không khí 800 MVA/m cách trên toàn tuyến.



Hình 10.70: Bản đồ kết nối TBA 500kV Hiep Phong

Trong kế hoạch TBK Cà Ná - 1500 MW vào vận hành sớm trong các năm 2025-2026 nhằm quy định số 479/Ttg-CN ngày 23/4/2020 của Thủ tướng Chính phủ, cần thiết sử dụng Z 500 kV TBK Cà Ná - Thủ Đức Nam vào năm 2025 để bù vào tần suất tiên cung TBK Cà Ná. Giai đoạn 2026-2030 khi TBK Cà Ná có quy mô 1500 MW và đã hoàn thành GNK La Gàn vào vận hành giai đoạn 1 (1000-2000 MW) cần thiết thêm các Z 500 kV để bù giờ cung ứng này bao gồm:

- Z 500 kV mạch kép GNK La Gàn – Thủ Đức Nam dài khoảng 50 km, tiết diện ACSR-4x600;
- Z 500 kV mạch kép TBK Cà Ná – Bình Định 1 dài khoảng 280 km, tiết diện ACSR-4x600.

Trong kế hoạch TT L Cà Ná phát triển thêm khoảng 3000 MW (TBK Cà Ná 2.1) nâng tổng quy mô công suất điện lên 4500 MW trong giai đoạn 2026-2030, giải pháp bù giờ và truy cập năng lượng vào nhu cầu phát triển và chương trình phát triển nguồn năng lượng tái tạo miền Bắc – Trung – Nam. Theo các cung ứng QH VIII, giai đoạn 2030 sẽ có vào khoảng 10 GW nguồn khí tự nhiên LNG nhập khẩu. Trong đó có một phần vào miền Nam các nhà máy đã quy hoạch và bổ sung quy hoạch trong QH VII Cánh:

TBK Nhánh Trung 3&4, TBK Sông M 2, TBK Cà Ná, TBK Long Sơn, TBK Bắc Liêu và sông bắc Sung thêm khoảng 4000 MW nguồn LNG mới ở miền Bắc. Do miền Nam không xuất hiện thêm các nguồn LNG mới ngoài trục các nguồn đã quy hoạch và bắc Sung quy hoạch nên không nêu nhà máy TBK Cà Ná 2.1 vào vận hành sẽ là thay thế các nhà máy LNG tách mìn Bắc và xây dựng đường dây truyền tải ra Bắc Bộ cung cấp cho trung tâm phát triển Bắc Bộ.

Theo thời kỳ VIII, có liên kết vùng cung cấp điện vào khu vực nông nghiệp Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ, Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ lần lượt khoảng 4,5 GW và 6 GW. Theo cân bằng nhu cầu truyền tải liên minh các lát cắt năm 2030 như sau:

- Giao diện Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ giai đoạn 2030 cung cấp bằng đường dây 500kV Bình Định chuyển tiếp trên 2 mạch TBK Dung Quất - Krông Buk, khi năng lượng giao diện này có thể 4,5 GW, trong khi nhu cầu truyền tải trên giao diện này năm 2030 là khoảng 4,0 GW.
- Giao diện Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ có thời điểm Sắc Sát/Nam Định - Quang Trung - Võng Áng sẽ là nút cung cấp cáp giao diện này khoảng 6 GW trong khi năm 2030 nhu cầu truyền tải trên giao diện này là khoảng 5,6 GW.

Những dây liên kết vùng minh cung cấp điện cho khu vực bắc Bộ khi chưa xuất hiện cung cấp LNG mới Kê Gà vào cuối quy mô công suất 3600 MW, phân kỳ 1200 MW giai đoạn 2026-2030 và 2400 MW sau năm 2030. Nhà máy xuất xây dựng tám i Kê Gà, tách Bình Thuận, cách TT Lai Sơn M 20 km về phía đông bắc. Trong thời gian này, công suất 3000 MW, giai đoạn 1 - 1200 MW cung cấp LNG mới Kê Gà có thể xem xét sử dụng trạm 500kV Lai Sơn M và truyền tải công suất về Đông Nam Bộ qua Z500 kV Lai Sơn M - Bắc Châu c, Z220 kV Lai Sơn M - Phan Thiết - Châu c. Giai đoạn 2 - 2400 MW vận hành sau năm 2030 cung cấp kinh phí trong báo cáo xuất cung cấp nhà máy.

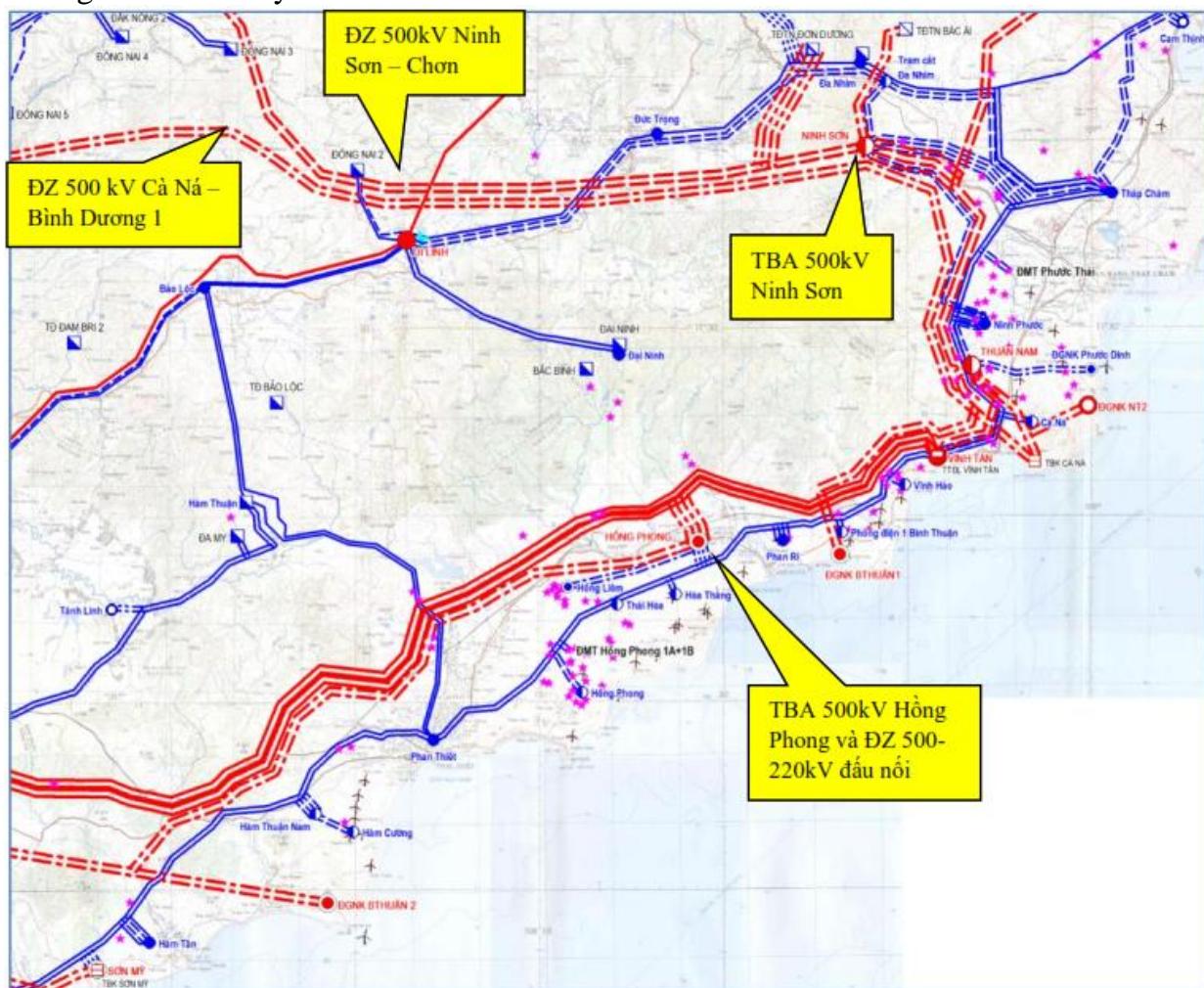
Ngoài TT Lai Sơn M, TT Lai Sơn Cà Ná và các nguồn NLTT, tách Bình Thuận sang cung cấp xuất nghiên cứu uit NM LNG mới Kê Gà vào cuối quy mô công suất 3600 MW, phân kỳ 1200 MW giai đoạn 2026-2030 và 2400 MW sau năm 2030. Nhà máy xuất xây dựng tám i Kê Gà, tách Bình Thuận, cách TT Lai Sơn M khoảng 40 km về phía đông bắc. Trong thời gian này, công suất 3000 MW, giai đoạn 1 - 1200 MW cung cấp LNG mới Kê Gà có thể xem xét sử dụng trạm 500kV Lai Sơn M và truyền tải công suất về Đông Nam Bộ qua Z500 kV Lai Sơn M - Bắc Châu c, Z220 kV Lai Sơn M - Phan Thiết - Châu c. Giai đoạn 2 - 2400 MW vận hành sau năm 2030 cung cấp kinh phí trong báo cáo xuất cung cấp nhà máy.

• Lập kế hoạch phát triển (2026-2030):

Tổng nhu cầu phát triển khu vực Nam Trung Bộ 2 đ báo cáo là khoảng 2800 MW vào năm 2030. Giai đoạn 2026-2030 định hướng nâng công suất các TBA 220 kV Bộ Lai Sơn, các Trung mbo cung cấp phết tách Lai Sơn khi các nguồn thủy điện và NLTT phát triển. Vị trí tách Bình Thuận, các TBA 220 kV Võ Ninh Hố, Hòa Thành, Hòn Phong, Hàm Cảng sẽ tiếp tục làm nhiệm vụ giái phóng công suất nguồn NLTT và đóng vai trò cung cấp điện cho phát triển; trạm 220 kV Hòn Phong định hướng thêm máy 2 nâng quy mô công suất lên 2x250 MVA trong giai đoạn 2026-2030. Vị trí Ninh Thuận, các TBA 220 kV và mbo cung cấp nhu cầu năm 2030.

Ngoài các tuyến 500-220 kV xây mới, nâng cấp 220 kV ven biển Nha Trang – Tháp Chàm – Vịnh Tân – Phan Rí – Phan Thiết – Số Nhỏ - Phan Thiết năm 2030.

Bản quy hoạch 1/500-220 kV khu vực Nam Trung Bộ 2 năm 2030 xem trong hình dưới đây.



Hình 10.71: Bản đồ i n 500-220 kV khu vực Nam Trung Bộ n m 2030

10.4.9.3. Giai o n 2031-2035

- L i g i t a n g u n i n (2031-2035):

Trong giai đoạn 2031-2035, điện gió ngoài khơi các tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận có khả năng tiếp tục phát triển với quy mô công suất khoảng 8 GW. Hiện nay, một số dự án điện gió ngoài khơi tại một số tỉnh Bình Thuận đang được xúc tiến nghiên cứu và triển khai trong giai đoạn sau 2030 như :

- GNK Hàm Thuận Nam tọa lạc trong vùng biển ngoài khơi mực nước Kê Gà – Bình Thuận với công suất 900 MW, cung cấp điện áp 500kV cho GNK Tháp Long và truyền tải về khu vực Đông Nam Bộ qua đường 500kV mạch kép GNK Tháp Long – Long Thành.
 - GNK Bình Thuận tọa lạc trong vùng biển ngoài khơi thành phố Bình Thuận, cách TP Phan Thiết khoảng 60-65 km về phía Đông Nam với công suất 3000 MW,

xử lý vận chuyển 500kV qua Z 500kV mà chép dài khoảng 110km.

- GNK Cầu Chì tại vùng biển ngoài khơi huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận với công suất 2000 MW (giai đoạn đầu kỳ phát triển 400MW – 500MW), có thể xem xét xây dựng trung gian 500kV tại khu vực ven biển huyện Tuy Phong (giáp với Bình Thuận) và унифицировать trên 1 mạch 500 kV TBK Cà Ná – Thuận Nam.
- Cảng GNK Bình Thuận tại vùng biển ngoài khơi huyện Thuận Nam và thị xã Lagi, tỉnh Bình Thuận với công suất 1800 MW.
- GNK Tuy Phong nghiên cứu xây dựng tại vùng biển huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận với công suất 4600 MW. Khi dân số vào năm hành động kinh tế 500kV với các trung bộ áp 500kV Thuận Nam và Ninh Sơn.
- GNK Vịnh Hải tại vùng biển xã Ninh Hải, huyện Ninh Hải, tỉnh Ninh Thuận với công suất 500 MW, xử lý vận chuyển 500kV Thuận Nam qua Z 500kV mà chép.

Ngoài GNK, các nguồn MT và G trên bờ khu vực Ninh Thuận – Bình Thuận tăng thêm khoảng 400 MW trong các năm 2031-2035. Bên cạnh đó, khu vực đón kinh phát triển thêm 1500 MW tại TT L Cà Ná và xử lý 1200 MW nguồn Tích năng miền Nam. Mục tiêu nhằm mục đích cho nguồn tích năng miền Nam như :

- TT TN n Dòng tưới tiêu Lâm Đồng với công suất 1200 MW;
- TT TN Phố Hòa tại huyện Bắc Ái, tỉnh Ninh Thuận với công suất 3600 MW, chia làm 3 giai đoạn: TT TN Phố Hòa 1 (1200 MW) xử lý nghiên cứu và triển khai 2031-2035, TT TN Phố Hòa 2 (1200 MW) và TT TN Phố Hòa 3 (1200 MW) vào năm 1 trong các giai đoạn 2036-2040 và 2041-2045.

Công nghệ vào cơ chế hình lặp lại ở khu vực và quy mô công suất đạt án, báo cáo xử lý 1200 MW NM Tích năng miền Nam chuyển tiếp trên 2 mạch 500 kV Thuận Nam – Cảnh Thành. Trong giai đoạn này, TT L Cà Ná sẽ phát triển thêm 750 MW nâng tổng công suất nhà máy lên 2250 MW.

Nhóm chương trình bày tại Mục 10.4.1, xử lý công nghệ truyền tải liên khu vực giai đoạn 2031-2035 cũng tại thời điểm 2030, nhằm mục đích này. Vì thế giai đoạn cần gió ngoài khơi tại Nam Trung Bộ lên đến 8 GW (tại trung tâm các tỉnh Bình Thuận và Ninh Thuận), nhằm tăng cường Trung Bộ vào Nam với năng lượng 64 TWh, còn lại sẽ là Trung Trung Bộ 3,3 TWh. Nhóm này, xử lý công nghệ truyền tải có thể lên đến 11,3 GW. Hỗ trợ công nghệ truyền tải 04 ng dây mà chép 500kV với Đông Nam Bộ để bổ sung trong giai đoạn 2030 bao gồm: Ninh Thuận - Bắc Châu ác, Thuận Nam – Cảnh Thành, TBK Cà Ná – Bình Dương 1, GNK Thanh Long – Long Thành

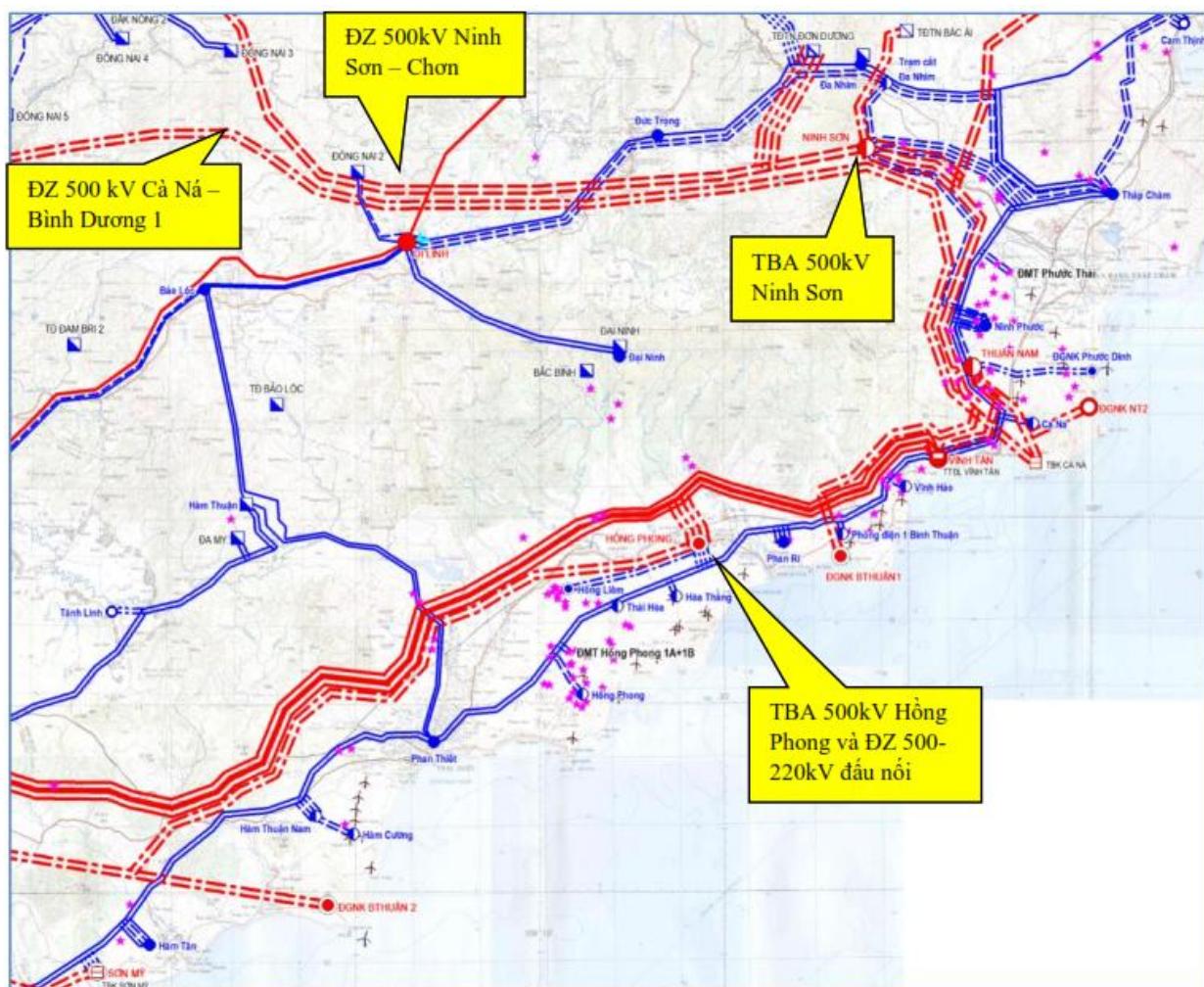
cùng 4 m ch 500kV hi n có t V nh Tân v Sông Mây, Tân Uyên s m b o gi i t a công su t ngu n và ch a c n m r ng nâng c p LTT liên khu v c.

Vì lát cát truy cập Nam Trung Bộ - đồng Nam Bộ, có hình ảnh trên 500-220 kV và mảng bao truy cập 64 TWh trong năm, tăng công suất truy cập lên gần 11,3 GW.

- L i c p i n cho ph t i (2031-2035):

Trong giai đoạn 2031-2035, các trạm 220 kV Bولك, cảng Trung cảng nâng công suất lên 2x250 MVA áp dụng nhu cầu phát điện Lâm Ng. Bên cạnh đó sẽ xuất hiện thêm trạm 220 kV à Lát, xuất vận chuyển điện trên 2 mảng Z 220 kV là Nhim – cảng Trung. Vị trí Ninh Thuận, các TBA 220 kV có công suất là 1750 MVA, và mảng bờ có công suất là 1100 MVA.

i v i t nh Bình Thu n, nhu c u ph t i toàn t nh d báo s t kho ng 2060 MW vào n m 2035. Giai o n này d ki n s b sung thêm tr m 220 kV Tánh Linh – 250 MW gi m bán kính c p i n cho l i 110 kV, t ng c ng c p i n cho khu v c phia Tây B c c a t nh. Tr m xu t u n i chuy n ti p trên Z 220 kV Hàm Thu n – ng Nai 2.



Hình 10.72: Bảng nêu lô i n n 500-220 kV khu vực Nam Trung Bộ 2 n m 2035

10.4.9.4. Những giải pháp 2036-2045

• Lợi ích của năm 2045:

Theo chương trình phát triển năng lượng Quốc gia VIII, trong giai đoạn 2036-2045, khu vực Nam Trung Bộ 2 sẽ có bổ sung thêm gần 14000 MW G và MT, nâng tổng công suất上网 toàn khu vực lên 30500 MW năm 2040 và 44000 MW năm 2045.

Năm 2040 sẽ có sự gia tăng lớn về công suất上网 ngoài khơi tại khu vực Nam Trung Bộ 2 với công suất tối đa khoảng 15 GW trong tổng số 38 GW công suất上网 khu vực (chiếm 35%). Khu vực này sẽ cung cấp vào Nam gần 79 TWh, trong đó công suất truy cập tần cao nhất khoảng 13,8 GW, mà phần lớn sẽ truy cập các tỉnh Khánh Hòa, Phú Yên và Trung Trung Bộ. Ở vận tốc giao diện Nam Trung Bộ - Nam Bộ, yêu cầu truy cập là 13,8 GW sẽ có thể bù đắp 12 mua ch 500 kV (bao gồm: 4 mua ch hiện tại, 4 mua ch đã có trong QH VII C, 4 mua ch xuất mới trong QH VIII) và 4 mua ch 220 kV.

năm 2045, điều kiện có sự gia tăng công suất上网 ngoài khơi Ninh Thuận - Bình Thuận với quy mô 21 GW vào năm 2045, tăng 6 GW so với năm 2040. Vì có xuất hiện GNK với quy mô lớn trong giai đoạn 2041-2045 sẽ dẫn đến sự gia tăng công suất và sẵn sàng truy cập tần trên giao diện Nam Trung Bộ 2 - Nam Bộ (khoảng 17 GW), và tần quay上网 1 cung cấp truy cập trên giao diện này (14 GW ch N-0 và 12,9 GW ch N-1). Do vậy, giai đoạn 2041-2045 cần nâng cấp hệ thống truy cập liên khu vực Nam Trung Bộ 2 và Nam Bộ. Áp dụng tiêu chí (N-1) cho hệ thống điện, báo cáo xuất bù sung thêm 01 Z 500 kV mua ch kép truy cập上网 gió Bình Thuận và TBA 500 kV Nai 2 trong giai đoạn 2041-2045. Với GNK tại Ninh Thuận, cần xây dựng thêm các TBA 500kV gồm上网 gió và windchunnel trên Z 500kV Thuận Nam - Vịnh Tân.

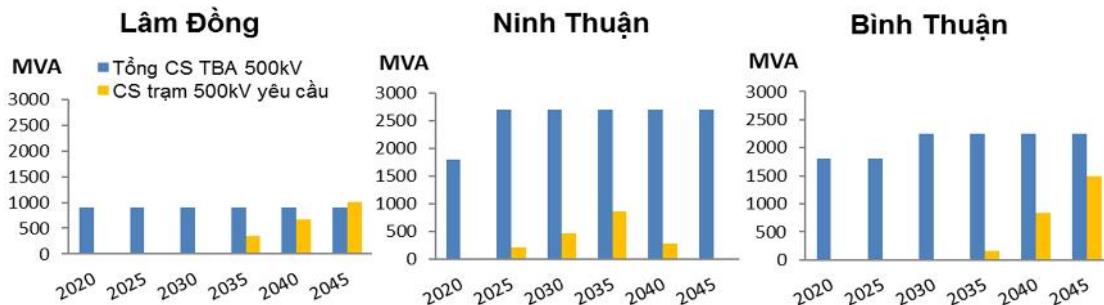
Giai đoạn 2036-2045 có những quy hoạch thêm khá nhiều上网 trong tích năng lượng điện ở Nam, có thể khoảng 3900 MW giai đoạn 2036-2040 và 5700 MW giai đoạn 2041-2045. Khu vực Nam Trung Bộ 2 có một số điểm tiềm năng: T TN Phan Rang 2 (1200 MW), T TN Phan Rang 3 (1200 MW)... đây là 2 giai đoạn tiếp theo của T TN Phan Rang 1 (1200 MW), cách nhà máy T TN Bác Ái khoảng 24 km về phía Tây Bắc. Trong thời gian phê duyệt quy hoạch, xem xét tần số上网 i n c a T TN Phan Rang 1 (windchunnel trên 2 mua ch 500 kV Thuận Nam - Thành Phố Hồ Chí Minh); T TN Phan Rang 2; T TN Phan Rang 3 và một sân phân phối 500 kV T TN Bác Ái hoocmuc chuyền năng lượng trên Z 500 kV T TN Bác Ái - Vân Phong (trong thời gian sân phân phối 500 kV T TN Bác Ái không còn ngần ngại).

• Lợi ích cho phát triển (2036-2045):

Theo kết quả báo phát triển nhu cầu công suất khu vực Nam Trung Bộ 2 sẽ tăng khoảng 4700 MW năm 2040 và 5700 MW năm 2045. Các TBA 500-220 kV khu vực này và đóng vai trò giật công suất上网 và làm nhiệm vụ cung cấp cho phát triển tùy chỉnh hành. Các công trình xây dựng và cải tạo i n c p t i khu vực Nam Trung Bộ 2 sẽ diễn ra sau:

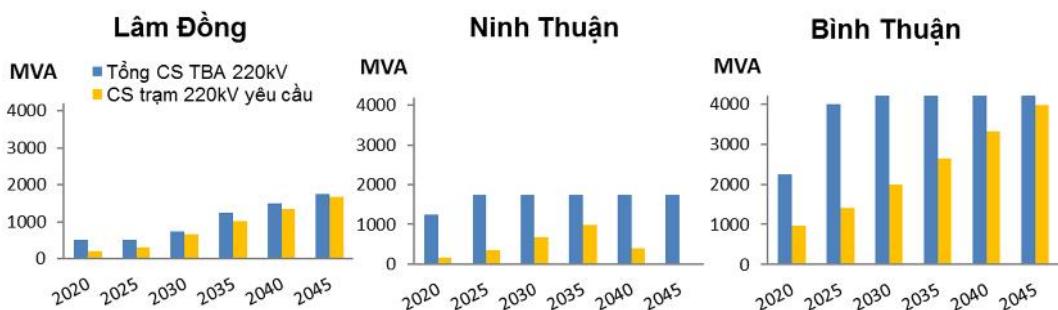
- Vịt nh Bình Thuận, giai đoạn 2036-2045 để nâng công suất cho các trạm 220 kV Tánh Linh và Hòa Thành từ 250 MVA lên 2x250 MVA. Mục tiêu chí N-1 trong các chặng vận hành khác nhau, cần xem xét bổ sung thêm 1 ngang trục 220 kV sau trạm 500 kV Sông Mây để cung cấp điện cho phát triển Bình Thuận, giảm thiểu cho ngang trục hiện hữu.
- Vịt nh Lâm Đồng, giai đoạn 2036-2045 cần lắp thêm máy 2 – 250 MVA cho TBA 220 kV Lát và bổ sung thêm TBA 220 kV Lát 2 (2x250 MVA), xuất tần vào trạm 220 kV Lát qua Zắc mè chép.
- Vịt nh Ninh Thuận: Tăng quy mô công suất TBA 220 kV tại Ninh Thuận mực bờ cung cấp cho phát triển a bàn tay n 2045.

Kết quả cân bằng công suất nguồn trạm 500-220 kV các tỉnh Nam Trung Bộ 2 thời kỳ cho giai đoạn 2045 dựa trên các thđiều kiện. Cân bằng có thể hiện cho chặng cao điểm, mùa khô, nhiệt độ phát cao, nhu cầu truyền không phát. Các trạm nguồn 220 kV chỉ làm nhiệm vụ gom nguồn NLTT, không cung cấp cho phát triển không có tính năng trong cân bằng.



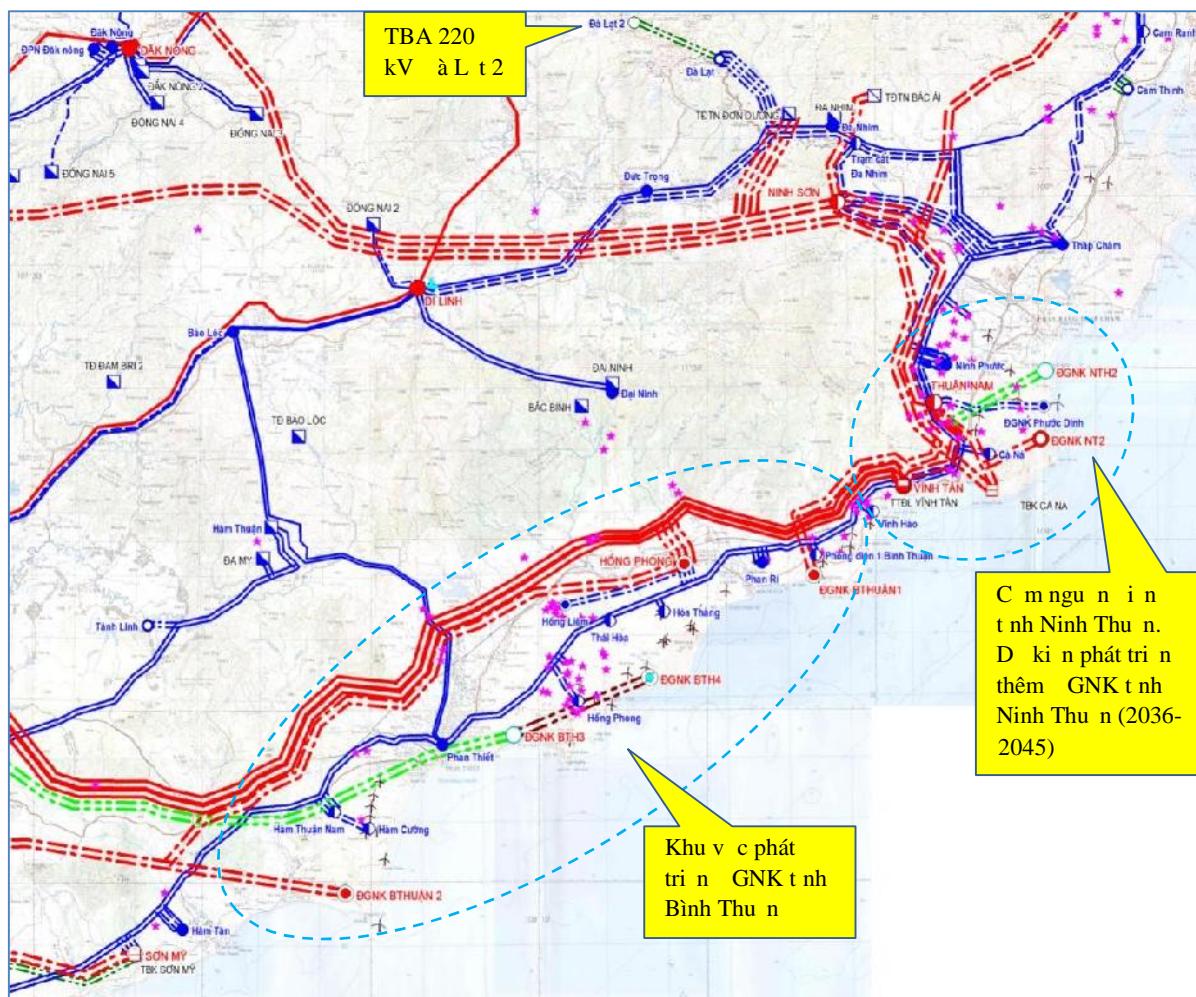
Hình 10.73: Cân bằng công suất nguồn trạm 500 kV khu vực Nam Trung Bộ 2 năm 2045

Các trạm biến áp 500 kV của khu vực có đóng vai trò giữ điện, và có thể cung cấp cho phát triển khi nguồn khu vực phát triển. Thêm vào đó, khu vực có nhu cầu nguồn điện ổn định cung cấp 220 kV và 110 kV, do vậy cần xuất thêm trạm 500 kV cung cấp cho phát triển trong giai đoạn 2045. Kết quả cân bằng công suất nguồn trạm 220 kV khu vực Nam Trung Bộ 2 giai đoạn 2045 như sau:



Hình 10.74: Cân bằng công suất nguồn trạm 220 kV khu vực Nam Trung Bộ 2 năm 2045

Bản đồ thời gian khu vực Nam Trung Bộ 2019-2045 như sau.

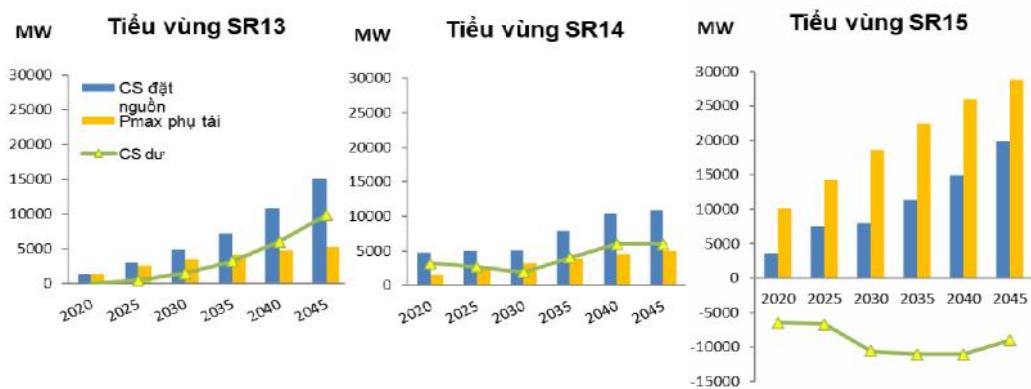


Hình 10.75: B n HT Nam Trung B 2 nh h ng t i 2045

10.4.10. Ông Nam B

Ông Nam B là khu vực trung tâm phát triển Miền Nam, các nguồn năng lượng phía Tây và phía Đông chủ yếu cung cấp từ Việt Nam. Trong các giai đoạn từ năm 2000-2020, ông Nam B có nhu cầu cung ứng, xây dựng và cải tạo mạng lưới điện với mục đích phát triển công nghiệp và cung cấp cho các nguồn năng lượng khác. Ông Nam B

c chia thành 3 t i u vùng: SR13 (Bình Ph c, Tây Ninh), SR14 (Bà R a – V ng Tàu), SR15 (TP. HCM, Bình D ng, Nai). K t qu cân b ng công su t ngu n – t i cho t ng t i u vùng c a ông Nam B nh sau.



Hình 10.76: Cân bằng công suất nguồn – tải các tiểu vùng của Đông Nam Bộ

Công suất dư thừa của tiểu vùng SR13 tăng dần theo từng năm, từ 480 MW năm 2025 lên khoảng 9800 MW năm 2045. Với lượng công suất dư nói trên, cần cân nhắc xây dựng mới, cải tạo các công trình lưới truyền tải để giải tỏa nguồn điện khu vực.

Với tiểu vùng SR14, tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu sẽ phát triển các dự án nhiệt điện tua bin khí trong giai đoạn 2031-2045, bao gồm TTDL Long Sơn – 3000 MW và các nhà máy điện linh hoạt. Theo đó, tỉnh sẽ dư khoảng 3200 MW nguồn điện vào năm 2020 và tăng lên mức 6000 MW năm 2045.

Tiểu vùng SR15 bao gồm TP. Hồ Chí Minh và các tỉnh Đồng Nai, Bình Dương là trung tâm phụ tải của miền Nam. Với nhu cầu phụ tải rất lớn, trong khi nguồn điện chỉ đáp ứng khoảng 40-60% về công suất, kết quả cân bằng nguồn – tải cho thấy tiểu vùng SR15 sẽ thiếu khoảng 6500 MW vào năm 2020 và tăng lên các mức 11600 MW năm 2035, 9000 MW năm 2045.

10.4.10.1. Giai đoạn 2021-2025

• **Lưới giải tỏa nguồn điện Đông Nam Bộ (2021-2025):**

Hiện nay, các nguồn điện lớn khu vực Đông Nam Bộ phân bố chủ yếu tại các tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu và Đồng Nai bao gồm TTDL Phú Mỹ (~4000 MW), NĐ Nhơn Trạch 1&2 (~1200 MW), NĐ Formosa Đồng Nai (450 MW), TĐ Trị An (400 MW). Bên cạnh đó là các nhà máy ĐMT với tổng công suất gần 1000 MW tập trung tại các tỉnh Tây Ninh và Bà Rịa – Vũng Tàu.

Trong giai đoạn tới 2025, khu vực Đông Nam Bộ sẽ xuất hiện thêm NĐ Nhơn Trạch 3, NĐ Nhơn Trạch 4 với tổng quy mô công suất 2x750 MW tại tỉnh Đồng Nai và TBK LNG Hiệp Phước (1200 MW) tại TP Hồ Chí Minh. Phương án đấu nối dự kiến của các nhà máy điện này như sau:

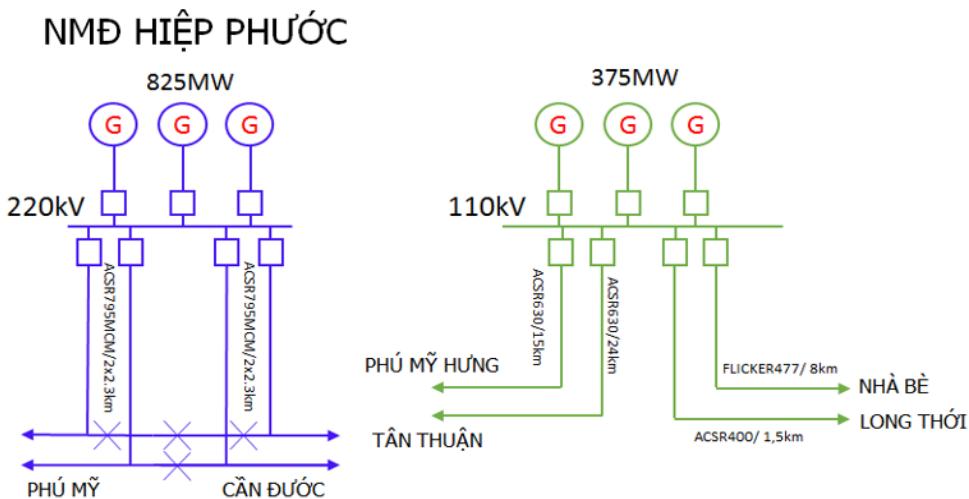
*) **NĐ Nhơn Trạch 3, NĐ Nhơn Trạch 4:**

Theo báo cáo Hiệu chỉnh bổ sung quy hoạch NMNĐ Nhơn Trạch 3, 4, NĐ Nhơn Trạch 3 để xuất đấu nối vào lưới điện 220 kV qua ĐZ 220 kV NĐ Nhơn Trạch 3 – chuyển đấu nối Cát Lái – Thủ Đức và NĐ Nhơn Trạch 3 – KCN Nhơn Trạch - Long Thành. NĐ Nhơn Trạch 4 đấu nối cấp điện áp 500 kV qua ĐZ 500 kV mạch kép chuyển tiếp 1 mạch NĐ Phú Mỹ - Nhà Bè. Tuy nhiên, do vướng mắc trong quá trình thỏa thuận hướng tuyến với địa phương, BCNCKT NĐ Nhơn Trạch 3, NĐ Nhơn Trạch 4 để xuất chuyển đấu nối NĐ Nhơn Trạch 3 – rẽ chuyển Mỹ Xuân – Cát Lái. Các hạng mục lưới điện đấu nối đồng bộ với NĐ Nhơn Trạch 3, NĐ Nhơn Trạch 4 bao gồm:

- NĐ Nhơn Trạch 4 đấu nối chuyển tiếp trên 1 mạch 500 kV Phú Mỹ – Nhà Bè qua ĐZ 500 kV mạch kép.
- NĐ Nhơn Trạch 3 chuyển tiếp trên 1 mạch 220 kV Mỹ Xuân - Cát Lái. Cải tạo nâng khả năng tải ĐZ 220 kV Cát Lái – Thủ Đức, Mỹ Xuân – Cát Lái.
- Xây dựng ĐZ 220 kV mạch kép NĐ Nhơn Trạch 3 – KCN Nhơn Trạch – Long Thành 500 kV. Trường hợp NĐ Nhơn Trạch 3 chậm tiến độ, xem xét xây dựng trước ĐZ 220 kV KCN Nhơn Trạch - Long Thành 500 kV.

*) **TBK LNG Hiệp Phước:**

Dự án TBK LNG Hiệp Phước đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung giai đoạn 1-1200 MW vào QHĐ VII ĐC tại quyết định 1264/Ttg-CN ngày 17/09/2020, dự kiến vận hành năm 2021-2022. Sơ đồ đấu nối nhà máy vào hệ thống điện dự kiến như sau:



Các công trình lưới điện đồng bộ với TBK LNG Hiệp Phước (1200 MW):

- Xây dựng đường dây cáp ngầm 220kV tiết diện XLPE-1600 dài khoảng 2,3 km, đấu nối chuyển tiếp vào 2 mạch ĐZ 220kV Phú Mỹ – Cần Đước.
 - Cải tạo ĐZ 220kV Phú Mỹ - Cần Đước (ACSR795MCM) thành dây siêu nhiệt.

Bên cạnh các nguồn nhiệt điện, Đông Nam Bộ cũng có nhiều tiềm năng để phát triển ĐMT quy mô lớn tại các tỉnh Tây Ninh, Bình Phước và Đồng Nai. Tính đến nay đã có một số dự án ĐMT tiềm năng đang được nghiên cứu đầu tư tại khu vực huyện Lộc Ninh (tỉnh Bình Phước), vùng Hồ Dầu Tiếng (tỉnh Tây Ninh) và vùng Hồ Trị An (tỉnh Đồng Nai). Theo chương trình phát triển nguồn điện QHD VIII, trong giai đoạn tới 2025, dự kiến sẽ bổ sung thêm gần 2900 MW ĐMT tại khu vực Đông Nam Bộ (bao gồm cả ĐMT áp mái), trong đó tập trung tại các tỉnh Bình Phước, Tây Ninh và Đồng Nai.

***) ĐMT tỉnh Bình Phước:**

Theo kết quả phân bổ nguồn đã trình bày tại Mục 10.4.2, giai đoạn 2021-2025 dự kiến bổ sung thêm khoảng 840 MW ĐMT tại tỉnh Bình Phước, nâng tổng công suất ĐMT toàn tỉnh lên trên 1100 MW năm 2025. Hiện nay, tỉnh đã được phê duyệt BSQH 680 MW bao gồm các dự án cụm ĐMT Lộc Ninh (640 MW) và ĐMT Thác Mơ (40 MW) với phương án đấu nối dự kiến như sau:

- Cụm ĐMT Lộc Ninh (640 MW): bao gồm các nhà máy ĐMT Lộc Ninh 1,2,3,4,5. Về trào lưu công suất, các dự án này sẽ được truyền tải về TBA 220 kV Bình Long qua lưới điện 220 kV. Cụ thể:
 - + ĐMT Lộc Ninh 1,2,3 đấu gom về Trạm cắt 220 kV Lộc Tân qua ĐZ 220 kV mạch kép tiết diện ACSR-2x330 dài 4 km.
 - + Trạm cắt 220 kV Lộc Tân đấu nối về TBA 220 kV Bình Long qua ĐZ mạch kép tiết diện ACSR-3x400 dài 30 km.

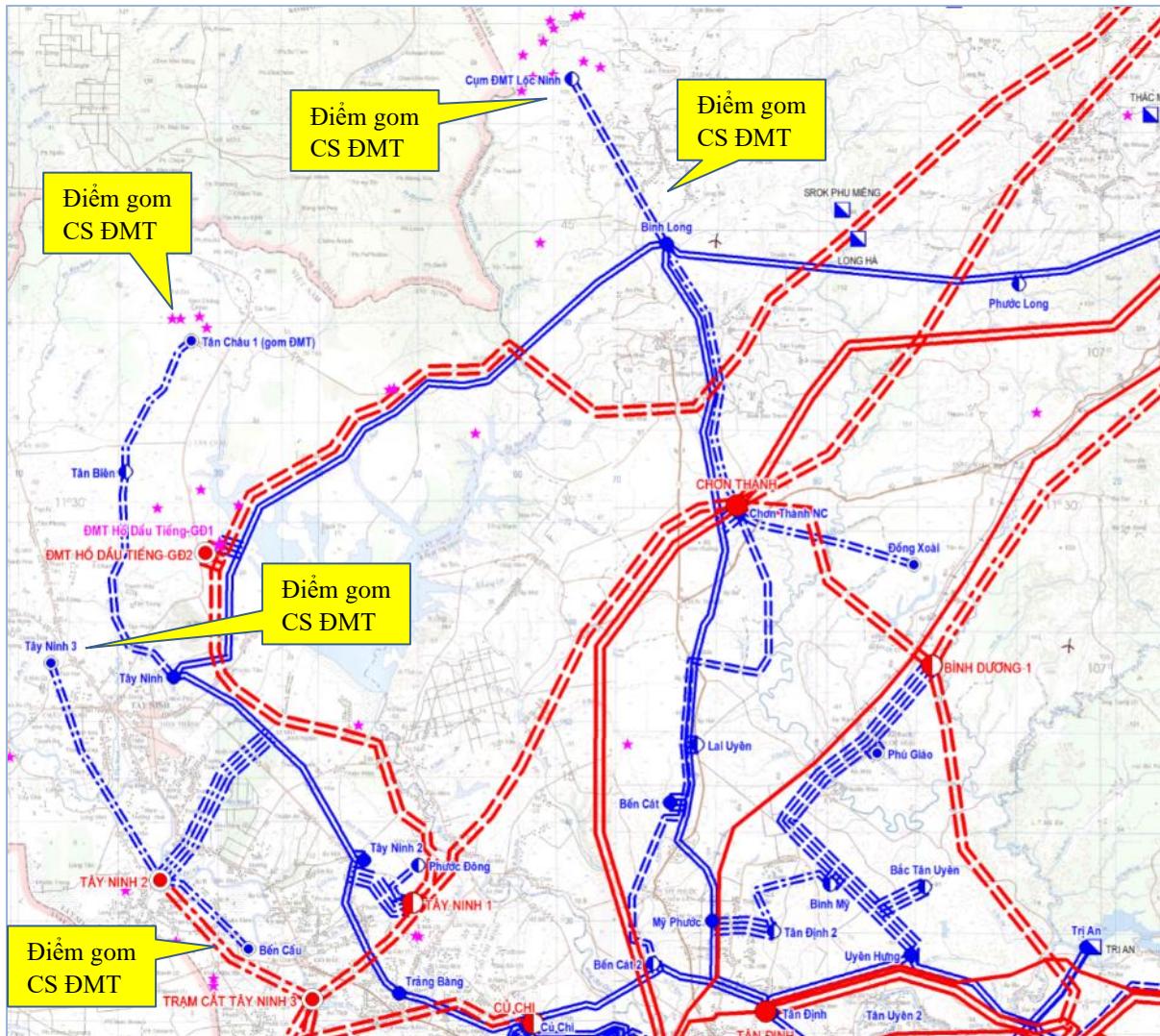
- + MT Lưới Ninh 4,5 cung cấp công suất và vận chuyển điện trên 2 mạch ch 220 kV Lưới Tỉnh - Bình Long qua Z 220 kV 4 m开朗 chia thành ACSR-3x400 dài 3 km. TBA Lưới Ninh 4 sẽ transit Z 220 kV Lưới Tỉnh - Bình Long bằng 4 m开朗 Z 3xACSR400 - 4x3 km.
- MT Thác M (40 MW): xuấtуни vào thanh cái 110 kV của NMT Thác M.

Như vây ngoài các dự án đã BSQH, trong giai đoạn 2021-2025, tỉnh Bình Phước có thêm gần 500 MW từ các nguồn MT mới vào vận hành. Vị trí có nhiều tiềm năng phát triển MT cách tỉnh Bình Phước là các huyện Lưới Ninh, Huyện Quang. Z 220 kV kép 220 kV Lưới Tỉnh – Bình Long giới thiệu có MT Lưới Ninh (640 MW) sử dụng tiết kiệm phân pha 1 n ACSR-3x400, truyền tải công suất 750 MW/1 m开朗. Như vậy, có thể xem xét gom thêm công suất MT huyện Lưới Ninh, уни vào Z 220 kV. Hiện nay, một số dự án MT đang cần xuất ụt trên bàn huy huyện Ninh vớt công suất khoảng 750 MWp và dự kiến уни triển mở rộng 220 kV Lưới Tỉnh, giới thiệu công suất vận tải 220kV Bình Long 2.

Bên cạnh đó, các trạm 220 kV Bình Long, Phước Long và phía 220 kV TBA 500 kV Chợn Thành cũng có thể là điểm gom công suất giới thiệu MT tại khu vực Huyện Srok Phu Miêng và Huyện Phước Hòa.

*) MT tỉnh Tây Ninh:

Nhà nước trình bày trên, trong giai đoạn tới 2025, chương trình nguồn điện bổ sung thêm khoảng 820 MW cho MT tại Tây Ninh, nâng tổng công suất tất cả các dự án MT tại đây lên 1400 MW. Ngoài các nhà máy MT cũ bổ sung quy hoạch (~750 MW) sẽ có khoảng 650 MW từ các nguồn MT mới tính đến năm 2025. Các dự án tiềm năng khu vực này có thể là Z 220 kV MT Huyện Dứt Điểm với quy mô công suất lên đến 2000 MW. Trong đó, G 1 - 500 MW (đã có BSQH) vào vận hành năm 2019 và vận chuyển điện trên 2 m开朗 Z 220 kV Bình Long – Tây Ninh, giai đoạn 2021-2025 (G 2) sẽ phát triển thêm khoảng 650 MW và đến năm 2030 (G 3) sẽ có quy mô khoảng 2000 MW. Do giài hạn không kỹ thuật hiện nay 220 kV khu vực, báo cáo xuất уни công MT Huyện Dứt Điểm (G 2+G 3) – 1500 MW cấp 500 kV, vận chuyển điện trên 2 m开朗 Z 500 kV KrongBuk – Tây Ninh 1. Dây cáp ngang bắc và giài oán 2 cách.



Hình 10.77: Bản đồ hệ thống điện 500-220 kV các tỉnh Tây Ninh, Bình Phước năm 2030

*) ĐMT tỉnh Đồng Nai:

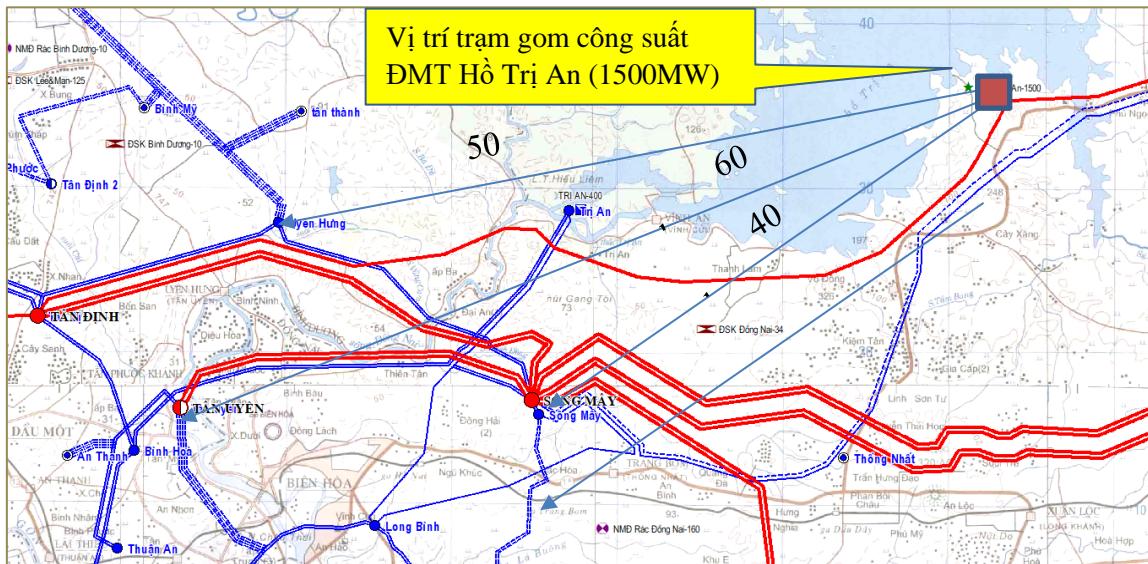
Các dự án nguồn NLTT đang trình thẩm định bổ sung quy hoạch tại tiểu vùng SR15 (TP. Hồ Chí Minh, Bình Dương, Đồng Nai) đều là ĐMT và tập trung chủ yếu tại tỉnh Đồng Nai (99,9%). Trong đó, các dự án ĐMT nổis tại hồ Trị An chiếm trên 90% tổng công suất. Với sự xuất hiện ĐMT quy mô lớn tại tỉnh Đồng Nai, sẽ cần bổ sung các công trình lưới điện để đảm bảo truyền tải nội vùng này.

Theo chương trình phát triển nguồn, giai đoạn 2021-2025 sẽ bổ sung khoảng 600 MW ĐMT tại tỉnh Đồng Nai. Hiện nay, các dự án tiềm năng đều tập trung phát triển ĐMT nổis trên hồ Trị An. Dự án cụm nhà máy ĐMT nổis hồ Trị An có tổng công suất 1500 MW (giai đoạn 1 - 600 MW) dự kiến đặt tại huyện Định Quán, tỉnh Đồng Nai. Do vị trí ĐMT Hồ Trị An nằm gần sát trung tâm phụ tải Đông Nam Bộ (cách Sông Mây 40 km, cách Tân Uyên 60 km) nên phương án đấu nối ưu tiên lựa chọn sẽ cấp điện trực tiếp cho phụ tải, sử dụng cáp điện áp 220 kV. Tuy nhiên, với quy mô công suất khá lớn 1500 MW (net), và còn có thể phát triển thêm, nên cũng cần xem xét đến phương án

đầu nối ở cấp điện áp 500 kV. Cấp điện áp 110 kV không đưa vào tính toán vì quy mô công suất của dự án quá lớn để đấu nối ở cấp 110 kV.

Các vị trí tiềm năng để đấu nối dự án ĐMT Hồ Trị An là: TBA 500/220 kV Sông Mây, TBA 500/220 kV Tân Uyên và TBA 220 kV Uyên Hưng. Khoảng cách tính toán từ vị trí TBA gom của dự án ĐMT đến 3 TBA tiềm năng được thể hiện như dưới đây. Từ bản đồ, có thể nhận thấy vị trí dự án chỉ cách ĐZ 500 kV Di Linh - Tân Định 5 km nên đấu nối vào ĐZ này cũng có thể là một lựa chọn tạm thời ở giai đoạn đầu do thời gian xây dựng ngắn. Khi quy mô dự án đầy đủ (1500 MW), dự án sẽ chiếm trọn dung lượng truyền tải của đường dây, do đó công suất truyền tải từ Miền Trung vào Miền Nam sẽ bị chặn lại tại vị trí dự án ĐMT Hồ Trị An, ảnh hưởng đến khả năng giải tỏa công suất các dự án nguồn tại Ninh Thuận, Khánh Hòa, Lâm Đồng theo hướng Di Linh.

Do dự án có quy mô đầy đủ 1500 MW và có thể mở rộng thêm, do vậy phương án đấu nối cần được tính toán cho dài hạn. Các hạng mục lưới điện đồng bộ với nhà máy cần lựa chọn quy mô lớn đảm bảo giải tỏa nguồn điện 1500 MW.



Hình 10.78: Vị trí dự án ĐMT Hồ Trị An (tỉnh Đồng Nai)

Đề xuất các phương án đấu nối dự án ĐMT Hồ Trị An như sau:

Phương án 1: Đầu nối bằng cấp 220 kV về TBA Sông Mây. Từ trạm gom ĐMT Hồ Trị An, xây dựng mới ĐZ 220 kV mạch kép, tiết diện phân pha $3 \times 400\text{mm}^2$ chiều dài 40 km đấu nối vào thanh cái 220 kV TBA 500/220 kV Sông Mây.

Phương án 2: Đầu nối bằng cấp 220 kV về TBA Tân Uyên. Từ trạm gom ĐMT Hồ Trị An, xây dựng mới ĐZ 220 kV mạch kép, tiết diện phân pha $3 \times 400\text{mm}^2$ chiều dài 60 km đấu nối vào thanh cái 220 kV TBA 500/220 kV Tân Uyên.

Phương án 3: Đầu nối bằng cấp 220 kV về TBA Uyên Hưng. Từ trạm gom ĐMT Hồ Trị An, xây dựng mới ĐZ 220 kV mạch kép, tiết diện phân pha $3 \times 400\text{mm}^2$ chiều dài 50 km đấu nối vào thanh cái 220 kV TBA 220 kV Uyên Hưng.

Phương án 4: Đầu nối bằng cấp 500 kV về TBA Sông Mây. Từ trạm gom ĐMT Hồ Trị An, xây dựng mới ĐZ 500 kV mạch kép, tiết diện phân pha $4 \times 330\text{mm}^2$ chiều dài 40 km đấu nối vào thanh cái 500 kV TBA 500 kV Sông Mây. Với quy mô dự án ĐMT Hồ Trị An – 1500 MW (GĐ 1: 600 MW trong giai đoạn tới 2025) phát lên lưới

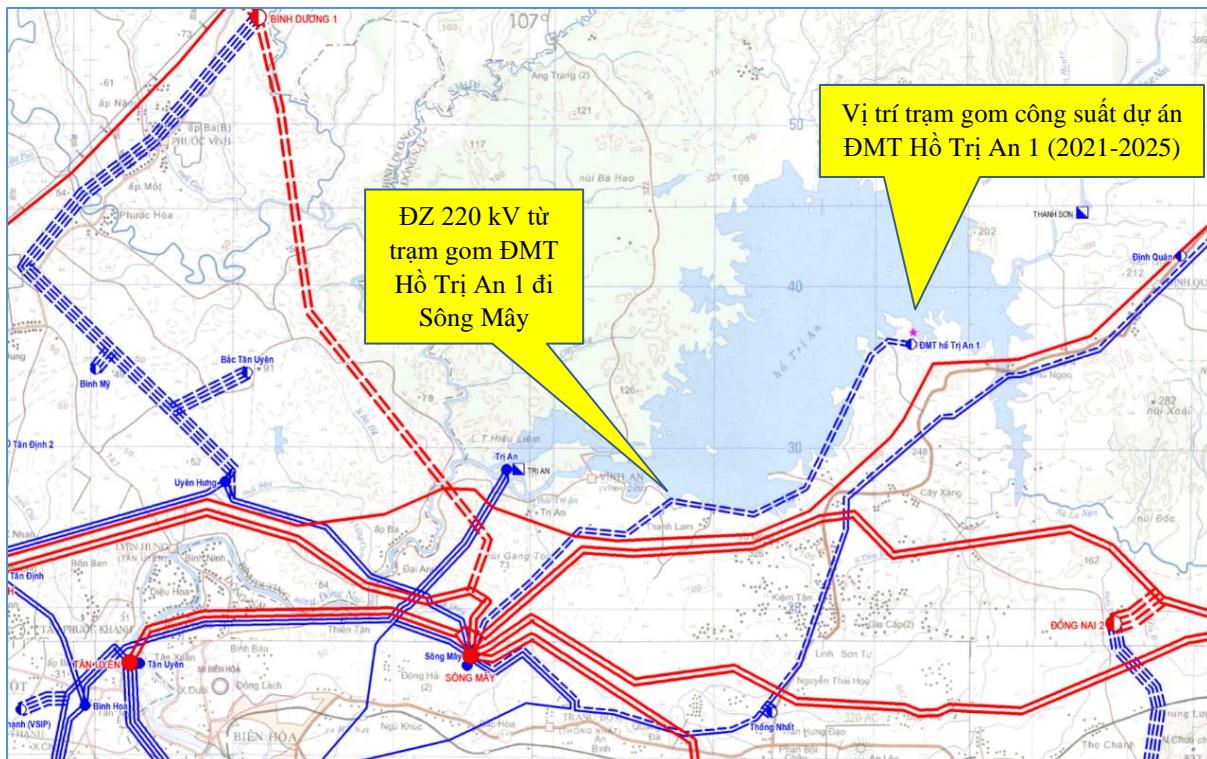
trong giai đoạn tới 2025, nhận thấy phương án đấu nối tốt nhất cho HTĐ là dự án nêu phát điện trực tiếp cho phụ tải khu vực (cấp điện áp 220 kV) để tránh tổn thất do dòng điện chạy vòng. Kết quả so sánh kinh tế cho thấy phương án 1 có chi phí hiện tại hóa của hệ thống thấp nhất. Vì vậy, kiến nghị xem xét lựa chọn phương án 1 là phương án đấu nối cho dự án. Chi tiết so sánh kinh tế - kỹ thuật giữa các phương án xem trong phụ lục Chương 10.

Như vậy, giai đoạn 2021-2025 sẽ bổ sung thêm ĐZ 220 kV mạch kép tiết diện phân pha 3x400mm² chiều dài khoảng 40 km từ trạm gom ĐMT Hồ Trị An đấu nối về thanh cáp 220 kV TBA 500/220 kV Sông Mây. Phương án đấu nối này sẽ đảm bảo giải tỏa cho 1500 MW ĐMT Hồ Trị An, trong đó giai đoạn 1 – 600 MW dự kiến phát điện trong giai đoạn 2021-2025.

Với khối lượng xây dựng 40 km ĐZ 220 kV, có thể kéo dài 2-3 năm, do vậy xem xét ở giai đoạn đầu của dự án, khi ĐZ đấu nối chưa hoàn thiện, dự án ĐMT Hồ Trị An có thể đấu nối tạm chuyển tiếp vào ĐZ 220 kV Bảo Lộc – Sông Mây và sẽ phải chấp nhận giảm phát vào buổi trưa để tránh quá tải ĐZ (do ĐZ này tiết diện nhỏ ACSR795MCM ~ ACSR400).

Ngoài ĐMT Hồ Trị An, tỉnh Đồng Nai còn nghiên cứu phát triển thêm 300 MWp ĐMT Đồng Nai 2 đấu nối chuyển tiếp trên ĐZ 220 kV TĐ Đồng Nai 2 - 500/220 kV Di Linh và nhà máy thủy điện Thanh Sơn (54 MW) tại huyện Định Quán dự kiến đấu nối ở cấp 110kV.

- ĐMT Thanh Sơn 2 – 50 MWp để xuất đấu nối về trạm 110kV Định Quán;



Hình 10.79: Phương án đấu nối cụm ĐMT Hồ Trị An – giai đoạn 1 (600 MW)

Bên cạnh ĐMT, Đồng Nam Bộ cũng có tiềm năng phát triển điện gió tại tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu. Ngoài NMĐG Công Lý Bà Rịa Vũng Tàu (giai đoạn 1 – 102,6 MW) đã

được phê duyệt, tỉnh còn đề xuất bổ sung quy hoạch một số dự án như Điện gió ngoài khơi Xuyên Mộc với tổng quy mô công suất 760 MW, chia làm 2 giai đoạn: 400 MW vào vận hành giai đoạn 2021-2025 và 360 MW vận hành sau năm 2025, dự kiến đấu nối về trạm 220 kV Châu Đức qua ĐZ 220 kV mạch kép dài khoảng 30km. Trường hợp tiếp tục phát triển thêm điện gió tại khu vực này, cần xem xét gom công suất về trạm 500 kV Bắc Châu Đức, thay vì đấu nối chuyển tiếp vào các đường dây 220 kV hiện có để tránh quá tải lưới.

• **Lưới cấp điện cho phụ tải Đông Nam Bộ (2021-2025):**

Đông Nam Bộ là trung tâm phụ tải của miền Nam với tổng nhu cầu công suất được dự báo khoảng 19000 MW vào năm 2025, tăng gần 6200 MW so với năm 2020. Với quy mô phụ tải tăng 8,1%/năm, giai đoạn tới 2025 sẽ cần bổ sung thêm nhiều trạm 500-220 kV cấp điện cho phụ tải tại khu vực này.

▪ **Thành phố Hồ Chí Minh:**

TP. Hồ Chí Minh là trung tâm kinh tế, chính trị của Miền Nam nên có yêu cầu về độ tin cậy cung cấp điện cao. Hiện nay, lưới truyền tải cấp điện cho TP HCM đã tương đối hoàn thiện với các mạch vòng 500 kV và 220 kV bao quanh thành phố. Hệ thống trạm biến áp 500/220 kV và 220/110 kV cũng liên tục được bổ sung trong những năm gần đây, giúp cải thiện đáng kể chất lượng dịch vụ cung cấp điện của thành phố. Phụ tải TP HCM được dự báo vẫn sẽ tiếp tục tăng trưởng trong 5 năm tới. Pmax năm 2019 của TP HCM đạt khoảng 4600 MW và dự kiến đạt khoảng 6800 MW năm 2025.

Để đảm bảo cấp điện an toàn tin cậy cho phụ tải thành phố, giai đoạn 2021-2025 dự kiến xây dựng mạng lưới cấp điện cho khu vực TP Hồ Chí Minh từ các TBA 500 kV Đức Hòa, Tân Uyên. Các đường dây sử dụng cột mạch kép hoặc 4 mạch, dây phân pha có tiết diện lớn (ĐZ 220 kV 4 mạch Cầu Bông – Hóc Môn, ĐZ 220 kV Đức Hòa – Củ Chi – Cầu Bông...). Xây dựng trực cáp ngầm 220 kV cấp điện cho khu trung tâm thành phố Tao Đàn – Tân Cảng – Thủ Thiêm – Cát Lái, Phú Lâm – Đàm Sen – Tân Sơn Nhất – Hiệp Bình Phước nhằm nâng cao độ tin cậy cho hệ thống điện. Giai đoạn tới 2025, TP Hồ Chí Minh và lân cận cần bổ sung một số dự án LTT cụ thể như sau:

- Xây mới TBA 500 kV Củ Chi, công suất 2x900 MVA, chuyển tiếp trên 1 mạch ĐZ 500 kV Mỹ Tho – Chơn Thành. Phía 220 kV trạm đấu nối trên các mạch 220 kV Cầu Bông – Củ Chi – Đức Hòa và Tân Định – Củ Chi – Trảng Bàng để tăng cường độ tin cậy cung cấp điện cho phía Tây thành phố.
- Nâng công suất TBA 500 kV Nhà Bè (2x600 MVA) lên 2x900 MVA.
- Xây mới các trạm 220 kV Tân Cảng, Tân Sơn Nhất, Bình Chánh 1, Đàm Sen, Bà Quẹo (Vĩnh Lộc), Thủ Thiêm, Quận 7 và ĐZ đấu nối để cấp điện cho phụ tải.
- Xây mới TBA 220 kV Nam Hiệp Phước ngay trong giai đoạn 2021-2025 (thay vì 2026-2030 như đề xuất của QH PTDL TP Hồ Chí Minh).
- Lắp máy 3 TBA 220 kV Nhà Bè, nâng công suất trạm lên 3x250 MVA.
- Cải tạo nâng khả năng tải ĐZ 220 kV Thủ Đức – Cát Lái và thực hiện chuyển đấu nối tại Cát Lái, đồng bộ với TBK Nhơn Trạch 3.

Từ kết quả mô phỏng tính toán, một số nhận xét được rút ra như sau:

- Nếu các công trình LTT của TP HCM được đầu tư đúng tiến độ như đề xuất ở trên thì các phần tử ĐZ và MBA truyền tải trên địa bàn thành phố sẽ đáp ứng tốt yêu cầu cung cấp điện phụ tải, với mức tải trung bình dưới 75%.
- TBA 500 kV Củ Chi vào vận hành sẽ giảm tải cho TBA 500 kV Cầu Bông.
- MBA 500/220 kV Nhà Bè 2x600 MVA sẽ vận hành đầy tải ở chế độ N-0. Sau khi thay bằng 2 MBA 900 MVA, mức tải của trạm giảm xuống còn dưới 60%, đảm bảo vận hành khi sự cố N-1.

Các tỉnh còn lại khu vực Đông Nam Bộ:

Các tỉnh còn lại của khu vực Đông Nam bộ (trừ TP. Hồ Chí Minh) gồm Bình Phước, Tây Ninh, Bình Dương, Đồng Nai và Bà Rịa – Vũng Tàu. Đây là khu vực tập trung phụ tải công nghiệp với mật độ cao nhất cả nước. Tổng Pmax năm 2019 của các tỉnh này đạt khoảng 7300 MW và sẽ tăng lên 13300 MW vào năm 2025.

Do sự khó khăn trong việc tìm hành lang tuyến ĐZ 500 kV đấu nối TBA 500 kV Củ Chi, xem xét xuất hiện sớm ĐZ 500 kV Chơn Thành – Đức Hòa. TBA 500 kV Củ Chi sẽ đấu chuyển tiếp trên 1 mạch ĐZ Chơn Thành – Đức Hòa. Ngoài ra, do trạm 500 kV Đức Hòa có quá nhiều ngăn lô 500 kV vào ra (10 ngăn ĐZ, 2 ngăn MBA), dòng ngắn mạch tăng cao nên xem xét chuyển đấu nối ĐZ 500 kV Chơn Thành – Đức Hòa đấu nối trực tiếp vào ĐZ 500 kV Mỹ Tho – Đức Hòa. Cấu trúc đấu nối này sẽ làm tiền đề hình thành mạch vòng 500 kV thứ 2 bao quanh miền Đông Nam Bộ trong tương lai.

Các hạng mục lưới truyền tải 500-220 kV khu vực dự kiến xây dựng và cải tạo trong giai đoạn tới 2025 như sau:

1. Khu vực các tỉnh Bình Phước, Tây Ninh:

- Cải tạo trực ĐZ 220 kV Bình Long – Chơn Thành – Lai Uyên – Mỹ Phước – Tân Định để giải tỏa nguồn NLTT và tăng cường khả năng cấp điện cho khu vực tỉnh Bình Dương.
- Xây dựng mới ĐZ 220 kV mạch kép Trảng Bàng – Tây Ninh – cấp điện cho phụ tải dọc quốc lộ 22 TP. Hồ Chí Minh – Tây Ninh – Tân Biên.
- Trong giai đoạn tới 2025, tỉnh Bình Phước sẽ được bổ sung thêm trạm 220 kV Phước Long và lắp thêm máy 2 trạm 220 kV Chơn Thành nối cáp.
- Xây mới TBA 500 kV Tây Ninh 1 – 900 MVA để xuất đấu nối chuyển tiếp trên 2 mạch 500 kV Mỹ Tho – Chơn Thành. Phía 220 kV của trạm chuyển tiếp trên 2 mạch ĐZ 220 kV Tây Ninh 2 – Trảng Bàng.
- Xây mới trạm 220 kV Tân Biên cấp điện cho cửa khẩu Tân Biên và vùng biên giới với Campuchia.
- Xây mới trạm 220 kV Phước Đông cấp điện phụ tải huyện Trảng Bàng (tập trung nhiều KCN, CCN), dự kiến đấu nối về trạm 500 kV Tây Ninh 1 qua mạch kép 220kV.

2. Tỉnh Bình Dương:

- Xây dựng TBA 500 kV Bình Dương 1 chuyển tiếp trên tuyến Sông Mây – Tân Định và đưa vào vận hành ĐZ 500 kV mạch kép Chơn Thành – Bình Dương 1.
- Giai đoạn tới 2025 dự kiến đóng điện các trạm Bến Cát 2, Tân Định 2, An Thạnh (VSIP) để giảm tải cho các TBA 220 kV Tân Định, Mỹ Phước hiện có; thực hiện

xây mới các trạm 220 kV Bình Mỹ, Bắc Tân Uyên, Lai Uyên để cấp điện cho khu vực trung tâm phụ tỉnh Bình Dương.

- TBA 220 kV Bến Cát 2 chuyển tiếp trên 2 mạch Củ Chi – Tân Định và ĐZ 220 kV mạch kép Chơn Thành – Bến Cát – Bến Cát 2 để cấp điện cho phụ tải tỉnh Bình Dương.
- Phía 220 kV TBA 500 kV Bình Dương 1: xây mới các ĐZ 4 mạch 220 kV đấu nối vào trực hiện có Tân Định – Uyên Hưng – Sông Mây để tạo thành 2 trực mới: Tân Định – Uyên Hưng - Bình Mỹ - Bình Dương 1 và Bình Dương 1 - Tân Mỹ - Sông Mây. Các đường dây sử dụng cột nhiều mạch, phân pha, tiết diện lớn.
- Các trạm 220 kV xây mới cấp điện cho khu vực trung tâm tỉnh Bình Dương bao gồm Bình Mỹ, Bắc Tân Uyên sẽ đấu nối vào trực 220 kV giải tỏa công suất sau TBA 500 kV Bình Dương 1.
- TBA 220 kV Tân Định 2 đấu nối chuyển tiếp trên 2 mạch Mỹ Phước – Tân Định 500 kV. Đường trực 220 kV Chơn Thành – Mỹ Phước – Tân Định cần cải tạo để đảm bảo cấp điện cho phụ tải.

3. Tỉnh Đồng Nai:

- Đưa các trạm 500 kV Long Thành, Đồng Nai 2 và các đường dây đấu nối vào vận hành trong giai đoạn tới 2025.
- Giai đoạn 2021-2025, TBK Nhơn Trạch 4 dự kiến vào vận hành và đấu nối chuyển tiếp trên 1 mạch 500 kV Phú Mỹ - Nhà Bè. Lưới điện 500 kV khu vực đảm bảo vận hành trong cả chế độ N-0 và N-1.
- Xây dựng các xuất tuyến 220 kV từ trạm 500 kV Đồng Nai đấu nối chuyển tiếp trên 2 mạch ĐZ 220 kV Xuân Lộc – Long Thành để cấp điện cho Đồng Nai.
- Phía 220 kV TBA Long Thành đấu vào ĐZ 2 mạch An Phước – Long Thành để tạo thành mạch vòng mới Đồng Nai 1 – Long Thành - An Phước – Tam Phước – Long Bình - Sông Mây.
- Xây mới đoạn tuyến đấu nối TBA 220 kV Xuân Lộc chuyển tiếp trên ĐZ 220 kV Hàm Thuận – Long Thành (ACSR-2x330).
- Bổ sung thêm mạch 2 Bảo Lộc – Sông Mây để truyền tải nguồn điện tỉnh Lâm Đồng, đồng thời tăng cường cấp điện cho phụ tải phía Bắc tỉnh Đồng Nai.
- Trong giai đoạn tới 2025, tỉnh Đồng Nai sẽ được bổ sung thêm khá nhiều trạm 220 kV bao gồm: Tam Phước, Thống Nhất, KCN Nhơn Trạch, Định Quán, Long Khánh và Biên Hòa (sớm 1 giai đoạn so với đề xuất của QHĐ tỉnh) để cấp điện cho phụ tải.

4. Tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu:

- Xây dựng TBA 500 kV Bắc Châu Đức (900 MVA) bổ sung nguồn trạm 500 kV cho tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu đấu chuyển tiếp trên 2 mạch Phú Mỹ - Sông Mây.
- Giai đoạn này tỉnh Đồng Nai sẽ được bổ sung thêm các trạm 220 kV KCN Phú Mỹ 3, Long Sơn cấp điện cho phụ tải công nghiệp phía Nam tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu. Các trạm 220 kV Mỹ Xuân, Bà Rịa, Châu Đức cũng được nâng công suất để đáp ứng nhu cầu phụ tải.
- Xây mới ĐZ 220 kV KCN Phú Mỹ 2 – Đồng Nai 1 - Hàm Tân – Phan Thiết cấp điện cho các phụ tải công nghiệp lớn tại các KCN tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu.

- Hình thành mạch vòng 220 kV cấp điện cho các phụ tải công nghiệp lớn của tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu là ĐZ 220 kV Phú Mỹ - Tân Thành - KCN Phú Mỹ 3 - Long Sơn - Châu Đức – Phước Thuận và Tân Thành - Vũng Tàu – NĐ Bà Rịa.

Từ kết quả mô phỏng tính toán rút ra một số nhận xét sau:

- Đối với các ĐZ 500 kV, có khả năng xuất hiện đầy và quá tải trên đoạn Di Linh – Tân Định, Pleiku 2 – Cầu Bông, Pleiku 2 – Chơn Thành các năm từ 2020-2025, nhất là vào chế độ phụ tải cao điểm tối, mùa mưa, huy động cao nguồn Miền Bắc và Tây Nguyên cấp vào Miền Nam.
- ĐZ 220 kV Bình Long – Chơn Thành – Lai Uyên - Mỹ Phước – Tân Định sẽ đảm bảo vận hành nếu được cải tạo thành dây siêu nhiệt TCSR795MCM như đề xuất.
- Các TBA 220 kV KCN Phú Mỹ 3, Biên Hòa được đề xuất vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025 để giảm tải cho các trạm 220 kV Long Thành, Bàu Sen, Phú Mỹ, Mỹ Xuân, Tân Thành.

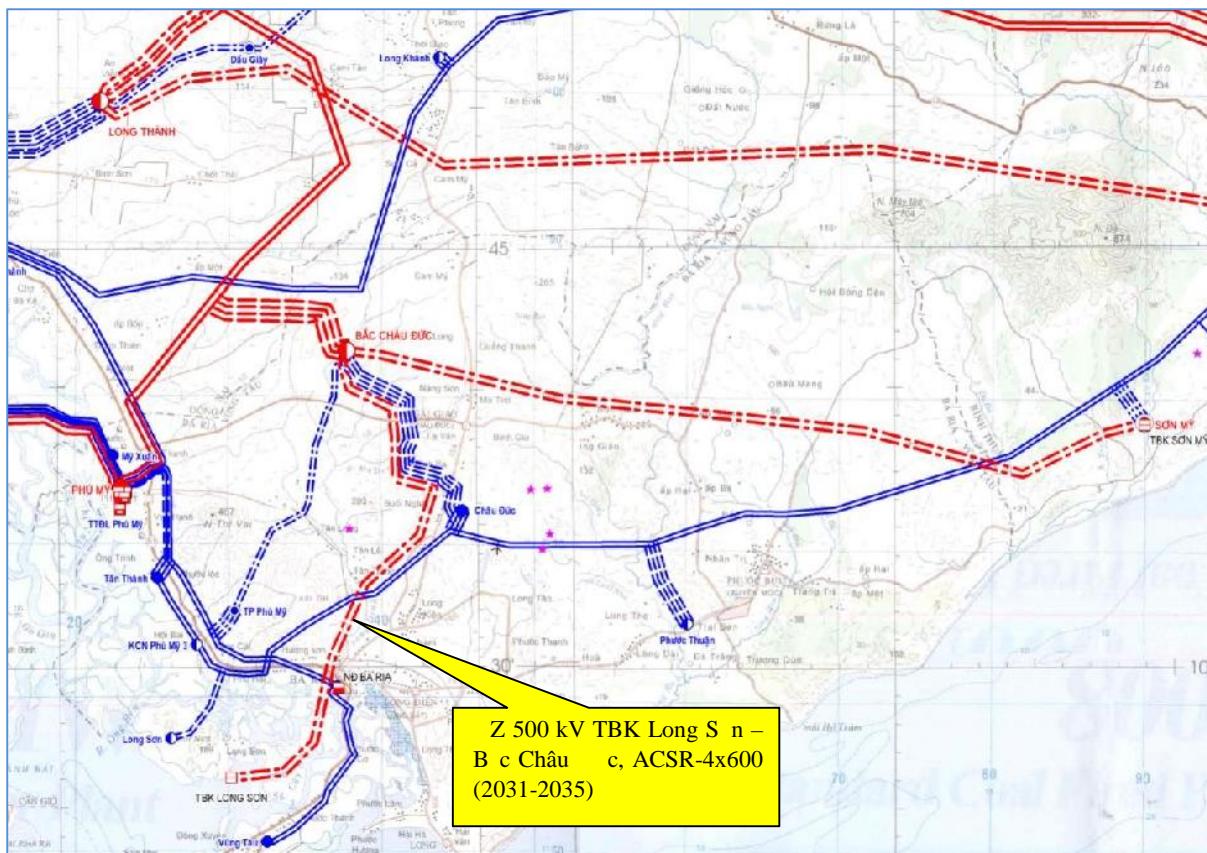
10.4.10.2. Giai đoạn 2026-2030

• **Lưới giải tỏa nguồn điện Đông Nam Bộ (2026-2030):**

Ngày 23 tháng 4 năm 2020, Thủ tướng Chính phủ ban hành văn bản số 479/Ttg-CN về việc bổ sung các Trung tâm điện lực LNG Cà Ná và Long Sơn vào Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia. Theo đó, BSQH Trung tâm điện lực LNG Long Sơn giai đoạn 1 công suất khoảng 1200-1500 MW dự kiến vận hành 2025-2026. Tuy nhiên, theo chương trình phát triển nguồn điện của QHĐ VIII, căn cứ vào kết quả dự báo nhu cầu phụ tải và các yếu tố mới về nguồn điện, dự án TBK LNG Long Sơn được điều chỉnh tiến độ vào vận hành nhà máy đầu (800 MW) vào giai đoạn 2026-2030, 800 MW tiếp theo sẽ vận hành trong giai đoạn 2031-2035.

Theo báo cáo Hiệu chỉnh bổ sung quy hoạch TTĐL Long Sơn do Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng điện 3 - PECC3 thực hiện, TTĐL Long Sơn đề xuất đấu nối về TBA 500 kV Bắc Châu Đức qua ĐZ 500 kV mạch kép dài khoảng 32 km, tiết diện ACSR-4x600mm², đồng bộ với giai đoạn đầu của trung tâm điện lực (2026-2030). Trường hợp giai đoạn 1 của TTĐL Long Sơn vào vận hành sớm trong các năm 2025-2026 như quyết định phê duyệt của Thủ tướng Chính phủ thì tiến độ xây dựng ĐZ 500 kV TBK Long Sơn – Bắc Châu Đức cũng cần đẩy sớm đảm bảo đồng bộ với nhà máy.

Bản đồ phương án đấu nối TBK Long Sơn như sau.



Hình 10.80: Mạng lưới TBK LNG Long Sơn giai đoạn 2026-2030

Bên cạnh những trung tâm tuabin khí, giai đoạn này khu vực Đông Nam Bộ sẽ tiếp tục phát triển các nguồn MT tại các tỉnh Bình Phước, Tây Ninh, Đồng Nai và tăng gió tại tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu.

*) MT tỉnh Tây Ninh:

Theo khung quy hoạch phân bổ nguồn năng lượng giai đoạn 2026-2030 đã xác định bổ sung thêm khoảng 1500 MW MT tại tỉnh Tây Ninh, nâng tổng quy mô công suất MT tại đây lên 3000 MW. Mục tiêu中期 mục tiêu có thể là cung cấp MT H Dự Tiếng. Trong giai đoạn này, dự án có thể tăng quy mô đến 2000 MW (bao gồm các G1 – 500 MW đã vào vận hành; G2 – 650 MW đang thêm giai đoạn 2021-2025).

Ngoài 2000 MW MT H Dự Tiếng và 380 MW MT vận hành trước năm 2026, giai đoạn này cần bổ sung thêm khoảng 630 MW MT mới. Khu vực có nhu cầu lớn nhất phát triển MT tại Tây Ninh là các huyện Tân Châu, Châu Thành và Đồng Minh Châu. Điều tra nguồn báo cáo xuất xây mitem 220 kV gồm MT huyện Tân Châu (Tân Châu 1) và Zắc chépунив TBA 220 kV Tân Biên. Với các dự án như 1 nmrirác phía Tây Nam tỉnh Tây Ninh có thể xem xét nối vào lưới 110 kV hoặc gom công suất từ các trạm 220 kV Bình Cầu, Tây Ninh 3 hoặc thanh cáp 220 kV – TBA 500 kV Tây Ninh...

Tây Ninh là một tỉnh có nhu cầu phát triển khá cao, dự báo năm 2030 sẽ có khoảng 2100 MW. Vì vậy phát triển MT trên địa bàn tỉnh sẽ góp phần áp dụng nhu cầu phát triển, tránh truyền tải cao qua các MBA 500 kV.

*) MT tỉnh Bình Phước:

Giai đoạn 2026-2030 định bao sung thêm nguồn MT trên a bàn tay Bình Phước. Các nút 220 kV giáp tách MT khu vực Bình Long, Phước Long, ngoài việc cung cấp điện cho phát triển kinh tế, công suất đường dây trung chuyển qua 1 lô 220 kV.

Theo kết quả tính toán, Z 220kV Bình Long - Chợ Thành sau khi cất o nâng khẩn nguy hiểm trong giai đoạn 2021-2025, đường dây vận mang tải cao, khi sạc 1 m chiều dài đường dây gián nguồn điện khu vực. Tuy nhiên, để giảm tải công suất nguồn NLTT cho khu vực các tỉnh Kon Nông và Bình Phước, sẽ xây dựng thêm 01 Z 220kV mạch kép tách Bình Long từ trạm 500kV Chợ Thành.

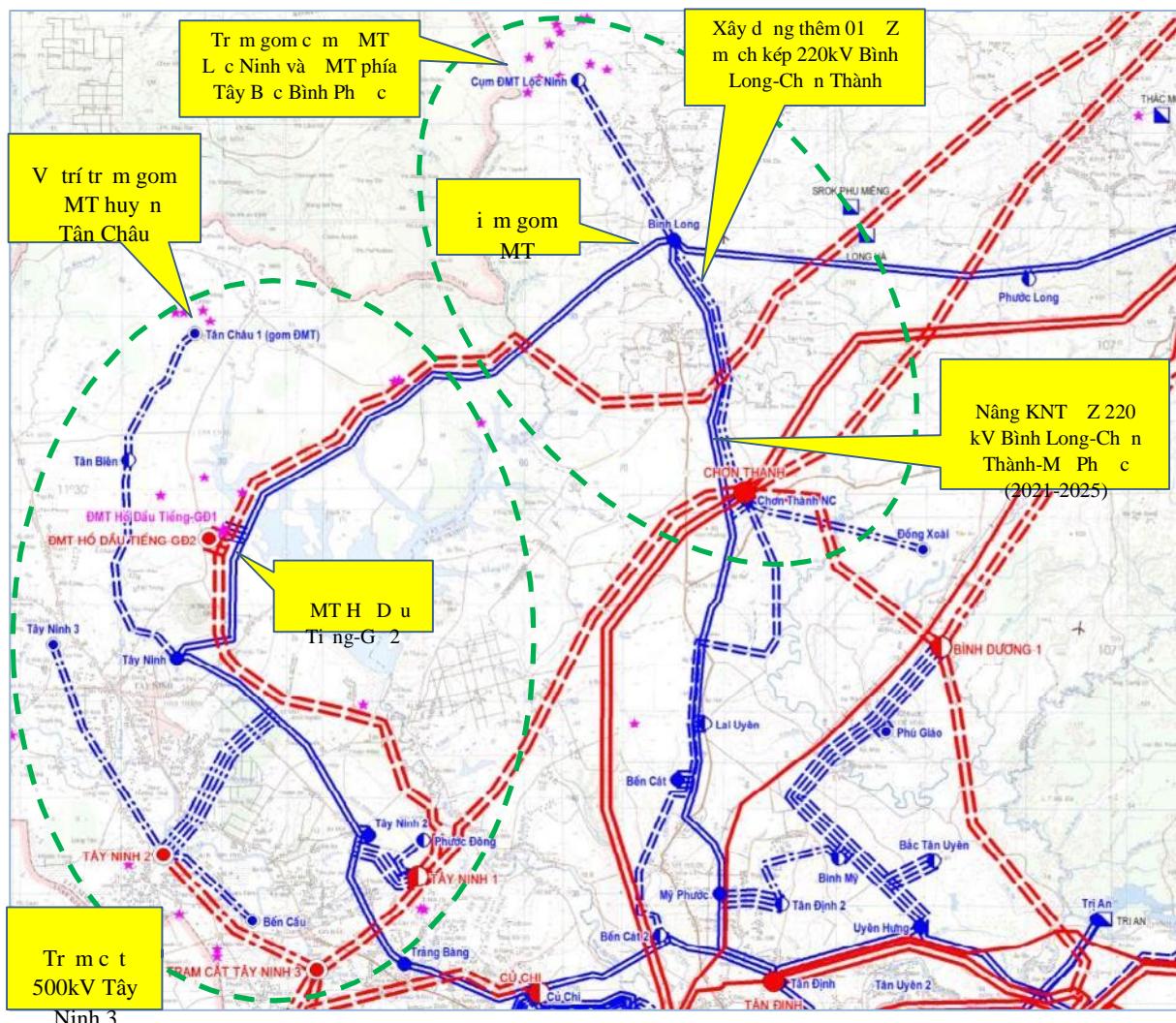
Lĩnh vực khu vực các tỉnh Bình Phước - Tây Ninh nhìn năm 2030 xem trong Hình 10.78.

*) MT Huyện Trà An (tỉnh Đồng Nai):

Theo kết quả phân bổ nguồn, tỉnh Đồng Nai sẽ bao sung thêm 300 MW MT so với giai đoạn 2025, nâng tổng quy mô công suất MT toàn tỉnh là 900 MW. Các dự án tiềm năng phát triển trong giai đoạn này là các MT nằm trên Huyện Trà An.

Nhập khẩu trang bị cho giai đoạn 2021-2025, báo cáo xây dựng cách mạng điện bao sung Z 220kV mạch kép tiết kiệm phân pha 3x400mm² chiều dài khoảng 40 km từ trạm gom MT Huyện Trà An until thanh cáp 220kV TBA 500/220kV Sông Mây giáp acm MT Huyện Trà An - 1500 MW. Giai đoạn trước đó, trung hàn p nguồn điện vào vận hành sớm trong khi Zun iech hoàn thành, dự án MT Huyện Trà An có thể đưa vào vận hành vào Z 220kV BQLC - Sông Mây và sẽ phát triển nhanh chóng phát vào buổi trưa tránh quá tải Z (do Z này tiết kiệm ACSR795MCM ~ ACSR400).

Tuy nhiên, khi cung cấp MT Huyện Trà An until hoàn thành vào TBA Sông Mây và quy mô tăng lên 1500 MW, cần tiến hành cất o nâng tiết kiệm Z 220kV Sông Mây - Long Bình (độ dài 16 km) dự án có thể phát 100% công suất, trung hàn p Z 220kV này chia làm hai cát o thì vào các giờ buổi trưa, dự án phát điện khoảng 350 MW.



Hình 10.81: Bản đồ khu vực các thành phố Bình Phước - Tây Ninh năm 2030

Ngoài MT trên H Tr An, t nh ng Nai còn có ti m n ng phát tri n MT t i các khu v c khác v i t ng công su t kho ng 230 MWp..

*) i n gió t nh Bà R a V ng Tàu:

Bên c nh MT, ông Nam B c ng có ti m n ng phát tri n i n gió t i t nh Bà R a V ng Tàu. M t s ngu n i n ti m n ng t i khu v c này nh : i n gió ngoài kh i (GNK) Xuyên M c v i t ng quy mô công su t 760 MW nghiên c u u n i v tr m 220 kV Châu c qua Z 220 kV m ch kép dài kho ng 30km; Nhà máy i n gió trên bi n FECON V ng Tàu (500 MW), nghiên c u u n i chuy n ti p trên 2 m ch Z 220 kV Bà R a – V ng Tàu... Tr ng h p phát tri n thêm g n 1300 MW i n gió huy n Xuyên M c, c n xem xét b sung thêm 01 Z 220kV m ch kép t tr m 220kV Châu c v tr m 500kV B c Châu c m b o v n hành cho l i 220kV i u ki n làm vi c bình th ng N-0.

*) Nguồn điện linh hoạt (năng lượng LNG, TBK LNG):

Ngoài MT trung phát triển tại các tỉnh Bình Phước, Tây Ninh, vào giai đoạn 2026-2030, khu vực Đông Nam Bộ còn điều kiện xuất hiện nguồn điện linh hoạt tại TP. Hồ Chí Minh và thành phố Rạch Giá Tàu. Phát huy tác động phản ứng, báo cáo xem xét nguồn điện này vào lưới 220-110 kV có thể triển khai cho phát triển. Theo quy hoạch nguồn điện, giai đoạn sau 2020, các NMN Thủ Đức, Hiệp Phước, Bà Rịa - Vũng Tàu có thể xem xét triển khai các công trình 110kV nhằm cung cấp các nhà máy này nguồn điện linh hoạt.

• Lập kế hoạch cho phòng thủ Đông Nam Bộ (2026-2030):

Giai đoạn này định hình xây dựng thêm các TBA 220 kV nhằm vào các trung tâm có tiềm năng cung cấp điện. Trong 220 kV Bình Chánh 2 và trên trục Phú Lãm - Cầu Hòa, cần thiết kỹ thuật thanh cáy linh hoạt, có thể phân bổ giảm dòng ngắn mạch, phù hợp với các phasing thời gian hành khác nhau. Nâng công suất các trạm 500 kV Tân Nhị, Tân Uyên, Bình Dương 1, Long Thành, Rang Nai 2, Củ Bông, Cầu Chi, Bereich Châu cung cấp sang trạm 500 kV cho khu vực trung tâm phát triển. Các nguồn trạm 500-220 kV được định hình xây dựng và cài đặt theo từng vùng như sau:

- Xây mới trạm 500 kV Tây Ninh 2 cung cấp cho phát triển Tây Ninh;
- Xây dựng trạm cát 500 kV Tây Ninh 3 thuỷ lợi cho việc phát triển 110kV trung tâm Tây Nam Bộ và cung cấp điện cho các trạm 500 kV Tây Ninh 1 và Tây Ninh 2.
- Xây dựng trạm 500 kV Phố Cát giảm tải cho các trạm 500 kV Phú Lãm, Nhà Bè, Rang tháp truy cập 110kV khu vực Trà Vinh, Bình Tre và TP. Hồ Chí Minh. Phía 220 kV cách trạm định hình 03 ngã ba 220 kV mà chia thành hai cung cấp cho các trạm 220 kV Bình Chánh, Bình Chánh 2, Rang Sen, Tao Án, Tân Sơn Nhì...Trạm 220 kV Bình Chánh 2 sẽ tách thành cáy, vận hành linh hoạt theo nhu cầu dòng ngắn mạch.
- Nâng công suất các trạm 500 kV Tân Nhị, Tân Uyên, Bình Dương 1, Rang Nai 2, Củ Bông, Cầu Chi cung cấp sang cho vùng lõi của Đông Nam Bộ;
- Xây mới các trạm 110kV Xoài, Bình Cầu, Tây Ninh 3, nâng công suất trạm Phố Cát Long Thành vào vùng Bình Phước, Tây Ninh;
- Xây mới các trạm Phố Cát Thuận, TP Phú Mỹ (tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu - SR14);
- Xây mới các trạm 220 kV Phú Giáo, Rang Nai, Bình Giả, Tây Bắc Cầu Chi, Phú Hòa Đông, Bình Chánh 2 và nâng công suất trạm TBA cung cấp cho phát triển các tỉnh Bình Dương, Rang Nai và TP. Hồ Chí Minh.

Một số Z 500-220 kV được định hình xây dựng và cài đặt trong giai đoạn 2026-2030 như sau:

- Xây dựng các Z 500 kV Trạm cát Tây Ninh 3 - Rang Tây Ninh 1 - M Thới (chuyển tiếp 220kV) và Trạm cát 500 kV Tây Ninh 3 - Tây Ninh 2 (mở chia). Trong thời gian 500kV Tây Ninh 2 vào vận hành trước Trạm cát 500 kV Tây Ninh 3, cần xây dựng trục Z 500kV mở chia Tây Ninh 2 - Rang Tây Ninh 1 - M Thới.
- Xây dựng Z 500 kV mở chia kết nối TT Lai Sơn M (tỉnh Bình Thuận) với TBA 500 kV Bereich Châu cát, cung cấp cho phát triển BR-VT, Rang tháp truy cập 110kV

- tỉnh Nai qua 1 lần 500 kV.
- Xây dựng Z 220 kV Nai 2 500 kV – Đầu Giây – Long Thành tảng cung cấp điện cho phát triển Nai.
 - Xây dựng Z 220 kV Tân Nh 2 – Bình Minh giám tiếp cho Z 220 kV Chợ Thành - M Phố - Tân Nh (xử lý tiếp thành dây siêu nhanh TACSR-795MCM trong giai đoạn 2021-2025). Trong các chặng vận hành khác nhau, có thể cân nhắc mua chặng Tân Nh 2 – Bình Minh hạch dòng ngang mua.
 - Xây dựng TBA 500 kV Tây Bắc Cầu Chi và ng trục Cầu Bông – Tây Bắc Cầu Chi – c Hòa 1 tăng cường liên kết.

10.4.10.3. Giai đoạn 2031-2035

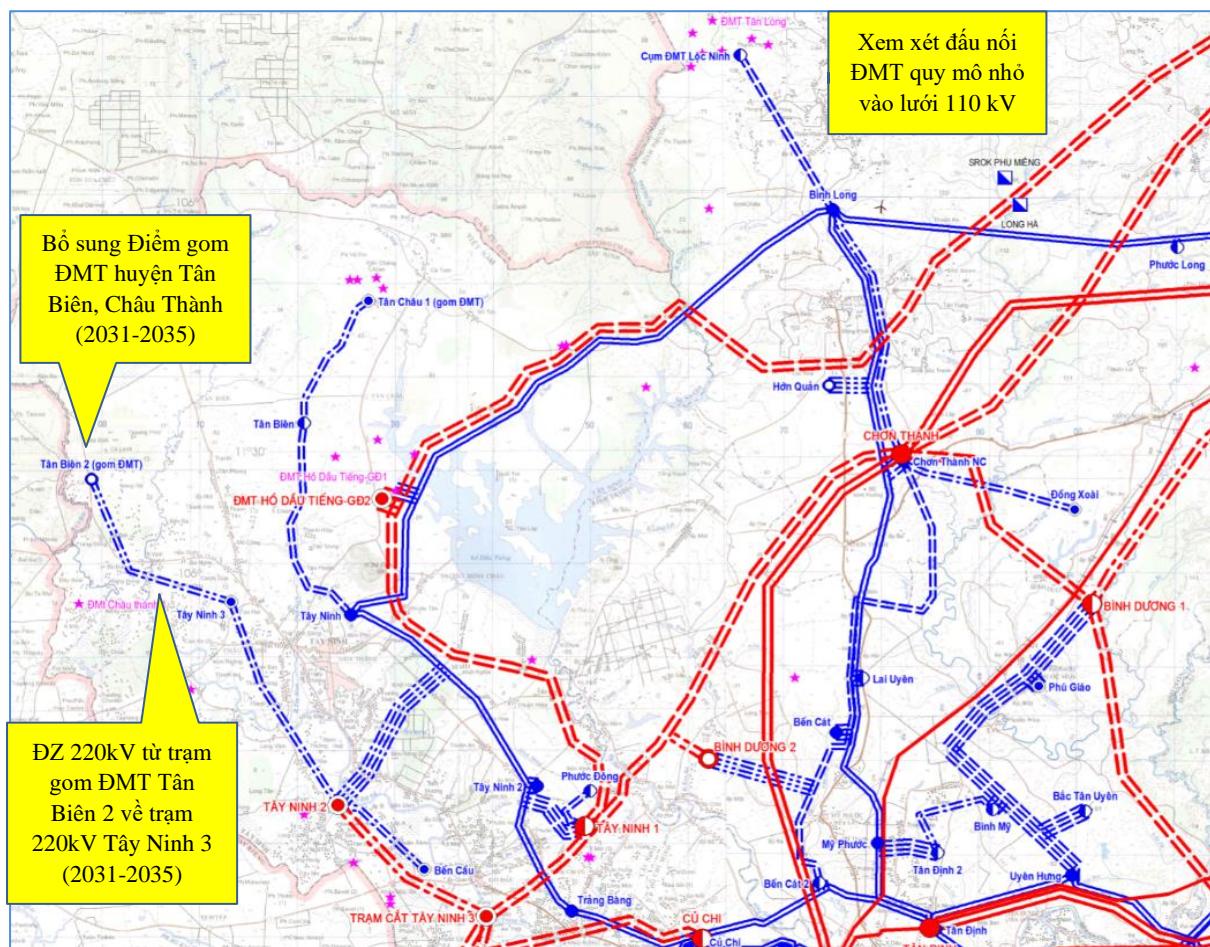
• **Lưới điện nam Bộ (2031-2035):**

Theo chương trình phát triển nguồn năng lượng, trong giai đoạn 2031-2035, khu vực Đông Nam Bộ sẽ tiếp tục phát triển các nguồn NLTT tại trung tâm các tỉnh Nai, Tây Ninh, Bình Phố, cùng với ó là số lượng cao LNG Long Sơn và công suất 3000 MW. Quy mô và phương án giài iết nguồn năng lượng khu vực Đông Nam Bộ giai đoạn 2031-2035 có thể sau.

➢ **Tiêu vùng SR13 (các tỉnh Bình Phố, Tây Ninh):**

Giai đoạn 2031-2035 định hướng phát triển thêm khoảng 380 MW MT mới tiếp Bình Phố và 620 MW MT tại Tây Ninh. Bên bờ biển mua trại cho thấy khu vực này rất giàu tiềm năng phát triển MT và có thể phân bố rải rác trên cả bờ biển các huyện.

- Trong hướng các nhà máy MT phân bố rải rác: có thể xem xét mua vào lưới 110 kV cung cấp trực tiếp cho phát triển.
- Trong hướng nguồn phát triển trung: cần xây dựng trạm 220 kV gom MT khu vực các tỉnh Tây Ninh – Bình Phố và truy cập lên lưới 220 kV. Mở rộng gom khoảng 250-300 MW mua trại khu vực này. Do các dự án MT có thể mua vào trạm gom bằng nhiều cách mua sắm áp dụng khác nhau (35kV, 110 kV, 220 kV), trạm gom phải xác định rõ theo quy mô công suất các trạm gom không có trình bày cách trong danh mục các.



Hình 10.82: Bản đồ lưới điện 500-220 kV khu vực Tây Ninh, Bình Phước năm 2035

➤ **Tiểu vùng SR14 (tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu):**

Ngoài TTĐL Long Sơn, trong giai đoạn 2031-2035, tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu được quy hoạch bổ sung thêm khá nhiều nguồn linh hoạt là các động cơ hoặc tua bin khí đơn LNG với tổng công suất 2100 MW. Các nguồn điện này có tính linh hoạt cao, dùng để phủ định nhằm kịp thời cấp điện cho phụ tải vào các thời điểm thiếu nguồn. Do vậy xem xét ưu tiên đấu nối ở cấp 220 kV cấp điện trực tiếp cho phụ tải, tránh truyền tải cao qua các MBA 500 kV. Phương án đấu nối cụ thể như sau:

- Nguồn linh hoạt tại Phú Mỹ sẽ được đấu nối về thanh cáp 220 kV TBA 500 kV Phú Mỹ, thay cho các NMĐ Phú Mỹ 2.1, 2.1 MR và Phú Mỹ 4 đã hết tuổi đời hoạt động.
- Nguồn linh hoạt tại Bà Rịa: 300 MW thay thế cho ND Bà Rịa (340 MW) hết tuổi đời dự án và 300 MW đấu nối về TBA 220 kV Vũng Tàu 2 cấp điện trực tiếp cho phụ tải.

Bên cạnh TTĐL Long Sơn, tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu còn đang nghiên cứu phát triển dự án NMĐ LNG Bà Rịa 2 với tổng quy mô công suất 1200 MW trên cơ sở mở rộng NMĐ Bà Rịa hiện có, dự kiến vận hành trong giai đoạn 2031-2035. Trường hợp NMĐ LNG Bà Rịa 2 được phê duyệt quy hoạch, đề xuất phương án đấu nối nhà máy chuyển tiếp trên 2 mạch của ĐZ 220 kV TP Phú Mỹ - Vũng Tàu. Đường dây này đã được kiến nghị cải tạo thành dây siêu nhiệt trong giai đoạn 2021-2025.

➤ **Tiểu vùng SR15 (TP. Hồ Chí Minh, tỉnh Bình Dương, Đồng Nai):**

Giai đoạn 2031-2035 dự kiến phát triển thêm khoảng hơn 1200 MW ĐMT tỉnh Đồng Nai (bao gồm cả ĐMT áp mái), nâng tổng quy mô ĐMT của tỉnh lên 2160 MW. Như đã phân tích trong các giai đoạn trước, ĐMT nội Hồ Trị An có tiềm năng phát triển rất lớn. Theo nghiên cứu sơ bộ, quy mô công suất nguồn ĐMT trên mặt hồ Trị An có thể lên đến khoảng 5000-7000 MW. Hiện nay, tổng công suất các dự án đăng ký bổ sung quy hoạch đã lên tới 8500 MW. Do vị trí ĐMT Hồ Trị An nằm gần sát trung tâm phụ tải Đông Nam Bộ nên phương án đấu nối ưu tiên lựa chọn sẽ là cung cấp điện trực tiếp cho phụ tải. Tuy nhiên, với quy mô công suất rất lớn và còn có thể phát triển thêm, nên cũng cần xem xét đến phương án đấu nối ở cấp điện áp 500 kV.

Giai đoạn 2026-2030 đã phân tích so sánh và đề xuất phương án đấu nối cho quy mô công suất ĐMT 1500 MW (net). Đối với quy mô công suất lớn hơn, để tính toán lựa chọn phương án đấu nối, cần dựa trên một số giả thiết sau:

- Các ĐZ truyền tải xây mới sẽ có tiết diện lớn, đi chung cột, sử dụng các loại cột nhiều mạch để tận dụng hành lang tuyến (4-6 mạch).
- Tiết diện cho ĐZ 220 kV đề xuất là phân pha ba dây, ACSR-3x400mm², khả năng tải 940 MVA/mạch (khoảng 890 MW).
- Đối với cấp 500 kV: sử dụng ĐZ mạch kép, tiết diện phân pha ACSR-4x600mm², khả năng tải 3630 MVA/mạch (khoảng 3450 MW).
- Các phương án đấu nối sẽ được so sánh trên cùng một mặt bằng công suất của cụm ĐMT Hồ Trị An.

Các điểm nhận điện tiềm năng chính của cụm ĐMT Hồ Trị An là 3 điểm: Sông Mây, Tân Uyên, Uyên Hưng, Bình Dương 1.

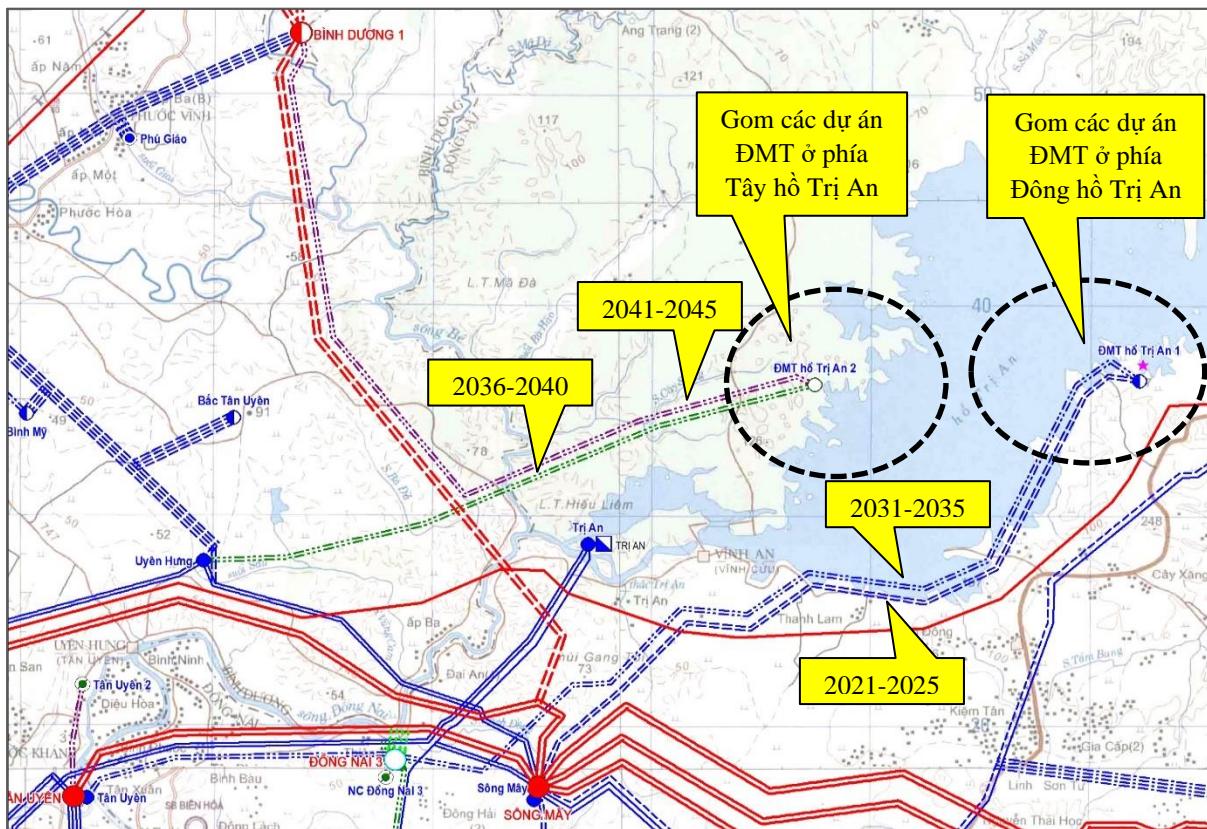
Theo kết quả phân bổ nguồn, tỉnh Đồng Nai được định hướng tiếp tục phát triển ĐMT trong giai đoạn 2036-2045. Tổng quy mô công suất ĐMT nội lưới của tỉnh dự kiến gần 6700 MW vào năm 2045, tăng 5200 MW so với dự án ĐMT Hồ Trị An – 1500 MW. Phần tính toán sau sẽ xem xét tính toán đấu nối cho mức độ quy mô công suất khoảng 6700 MW cụm ĐMT Hồ Trị An để xây dựng phương án giải tỏa công suất tổng thể đến năm 2045 có phân kỳ theo từng giai đoạn phù hợp với chương trình phát triển nguồn QHĐ VIII. Trong đó, 1500 MW giai đoạn đầu đã chọn phương án đấu nối về thanh cái 220 kV – TBA 500 kV Sông Mây.

Mức công suất 6700 MW tương ứng với 8 mạch ĐZ 220 kV phân pha ACSR-3x400mm². Nếu đấu nối ở cấp 500 kV thì tương ứng với 2 mạch ĐZ phân pha ACSR-4x600mm². Các tính toán giải tỏa ĐMT thỏa mãn tiêu chí N-0, không xét tới các trường hợp sự cố N-1. Tham khảo tính toán cho giai đoạn 2021-2025, đề xuất 2 phương án như sau:

Phương án 1 - PA1:

Xây dựng ĐZ 4 mạch 220 kV từ trạm gom ĐMT Hồ Trị An 1 đấu nối 2 mạch về Sông Mây, 2 mạch về Tân Uyên. Chiều dài đoạn 4 mạch Hồ Trị An – Sông Mây là 40 km, đoạn cột 2 mạch Sông Mây – Tân Uyên dài 25 km, đoạn cột 2 mạch Sông Mây – Tân Uyên dài 20 km. Tiết diện mỗi đường dây là ACSR-3x400.

Tạo thêm 1 điểm gom công suất ĐMT Hồ Trị An thứ 2 nằm ở phía Tây của hồ. Từ trạm gom ĐMT Hồ Trị An 2, xây dựng ĐZ 4 mạch 220 kV từ trạm gom ĐMT Hồ Trị An 2 đấu nối 2 mạch về Uyên Hưng, 2 mạch về thanh cái 220 kV của TBA 500 kV Bình Dương 1.

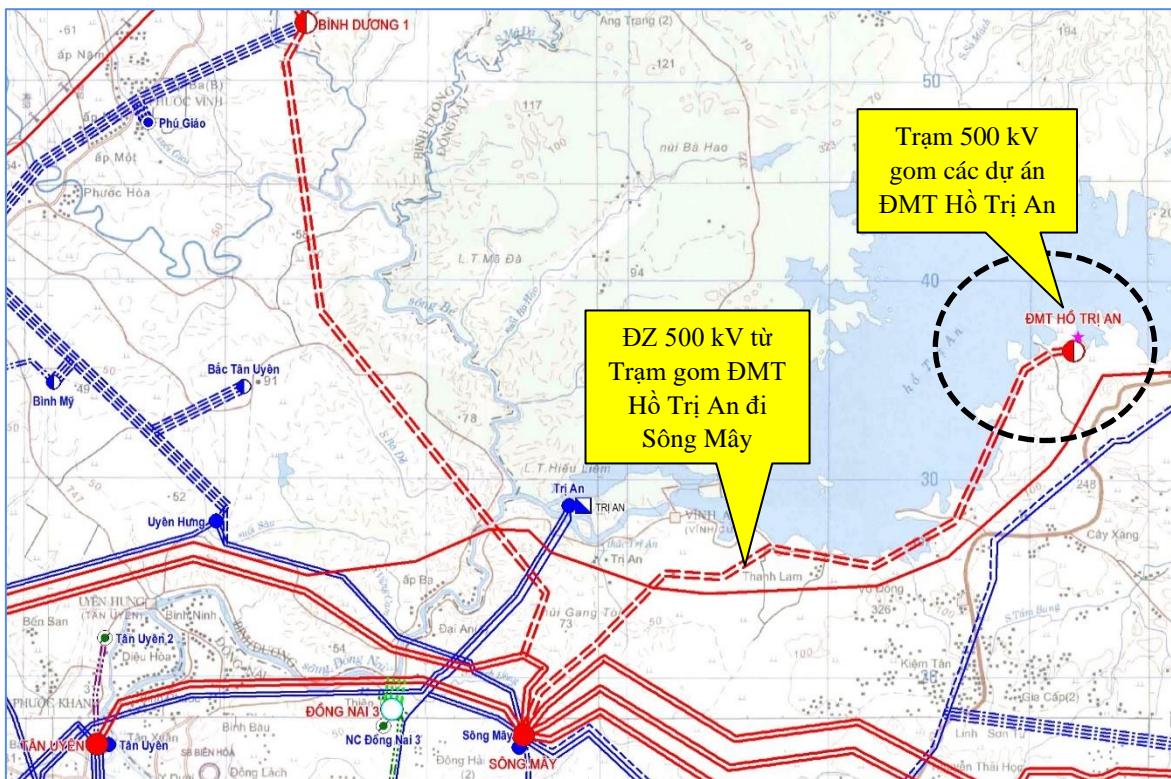


Hình 10.83: Bản đồ PA1 giai đoạn tới 2045 (cum ĐMT Hồ Trị An 6700 MW - GD 2021-2045)

Phương án 2 – PA2:

Xây dựng ĐZ 500 kV từ ĐMT Trị An đấu nối về TBA 500 kV Sông Mây. ĐZ 500 kV Hồ Trị An – Sông Mây là mạch kép, tiết diện ACSR-4x600, chiều dài 40 km.

Phương án này cần mở rộng 2 ngăn lô xuất tuyến 500 kV tại sân phân phối 500 kV Sông Mây. Theo kết quả khảo sát sơ bộ, việc mở rộng phía 500 kV khá khó khăn do bao quanh sân phân phối 500 kV Sông Mây là đường giao thông, khu vực nhà điều khiển trạm và các cột xuất tuyến 110 kV.



Hình 10.84: Bản đồ PA2 giai đoạn tới 2045 (cụm ĐMT Hồ Trị An 6700 MW - GD 2021-2045)

Mô phỏng tính toán hai phương án rút ra một số nhận xét như sau:

Đối với PA1: đầu nối cấp 220 kV bằng 8 mạch 220 kV tiết diện phân pha ACSR-3x400. Cần phải cải tạo nâng khả năng tải 2 ĐZ 220 kV hiện có là Sông Mây – Long Bình (ACSR400); Tân Định – Uyên Hưng (ACSR400).

Đối với PA2: đầu nối toàn bộ 6700 MW ở cấp 500 kV về Sông Mây. TBA 500 kV Sông Mây đã có kế hoạch cải tạo nâng công suất từ 2x600 MVA lên 2x900 MVA trong năm 2020. Báo cáo đề xuất lắp thêm Máy 3 – 900 MVA Tân Uyên trong giai đoạn 2026-2030 và lắp Máy 3 – 900 MVA Sông Mây trong giai đoạn 2031-2035 để bổ sung nguồn trạm 500 kV cho các tỉnh Bình Dương, Đồng Nai. Do vậy sẽ đảm bảo giải tỏa công suất cho 6700 MW ĐMT Hồ Trị An đấu nối về thanh cái 500 kV Sông Mây ở phương án 2.

Từ kết quả so sánh kinh tế - kỹ thuật nhận thấy chi phí đầu tư đường dây và trạm biến áp của PA2 lớn hơn nhiều so với PA1 trong khi tổng thát công suất chỉ chênh nhau 9-12 MW, do vậy chi phí hiện tại hóa của PA2 vẫn cao hơn so với PA1 khá nhiều (khoảng 18%). Chi tiết so sánh kinh tế - kỹ thuật giữa các phương án xem trong phần phụ lục Chương 10.

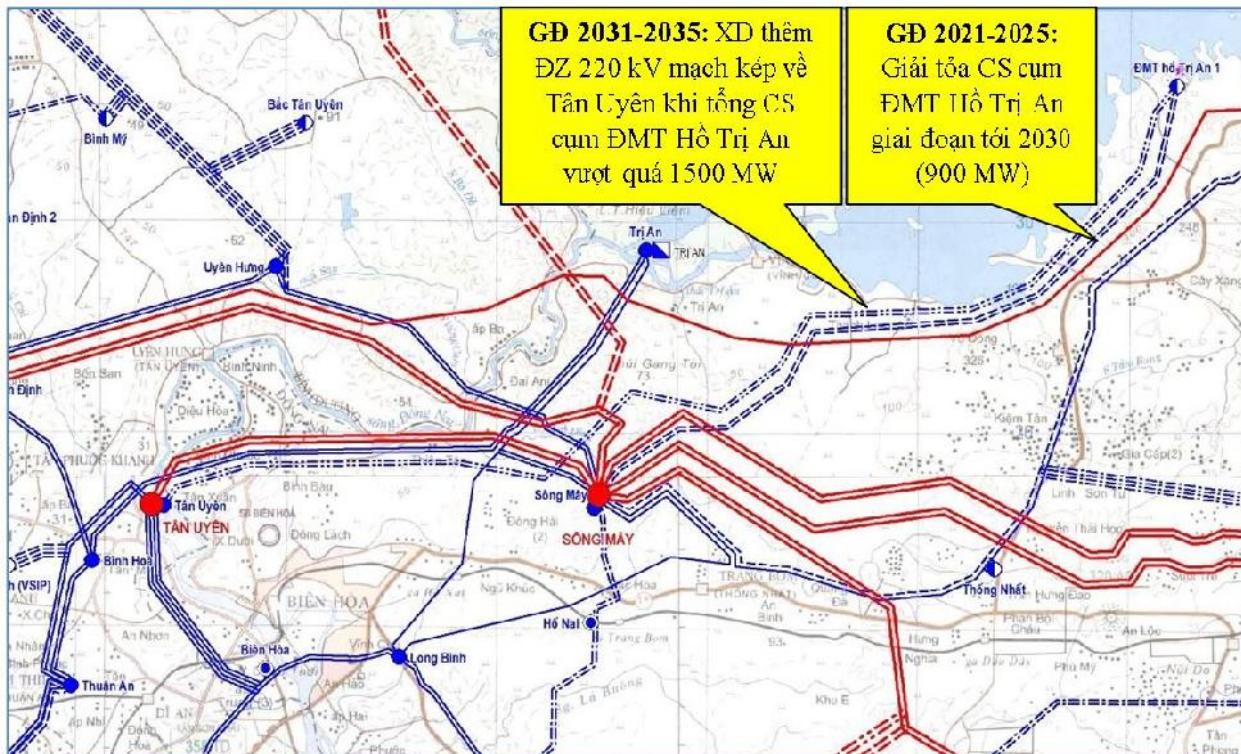
Qua các phân tích ở trên, kiến nghị xem xét PA1 là phương án đấu nối cụm ĐMT Hồ Trị An ở quy mô công suất đến 6700 MW (net) trong giai đoạn 2021-2045. Kết quả này cũng phù hợp với các phân tích cho giai đoạn 2021-2025. Tương ứng quy mô công suất ĐMT tỉnh Đồng Nai qua mỗi giai đoạn mà các công trình lưới được phân kỳ như sau:

- Giai đoạn 2021-2025: Tổng công suất ĐMT nối lưới tỉnh Đồng Nai khoảng 1000 MW. Xây dựng trạm cát 220 kV để gom công suất ĐMT Hồ Trị An (Trạm gom

MTH Tr An 1). Xây dựng Z 220 kV sđ ng cát 4 m ch treo trục 2 m chốt Trám gom MTH Tr An 1 i thanh cá 220 kV TBA 500 kV Sông Mây, chiều dài khoảng 40 km, tiết diện ACSR-3x400.

- Giai đoạn 2026-2030: Tăng công suất MTH 1 i t nhung Nai khoảng 900 MW, cung cấp qua Z 500 kV mạch kép trám gom MTH Tr An 1 i Sông Mây, chắc chắn thêm Z mì.
- Giai đoạn 2031-2035: Tăng công suất MTH 1 i t nhung Nai khoảng 2000 MW. Xây dựng 2 m ch còn lắc a Z 4 m ch Trám gom MTH Tr An 1 - Sông Mây và mở rộng n i thanh cá 220 kV TBA 500 kV Tân Uyên.
- Giai đoạn 2036-2040: Tăng công suất MTH 1 i t nhung Nai khoảng 3900 MW. Xây dựng trạm cát 220 kV th 2 gom công MTH Tr An (Trám gom MTH Tr An 2). Xây dựng Z 220 kV sđ ng cát 4 m ch treo trục 2 m chốt Trám gom MTH Tr An 2 i i m r Tân Uyên H ng, Bình D ng 1 và mở rộng n 220 kV mạch kép trám gom i m r i Tân Uyên H ng.
- Giai đoạn 2041-2045: Tăng công suất MTH 1 i t nhung Nai khoảng 6700 MW. Khi óc ntreo 2 m ch còn lắc a Z 4 m ch Trám gom MTH Tr An 2 - i m r Tân Uyên H ng, Bình D ng và xây dựng mở rộng n 220 kV mạch kép trám gom i thanh cá 220 kV TBA 500 kV Bình D ng 1.

Ngoài ra ngoài MTH Tr An, t nhung Nai có thể phát triển thêm một số dự án khác trên khu vực bán ngã ph Tr An. Các dự án này có thể xem xét triển khai sau đây:



Hình 10.85: Phân tích MTH Tr An ~2000 MW - GĐ 2031-2035

• **Lưới cấp điện cho phụ tải Đông Nam Bộ (2031-2035):**

Đông Nam Bộ là trung tâm phụ tải miền Nam với tốc độ tăng trưởng phụ tải khá cao. Để đáp ứng nhu cầu phụ tải, giai đoạn 2031-2035 dự kiến bổ sung thêm các nguồn trạm 500-220 kV tại các tiểu vùng như sau:

➤ **Tiểu vùng SR13 (các tỉnh Bình Phước, Tây Ninh):**

- Nâng công suất trạm 220 kV Đồng Xoài (tỉnh Bình Phước) và các trạm Phước Đông, Bến Cầu, Tây Ninh 3 (tỉnh Tây Ninh).
- Xây dựng mới trạm 220 kV Hòn Quản cấp điện cho khu vực phía tây nam tỉnh Bình Phước.

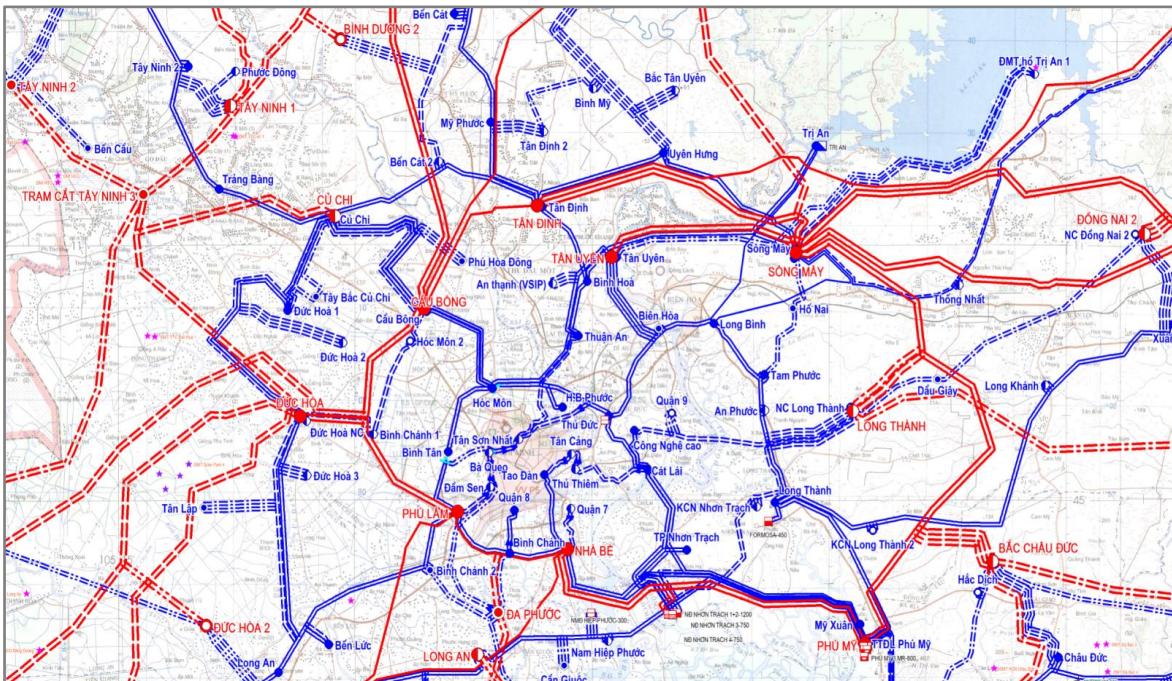
➤ **Tiểu vùng SR14 (tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu):**

- Nâng công suất TBA 500 kV Bắc Châu Đức để cấp điện cho phụ tải.
- Nâng công suất các trạm 220 kV Châu Đức, TP Phú Mỹ.
- Xây mới trạm 220 kV Hắc Dịch cấp điện cho phía bắc huyện Tân Thành và trạm Vũng Tàu 2 cấp điện cho TP. Vũng Tàu, giảm tải cho trạm Vũng Tàu hiện có.
- Xây dựng ĐZ 220 kV mạch kép từ TBA 500 kV Sơn Mỹ về thanh cái 220 kV Bắc Châu Đức, giải tỏa công suất cho TBK Sơn Mỹ và nguồn NLTT Nam Trung Bộ 2, giảm tải cho các trạm 500 kV Sơn Mỹ (450 MVA) và Bắc Châu Đức.

➤ **Tiểu vùng SR15 (TP. Hồ Chí Minh và các tỉnh Bình Dương, Đồng Nai):**

- Nâng công suất TBA 500 kV Đa Phước để cấp điện cho phụ tải.
- Cải tạo đoạn tuyến 220 kV Phú Lâm – Bình Tân thành dây siêu nhiệt và xây dựng đoạn cáp ngầm 220 kV đấu nối về Tân Sơn Nhất. Để giảm tải cho ĐZ 220 kV Bà Quẹo – Tân Sơn Nhất, xem xét chuyển đấu nối tại Bình Tân và Tân Sơn Nhất.
- Xây dựng TBA 500 kV Bình Dương 2 và ĐZ đấu nối cấp điện cho trung tâm phụ tải tỉnh, giảm tải cho TBA 500 kV Bình Dương 1.
- Xây mới các TBA 220 kV cấp điện cho phụ tải bao gồm: Quận 9, Hóc Môn 2 (TP. Hồ Chí Minh); Long Thành nối cáp, KCN Long Thành 2, Đồng Nai 2 nối cáp (tỉnh Đồng Nai).
- Nâng công suất các trạm 220 kV cấp cho phụ tải bao gồm: Quận 7, Tây Bắc Củ Chi, Phú Hòa Đông (TP. Hồ Chí Minh); Uyên Hưng, Bến Cát, Bến Cát 2, Tân Định 2, Tân Uyên, An Thạnh, Bình Mỹ (tỉnh Bình Dương); Sông Mây, Long Thành (tỉnh Đồng Nai).

Bản đồ lưới điện 500-220 kV khu vực Đông Nam Bộ thiết kế đến 2035 như sau.



Hình 10.86: Bản đồ lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ đến năm 2035

10.4.10.4. Định hướng giai đoạn 2036-2045

• Lưới điện giải tỏa nguồn (2036-2045):

Theo chương trình phát triển nguồn của QHĐ VIII, trong giai đoạn 2036-2045, khu vực Đông Nam Bộ sẽ tiếp tục phát triển thêm DMT với tổng công suất nguồn tăng thêm khoảng 14000 MW, tập trung tại các tỉnh Đồng Nai, Tây Ninh, Bình Phước.

Cụm ĐMT Hồ Trị An có khả năng phát triển tới 6500-6700 MW. Phương án đấu nối đã được phân tích lựa chọn trong giai đoạn 2026-2030. Theo đó, các dự án này sẽ được gom công suất và đấu nối về các trạm 220 kV Sông Mây, Tân Uyên, Uyên Hưng và thanh cái 220 kV TBA 500 kV Bình Dương 1. Các công trình lưới điện giải tỏa công suất cho cụm ĐMT Hồ Trị An trong giai đoạn 2036-2045 như sau:

- Giai đoạn 2036-2040: Tổng công suất ĐMT nối lưới tỉnh Đồng Nai khoảng 3900 MW. Xây dựng trạm cắt 220 kV thứ 2 để gom công ĐMT Hồ Trị An (Trạm gom ĐMT Hồ Trị An 2). Xây dựng ĐZ 220 kV sử dụng cột 4 mạch treo trước 2 mạch từ Trạm gom ĐMT Hồ Trị An 2 đi điểm rẽ Uyên Hưng, Bình Dương 1 và đoạn tuyến 220 kV mạch kép từ điểm rẽ đi Uyên Hưng.
 - Giai đoạn 2041-2045: Tổng công suất ĐMT nối lưới tỉnh Đồng Nai khoảng 6700 MW. Khi đó cần treo 2 mạch còn lại của ĐZ 4 mạch Trạm gom ĐMT Hồ Trị An 2 – điểm trẽ Uyên Hưng, Bình Dương và xây dựng đoạn tuyến 220 kV mạch kép từ điểm rẽ đi thanh cáp 220 kV TBA 500 kV Bình Dương 1.

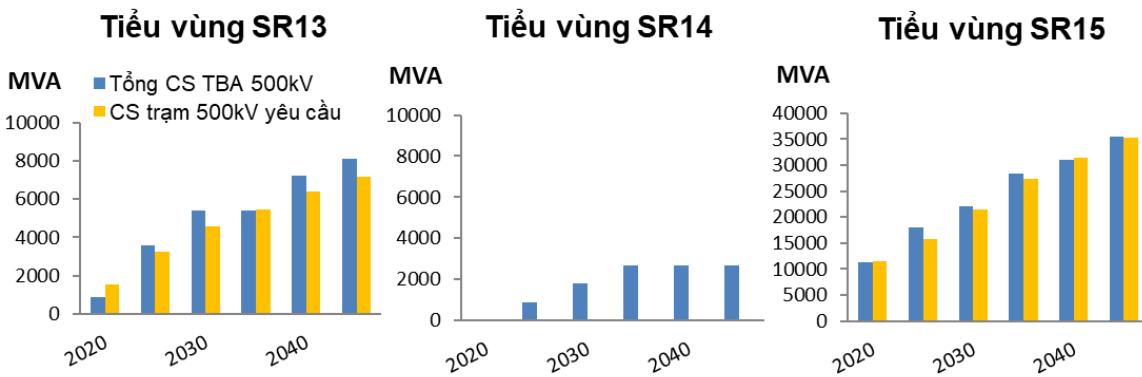
Giai đoạn này dự kiến đưa 1200 MW nguồn linh hoạt tại Bà Rịa Vũng Tàu vào vận hành, đặt tại khu vực Long Sơn để thuận tiện cho xây dựng nhà máy. Báo cáo đề xuất đấu nối các nguồn điện này chuyển tiếp trên các mạch 220 kV KCN Phú Mỹ 3 – Châu Đức và Long Sơn – Châu Đức.

- Lưới cấp điện cho phụ tải (2036-2045):

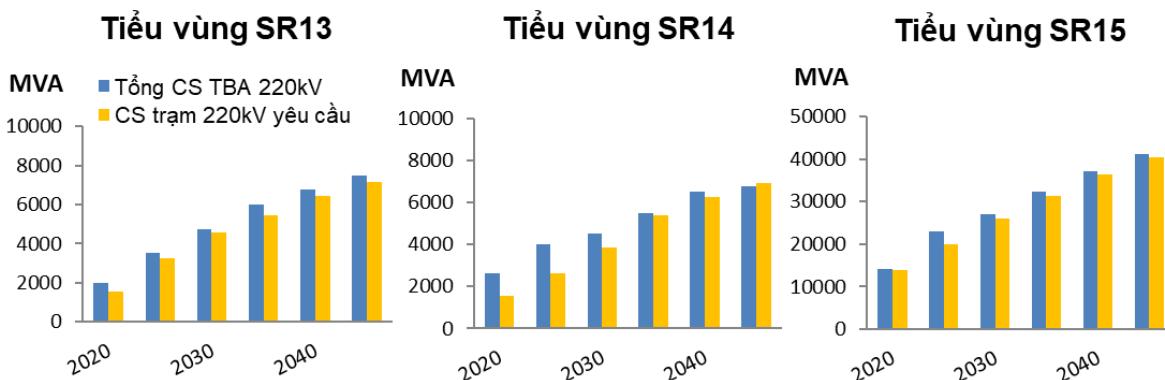
Theo kết quả dự báo phụ tải, tổng nhu cầu công suất 6 tỉnh/TP Đông Nam Bộ sẽ đạt khoảng 34800 MW năm 2040 và 38600 MW năm 2045. Các công trình xây mới và cải tạo lưới điện cấp tải khu vực Đông Nam Bộ giai đoạn 2036-2045 dự kiến như sau:

- Bổ sung thêm các trạm 500 kV Đồng Nai 3, Hóc Môn, nâng công suất các trạm 500 kV Bình Dương 2, Đa Phước và bổ sung nguồn trạm 220 kV cấp điện cho trung tâm phụ tải Đông Nam Bộ;
- Xây dựng xuất tuyến 220 kV sau các TBA 500 kV cấp điện cho tải. Xem xét chuyển đấu nối tại trạm 220 kV Hóc Môn để khai thác công suất sau trạm 500 kV Hóc Môn.
- Nâng công suất các trạm 500 kV Chơn Thành, Tây Ninh 1, Tây Ninh 2, bổ sung nguồn trạm 220 kV cấp điện cho các tỉnh Bình Phước, Tây Ninh.

Kết quả cân bằng công suất nguồn trạm 500-220 kV các tiểu vùng Đông Nam Bộ thiết kế cho giai đoạn tới 2045 được biểu diễn trên các đồ thị dưới đây. Cân bằng được thực hiện cho chế độ cao điểm tối, mùa khô, nhiệt điện phát cao, điện mặt trời không phát. Các trạm nguồn 220 kV chỉ làm nhiệm vụ gom nguồn NLTT, không cấp điện cho phụ tải sẽ không được tính đến trong cân bằng.



Hình 10.87: Cân bằng công suất nguồn trạm 500 kV khu vực Đông Nam Bộ đến năm 2045

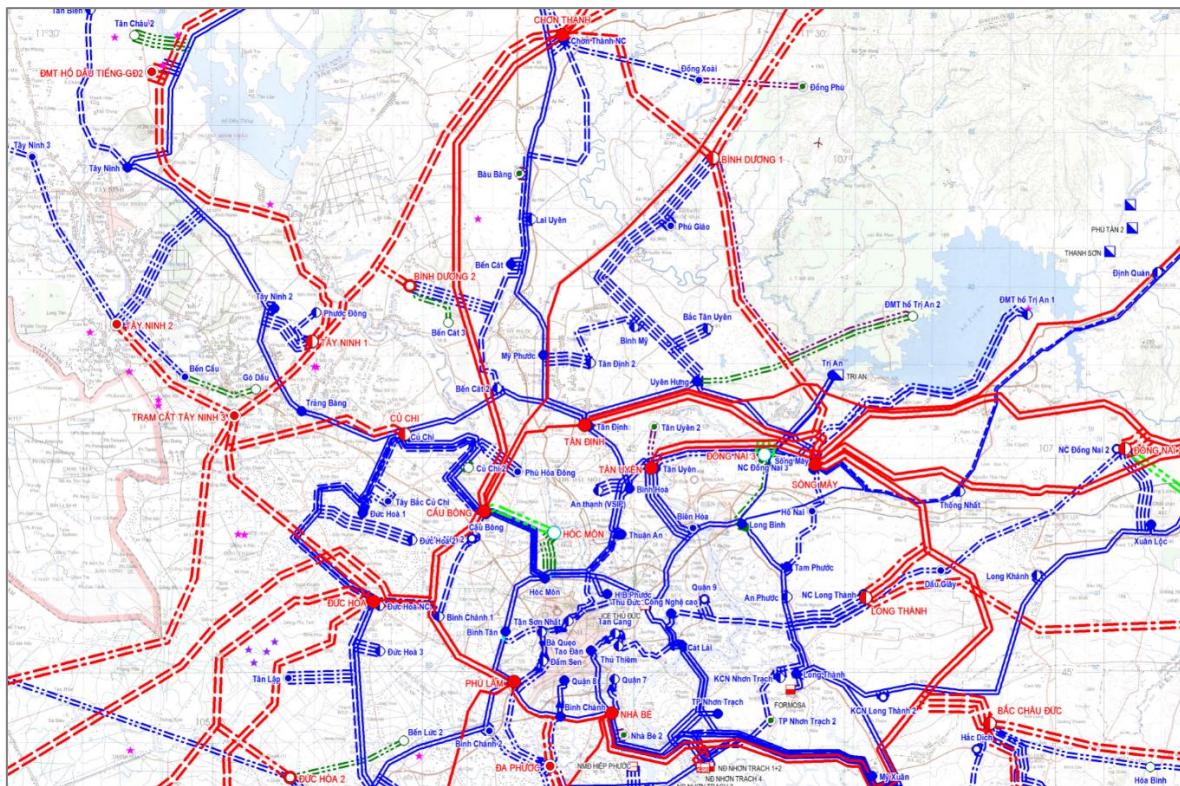


Hình 10.88: Cân bằng công suất nguồn trạm 220 kV khu vực Đông Nam Bộ đến năm 2045

Theo phương án thiết kế, tiểu vùng SR13 sẽ được bổ sung thêm 7200 MVA công suất MBA 500 kV và 5500 MVA MBA 220 kV phục vụ cấp điện cho phụ tải trong giai đoạn tới 2045. Với tiểu vùng SR14 (tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu) sẽ được bổ sung thêm 2700 MVA công suất MBA 500 kV và 4125 MVA MBA 220 kV phục vụ cấp điện cho phụ tải trong giai đoạn tới 2045.

Tiêu vùng SR15 sẽ được bổ sung thêm khoảng 24000 MVA công suất MBA 500 kV và 27000 MVA công suất MBA 220 kV cấp điện cho phụ tải trong giai đoạn tới 2045. Riêng với TP. Hồ Chí Minh, do là trung tâm kinh tế - chính trị - văn hóa quan trọng của cả nước nên có yêu cầu cao về độ tin cậy cung cấp điện. QHĐ VIII đề xuất xây dựng lưới truyền tải từng bước đáp ứng tiêu chí N-2 tại TP. Hồ Chí Minh. Vì vậy, nguồn trạm 500 kV và 220 kV của thành phố cũng được cân nhắc bổ sung để đảm bảo dự phòng khi sự cố 2 phàn tử trên lưới.

Bản đồ hệ thống điện khu vực Đông Nam Bộ định hướng đến năm 2045 như sau.

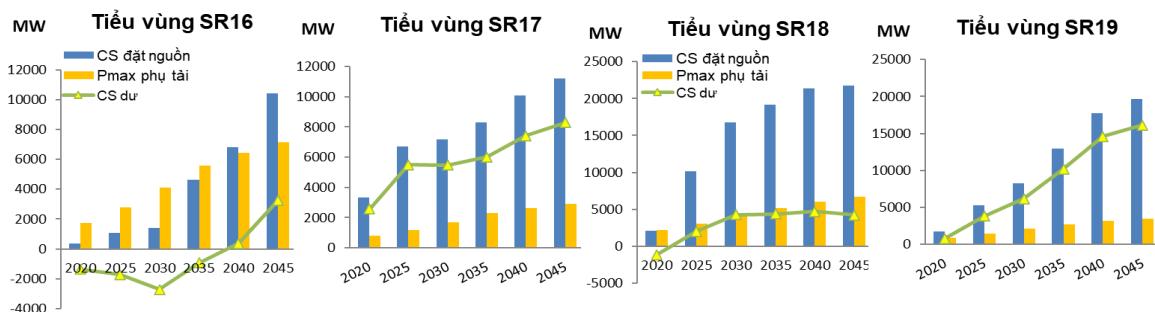


Hình 10.89: Bản đồ lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ định hướng đến năm 2045

10.4.11. Tây Nam Bộ

Tây Nam Bộ gồm 13 tỉnh thành phố, nằm trên địa hình bằng phẳng với hệ thống sông ngòi chằng chịt, mật độ phụ tải thừa. Pmax khu vực năm 2019 đạt khoảng 5000 MW, dự kiến tăng lên mức 8500 MW năm 2025, 15800 MW năm 2035 và 20200 MW năm 2045. Đây cũng là khu vực dự kiến phát triển các nguồn điện lớn như Ô Môn, Duyên Hải, Long Phú, Sông Hậu. Các nguồn điện này cấp điện một phần cho phụ tải địa phương, phần còn lại sẽ phát lên lưới 500 kV truyền tải về khu vực Đông Nam Bộ.

Tây Nam Bộ được chia thành 4 tiểu vùng: SR16 (Long An, Tiền Giang), SR17 (Vĩnh Long, Bến Tre, Trà Vinh), SR18 (Đồng Tháp, An Giang, Kiên Giang, TP. Cần Thơ, Hậu Giang), SR19 (Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau). Cân bằng công suất nguồn – tải theo từng tiểu vùng như sau.



Hình 10.90: Cân bằng công suất nguồn – tải các tiểu vùng Tây Nam Bộ đến năm 2045

Theo chương trình phát triển nguồn QHĐ VIII, tiểu vùng SR16 (Long An, Tiền Giang) sẽ tập trung phát triển các nguồn NLTT với trọng tâm là ĐMT, dự kiến tăng thêm khoảng 2700 MW ĐMT trong giai đoạn 2021-2045, 2100 MW nguồn điện linh hoạt và 800 MW pin tích năng trong giai đoạn 2036-2045. Về cân bằng công suất, tiểu vùng SR16 sẽ thiếu hơn 1300 MW công suất nguồn vào năm 2020, 2700 MW năm 2030 và 950 MW năm 2035. Giai đoạn 2040-2045 dự kiến xuất hiện các nhà máy điện khí linh hoạt (Động cơ LNG, TBK đơn LNG) và pin tích năng, cùng với sự phát triển của ĐMT, ĐG nên mức thiếu hụt công suất giảm xuống về mức cân bằng.

Tiểu vùng SR17 dự kiến phát triển nhiệt điện tại TTĐL Duyên Hải và các nguồn ĐG, ĐMT tại Trà Vinh, Bến Tre, tăng thêm 1200 MW NĐ than, 5300 MW điện gió và 1200 MW ĐMT. Nếu xét đầy đủ các loại hình nguồn điện với hệ số đồng thời 100%, tiểu vùng SR17 luôn dư thừa nguồn. Công suất dư dự kiến từ 2600 MW năm 2020 tăng lên mức 6000 MW năm 2035 và 8300 MW năm 2045.

Với tiểu vùng SR18, từ giai đoạn 2021-2025, sau khi đưa TTĐL Sông Hậu và các nhà máy TBK Ô Môn 2-3-4 vào vận hành, tiểu vùng SR18 luôn dư khoảng 4000-4700 MW nguồn điện. Các nguồn NLTT (ĐG, ĐMT, ĐSK) cũng sẽ được phát triển trong giai đoạn 2030-2045.

Tiểu vùng SR19 dự kiến phát triển thêm khoảng 12300 MW điện gió và 1200 MW ĐMT trong giai đoạn tới 2045. Một số dự án nhiệt điện cũng sẽ vào vận hành trong các giai đoạn 2021-2025 và 2026-2035 bao gồm: NĐ Long Phú 1 và TBK Bạc Liêu. Công suất nguồn dư luôn ở mức cao khoảng 3800-16000 MW trong các năm 2025-2045.

10.4.11.1. Giai đoạn 2021-2025

• Lưới giải tỏa nguồn điện Tây Nam Bộ (2021-2025):

Khu vực Tây Nam Bộ có liên kết với duy nhất khu vực Đông Nam Bộ thông qua hệ thống đường dây 220 kV và 500 kV truyền tải. Các đường dây truyền tải liên kết khu vực này đến năm 2020 bao gồm:

- ĐZ 500 kV Mỹ Tho – Phú Lâm (ACSR-4x666.6MCM)
- ĐZ 500 kV Mỹ Tho – Nhà Bè (ACSR-4x666.6MCM)
- ĐZ 220 kV Mỹ Tho – Phú Mỹ (ACSR795MCM)
- ĐZ 220 kV Long An – Phú Lâm (ACSR795MCM)
- ĐZ 220 kV Bến Lức – Phú Lâm (ACKP300)
- ĐZ 220 kV Đức Hòa – Cầu Bông (ACSR795MCM)

- ĐZ 220 kV Cần Đước – Phú Mỹ (ACSR795MCM)

Theo quy hoạch phát triển điện lực, khu vực Miền Tây sẽ chủ yếu phát triển Nhiệt điện Than, Khí và NLTT. Tổng công suất nguồn Miền Tây tăng thêm trong giai đoạn 2021-2025 dự kiến đạt khoảng 11600 MW. Ngoài các nguồn nhiệt điện, Tây Nam Bộ cũng là khu vực có đặc điểm phù hợp để phát triển nhiều loại hình nguồn NLTT như điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối, chất thải rắn... Trong đó, nguồn điện gió có tiềm năng lớn nhất, tập trung tại khu vực duyên hải phía Nam tiếp giáp với biển Đông bao gồm các tỉnh Bến Tre, Trà Vinh, Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau. Các dự án điện gió khu vực này đều dự kiến đóng điện trước T11/2021.

Do các nguồn nhiệt điện than và TBK của Miền Tây chiếm tỷ lệ rất cao nên chế độ vận hành nặng nề nhất của LTT cần quan tâm là buổi trưa mùa khô, nguồn khu vực phát MAX. Với kịch bản truyền tải nặng nề nhất của lưới truyền tải Miền Tây là Nguồn phát MAX, với kế hoạch đầu tư như hiện nay thì đến năm 2025, hệ thống LTT Miền Tây đáp ứng tốt yêu cầu truyền tải. Mức tải của hầu hết các phần tử ở mức trung bình, không có phần tử nào bị quá tải. Cá biệt, một số ĐZ 220 kV mang tải cao, bao gồm ĐZ 220 kV Rạch Giá – Kiên Bình, Châu Đốc – Long Xuyên.

Nếu chỉ tính các nguồn điện đã BSQH, với tiến độ nhiều nguồn điện lớn như NĐ Long Phú 1, TBK Ô Môn 3 bị giãn 1-2 năm so với QHĐ7 DC thì các ĐZ 500 kV giải tỏa công suất nguồn Miền Tây về Miền Đông Nam Bộ khá nhẹ tải cho đến khi nguồn Long Phú 1 và Duyên Hải 2 vào vận hành. ĐZ 500 kV Mỹ Tho – Đức Hòa – Chơn Thành đang triển khai xây dựng nếu bị chậm tiến độ thì cũng không nên trễ sau năm 2020 để đảm bảo an toàn.

Ngoài các dự án đã được phê duyệt, khu vực các tỉnh Bạc Liêu, Sóc Trăng, Cà Mau còn có nhiều dự án điện gió đăng ký bổ sung quy hoạch. Tính đến tháng 03/2020, khu vực này có khoảng 10600 MW điện gió đang trình Bộ Công Thương thẩm định. Bộ Công Thương đã có văn bản số 1931/BCT-ĐL ngày 19/03/2020 trình Thủ tướng Chính phủ về việc xem xét bổ sung quy hoạch các dự án điện gió. Trong đó, văn bản nhận định với cấu hình quy hoạch đến năm 2021, lưới điện Tây Nam Bộ có thể giải tỏa thêm khoảng 2300 MW điện gió ngoài quy hoạch. Thủ tướng Chính phủ đã có các văn bản số 795/Ttg-CN ngày 25/06/2020 và 911/Ttg-CN ngày 15/07/2020 phê duyệt bổ sung quy hoạch các nhà máy điện gió và lưới điện đấu nối trên phạm vi toàn quốc, trong đó có khu vực Tây Nam Bộ.

Trường hợp bổ sung thêm lưới điện 110 kV tỉnh Bến Tre, đây sớm tiến độ TBA 220 kV Bình Đại và ĐZ 220 kV Bình Đại – Bến Tre, xây mới ĐZ 220 kV mạch kép đấu nối TBA 220 kV Bạc Liêu chuyển tiếp trên ĐZ 220 kV NĐ Cà Mau – Sóc Trăng, thì lưới điện Tây Nam Bộ giai đoạn tới 2025 có thể tích hợp thêm gần 3170 MW điện gió ngoài quy hoạch (theo tiêu chí N-0).

Trường hợp bổ sung thêm khoảng 3200 MW công suất các nguồn điện gió năm 2021 có thể khiến TBA 500 kV Long Phú (600 MVA), Duyên Hải (450 MVA), ĐZ 220 kV Sóc Trăng – Châu Thành, Bến Tre – Mỹ Tho mang tải cao và tiềm ẩn nguy cơ quá tải trong sự cố N-1. Do đó cần xem xét lắp đặt MBA thứ 2 cho các trạm 500 kV Long Phú và Duyên Hải.

Ngoài ra, mảng bùn i các công trình i n gió nói trên, c n mảng bùn i các công trình truy cập sau: TBA 220 kV Vịnh Chân và ng dây bùn i, Z 220 kV t TBA 220 kV Bến Liêu chuy n ti p Z 220 kV Ninh Cà Mau – Sóc Trăng, 1 p máy 2 cho các TBA 500 kV Long Phú và Duyên Hải, xây m i TBA 220 kV Bình Giả và Z 220 kV Bình Giả – Bến Tre, b súng Z 220 kV Mỏ Cày – Mỏ Tho 500 kV và c i t o nâng kh n ng t i tr c 220 kV t TBA 500 kV Mỏ Tho i Mỏ Tho, Cần Giuộc. Xây dựng m i các TBA 220 kV Hòa Bình (tỉnh Bến Liêu) và Gò Công (tỉnh Tiền Giang) cùng các Z 220 kV i gi i t a i n gió. T i t nh Bến Tre, xu t xây d ng thêm tr m 220 kV Thành Phố gom công suất các đ án i n gió huy n Thành Phố – t nh Bến Tre, xu t bùn i chuy n ti p trên 2 m ch 220 kV t Giao Hỗ Phong i Mỏ Cày.

V i quy mô nguồn NLTT Tây Nam Bộ nh ch ng trình phát triển nguồn QH VIII (khoảng 5600 MW i n gió; 2100 MW i n m t tr i n m 2025), c n b súng Z 500 kV Thành Phố – c Hòa (chuy n bùn i Cửu Bông) ngay t giai o n t i 2025. N u i n gió ti p t c phát triển thêm trong t ng lai, c n xem xét xây dựng m i các TBA 500 kV gom ho c nâng công suất các tr m bi n áp 500 kV h i nh u nh Long Phú, Duyên Hải và xây d ng thêm các h ng m c ng dây truy n t i gi i t a công suất nguồn i n khu vực.

Theo k t qu phân bổ nguồn, t nh có th xu t hi n thêm các đ án i n gió quy mô khá l n (600-700 MW) t i khu vực ven biển Duyên Hải. gi i t a i n gió khu vực này, xu t xây d ng tr m gom NLTT Duyên Hải 2 và bùn i v t m c t 500 kV Vịnh Long, chuy n ti p trên 1 m ch 500 kV Sông Hậu – c Hòa. Bên c nh ó, Sóc Trăng, Bến Tre, Trà Vinh c ng là các t nh có nhi u t i m n ng phát triển i n gió, i n m t tr i. M t s đ án ang nghiên cứu ut có kh n ng gi i phóng công suất (sau khi b súng thêm các công trình l i i n 220 kV xu t giai o n 2021-2025) nh :

- C m G Bình i 4,5,6,7,8 nghiên cứu xây d ng t i khu vực ven biển xã Thới Cửu, huy n Bình i, t nh Bến Tre v i t ng quy mô 182 MW, xu t bùn i v t m 220kV Bình Giả qua Z 220kV m ch n dài khoảng 15 km;
- Gulf – Bến Tre 1 (49 MW) nghiên cứu xây d ng t i khu vực t l i n các xã i Hòa Lộc, Thành Phố - huy n Bình Giả – t nh Bến Tre, xu t bùn i chuy n ti p trên ng dây t tr m gom 220 kV c m G Bình i 4,5,6,7,8 (182 MW) i tr m 220 kV Bình Giả qua m ch kép 220kV dài khoảng 1 km;
- Gulf – Bến Tre 2 (49 MW) nghiên cứu xây d ng t i khu vực t l i n các xã Thới Cửu, Thới Thuận thuộc huy n Bình Giả i, t nh Bến Tre, xu t bùn i v t m gom 220 kV c m G Bình i 4,5,6,7,8 b ng Z 220 kV m ch n dài khoảng 1 km;
- Và các đ án khác...

Tỉnh Bạc Liêu, nhu cầu điện trong gió đang cung cấp từ trung tâm huy động Hòa Bình và khu vực ven biển, phần lớn ký vào hành giai đoạn 2021-2025 với công suất lên tới trên 1000 MW.

Vì tinh Bạc Liêu, giờ đây có bổ sung thêm các công trình lưới 110 kV 500-220 kV. Trong thời gian gần đây đã và sẽ vào vận hành các hạng mục này sau khoảng thời gian kéo dài 4-5 năm (có thể kéo dài hơn nếu gặp khó khăn trong giải phóng mặt bằng). Do vậy, các dự án điện gió tại Bạc Liêu nên được phân bổ vào giai đoạn 2026-2030, ngay cả TBA 500kV Bạc Liêu và đường dây giờ đây có công suất thay thế trung vào giai đoạn 2021-2025, tránh gây quá tải cục bộ, đồng thời giảm phát ngay iuki n và hành bình thường của hệ thống.

Ngoài điện gió, Tây Nam Bộ còn có khả năng phát triển MT tại các tỉnh An Giang, Kiên Giang, Hậu Giang, Trà Vinh, Bến Tre, Long An. Một số dự án MT đang nghiên cứu và triển khai này có khả năng giờ đây có công suất như:

• **Lịch trình cho phát triển Tây Nam Bộ (2021-2025):**

áp dụng nhu cầu phát triển Tây Nam Bộ, giai đoạn 2025 có thể tăng khả năng tưới nông nghiệp 220 kV Ô Môn – Saéc – Vịnh Long – Cai Lậy mеж cách 75 km.

Đây có tác động trực tiếp đến các phát triển theo Quyết định 11/CBT-LTTH có vai trò hết sức quan trọng trong truy cập liên vùng khi nhà máy Nghiêm Cầu Mau và phát sancha tăng.

Các công trình lưới truy cập hoàn thành xây dựng và cài đặt trong giai đoạn 2021-2025 theo từng khu vực (từ vùng) có thể như sau:

1. Khu vực các tỉnh Long An, Tiền Giang:

- Lắp máy 2 cung Hòa 500kV - 900 MVA (máy 1 đã kết nối vào năm 2020).
- Đầu tư thêm 500 kV Long An, chuyển mạch trên Z 500 kV Mỏ – Nhà Bè. Phía 220 kV cảng Long An sẽ có một trạm Cát – Phú Mỹ qua Z 220 kV 4 mạch.
- giờ đây công suất sau TBA 500 kV cung Hòa, cung cấp thêm 2 mạch Z 500 kV cung Hòa - r Phú Lãm - Long An (đã xây dựng 4 mạch, treo trục 2 mạch năm 2020).
- Treo thêm 2 mạch Z 220 kV Củ Bông 500 kV - cung Hòa 1 và cung Hòa 500 kV - cung Hòa 1 (đã xây dựng 4 mạch, treo trục 2 mạch).
- Trong giai đoạn 2025, tỉnh Long An sẽ có bổ sung thêm các trạm 220 kV cung Hòa 2, cung Hòa 3 và nâng công suất các trạm Cần Thơ, Bến Lức cung cấp cho phát triển.
- Vì tinh Tiền Giang, giai đoạn này sẽ có các trạm 220 kV Mỏ Tho, Cai Lậy

lên công suất 2x250 MVA, nằm ở N-1. Xây dựng TBA 220 kV Gò Công và tảng cung cấp điện, và giúp truyền tải điện gió. Xây dựng TBA 220 kV Tân Phúc (Cái Bè) để cung cấp cho huyện Tân Phúc, tỉnh Tiền Giang.

2. Khu vực các tỉnh Võnh Long, Bình Tre, Trà Vinh:

- Xây dựng TBA 220 kV Võnh Long 3 nhánh để cung cấp cho trạm 220 kV Võnh Long 2, gồm bán kính cung cấp là 110 kV.
- Vị trí Bình Tre, giai đoạn từ 2025 đến năm NCS TBA 220 kV Bình Tre lên công suất 2x250 MVA và lắp máy 2 TBA 220 kV Mỏ Cày để vận hành.
- Vị trí Trà Vinh, để kết nối NCS TBA 220 kV Trà Vinh lên 2x250 MVA áp dụng nhu cầu phát triển, xây dựng biến áp 220 kV Duyên Hải năm 2021 để tiếp tục công suất điện gió và cung cấp cho phát triển khu vực;

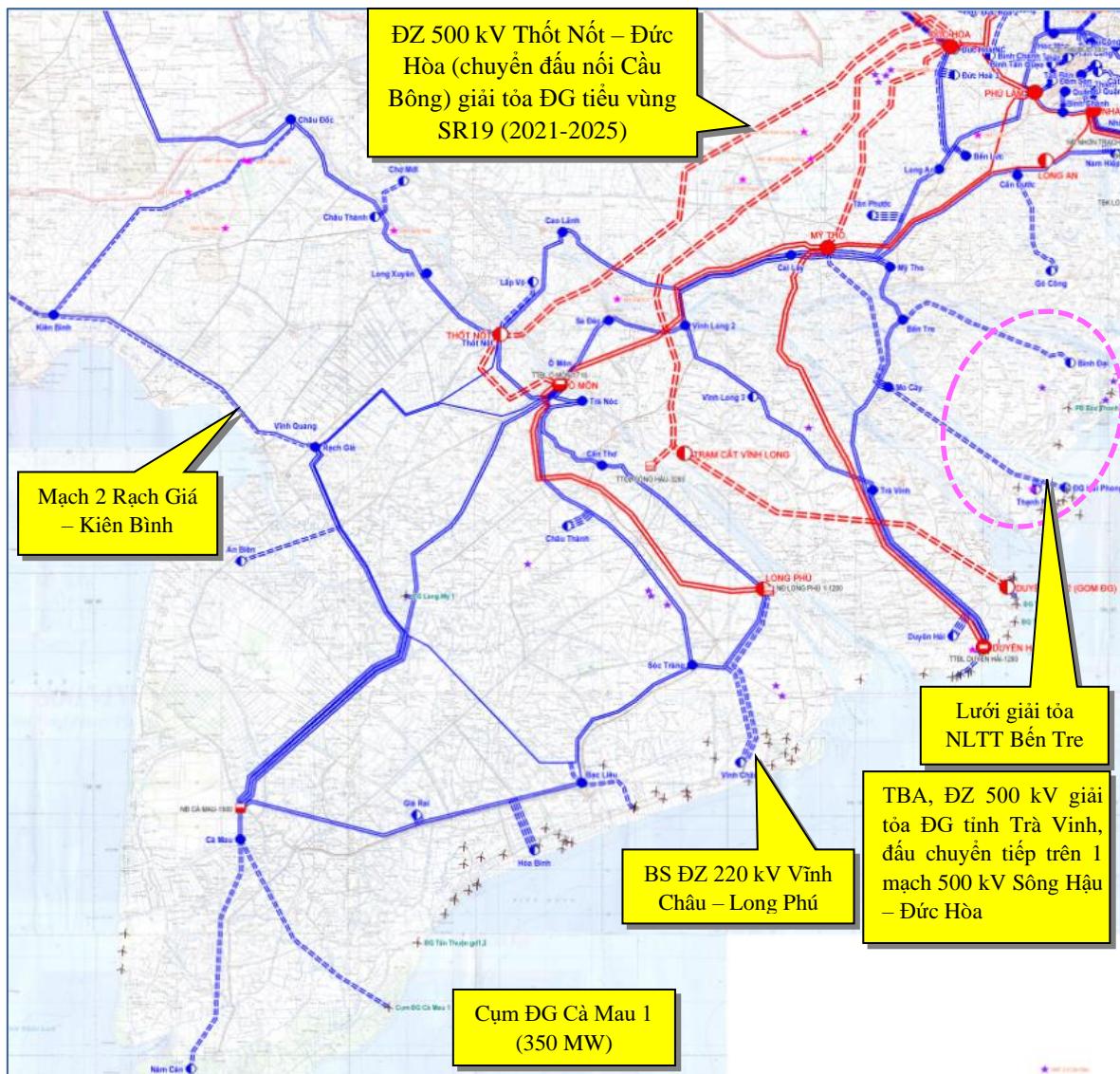
3. Khu vực các tỉnh An Giang, Kiên Giang, TP Cần Thơ, Hậu Giang:

- Xây dựng TBA 500 kV Thủ Đức và Z 500 kV Thủ Đức – Ô Môn. NCS các trạm 220 kV Thủ Đức, Ô Môn lên công suất 2x250 MVA và lắp thêm Máy 2 Cần Thơ cung cấp cho phát triển TP Cần Thơ.
- Lắp máy 2 TBA 220 kV Long Xuyên 2 (tỉnh An Giang), gồm 1 máy.
- Lắp máy 2 TBA 220 kV Saéc và xây dựng TBA 220 kV Lấp Vò giúp giảm bán kính cung cấp, giới hạn áp thấp, tăng thời tiết năng cung cấp điện cho phát triển An Giang.
- Xây dựng các TBA 220 kV Châu Thành và Chợ Mới (tỉnh An Giang) cung cấp cho khu vực trung tâm phát triển An Giang.
- NCS TBA 220 kV Kiên Bình lên công suất 2x250 MVA và xây dựng TBA 220 kV Phú Quốc (tỉnh Kiên Giang) cung cấp cho huyện Phú Quốc.
- Xây dựng TBA 220 kV An Biên, унифицируя thành 1 máy chung Z 220 kV Ninh Thuận - Rạch Giá.
- Xây dựng TBA 220 kV Châu Thành (Hậu Giang) áp dụng nhu cầu phát triển.

4. Khu vực các tỉnh Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau:

- NCS TBA 220 kV Sóc Trăng lên 2x250 MVA. Công trình này đã được phê duyệt theo quy hoạch chi tiết số 441/2020/TTg-CN ngày 16/4/2020 của Thủ tướng Chính phủ. Lắp máy 2 TBA 220 kV Giá Rai áp dụng nhu cầu phát triển.
- Xây dựng TBA 220 kV Ninh Thuận (tỉnh Cà Mau) giúp giới thiệu công suất các nguồn NLTT khu vực, nâng thời tiết cung cấp cho phát triển khi có gió phát triển.

Ngoài ra, khu vực này có hai TBA 220 kV đang có sẵn riêng khác với QH VII Cửu Long Xuyên 2, Sa Đéc, Cần Thơ. Thay vì di chuyển trên 02 m cách nhau trong QH thì các trạm này chỉ có 02 ngang nhau bằng dây dẫn chuyền trên 1 m cách. Điều này có thể dẫn đến việc hành quyết trong một số trường hợp có cản. Do vậy, cần hoàn thành sớm và hành bao sung thêm 02 m cách bằng dây dẫn riêng của các TBA nói trên. Bên cạnh đó, trong giai đoạn từ 2025 đến năm sau.



Hình 10.91: Bản đồ lưới điện 500-220 kV Tây Nam Bộ năm 2025

10.4.11.2. Giai đoạn 2026-2030

- Lưới giải tỏa nguồn điện Tây Nam Bộ (2026-2030):**

Bên cạnh các nguồn đã có tên trong QHĐ VII ĐC, khu vực Tây Nam Bộ mới xuất hiện thêm Trung tâm điện lực LNG Bạc Liêu có tổng công suất 3200 MW. Dự án được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch theo văn bản số 1725/2019/Ttg-CN về việc bổ sung Trung tâm điện lực LNG Bạc Liêu vào Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia, dự kiến vận hành trong các năm 2024-2027. Tuy nhiên, theo kết quả dự báo phụ tải QHĐ VIII, nhu cầu phụ tải miền Nam có xu hướng giảm so với QHĐ VII ĐC, do vậy tiến độ dự án có thể lùi sang giai đoạn 2026-2030.

Theo dự thảo thiết kế cơ sở TTĐL LNG Bạc Liêu do Viện Năng lượng lập, TBK Bạc Liêu dự kiến vận hành 4 tổ máy trong các năm 2024-2027 và đấu nối lên cấp điện áp 500 kV. Giai đoạn 1 dự kiến xây dựng ĐZ 500 kV mạch kép Bạc Liêu – Thốt Nốt, đồng bộ với tổ máy đầu tiên của TBK Bạc Liêu. Khi tổ máy thứ 2 nhà máy điện vào vận hành, cần xây dựng đồng bộ ĐZ 500 kV mạch kép Thốt Nốt – Đức Hòa và chuyển đấu nối đi Cầu Bông.

Tuy nhiên nhấp chuột trên, trong QH VIII, do có nhu cầu sử dụng điện và báo phát triển cung ứng điện miền Nam nên dự án TBK LNG Bạc Liêu có thể推迟 đến năm 2026-2030 và quy mô 3200 MW vào các năm 2031-2035. giài cách công suất nguồn điện, cần xây dựng bến Z 500 kV mới chép sân phân phối 500 kV Bạc Liêu i TBA 500 kV Thủ Đức. Mô hình chép 500 kV Thủ Đức - cảng Hòa chuyền uninici Cầu Bông sẽ xuất vận hành giài năm 2026-2030, nâng khả năng tiếp nhận 500kV cảng Hòa - Cầu Bông giài tia gió khu vực các tỉnh Sóc Trăng, Bạc Liêu, giúp đỡ cho bến Z 500 kV Ô Môn - M Tháp.

Ngoài TBK LNG Bạc Liêu, các tỉnh ven biển Tây Nam Bến Tre, Trà Vinh, Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau sẽ tiếp tục phát triển thêm i gió và công suất khoang 7000 MW, tăng thêm gần 1600 MW so với năm 2025 và phát triển MT tại các tỉnh Long An, Vũng Tàu, TP. Hồ Chí Minh:

- **Tỉnh Bến Tre:** Sau khi bổ sung thêm các công trình xây mới và cải tạo i i n 220 kV nhánh xuất trong giài năm 2021-2025, tỉnh Bến Tre có khả năng tích hàn p thêm nguồn NLTT tại khu vực các huyệ n Bình và Thủ Đức. Tiếp theo, phát triển i gió tại Bến Tre là rõ ràng, báo cáo xuất sang thêm các công trình lối i i n 500-220kV giài tia gió khu vực này trong giài năm 2026-2030 như sau:
 - + Xây mới TBA 500 kV Bến Tre và bến Z 500 kV Bến Tre - Phố cảng i i n trục tiếp cho phát triển TP. Hồ Chí Minh. Trong 500kV Phố cảng nằm phía nam TP Hồ Chí Minh sẽ xuất i chuyền ti p trên bến Z 500kV Phố Lãm - Nhà Bè. Mô hình dự án Giao thông Bến Tre đang nghiên cứu với có thể gom công suất vận tải m 500kV Bến Tre và truy cập i trung tâm phát triển Nam Bộ. Đây là đán i gió có quy mô lớn, nghiên cứu với t i i vùng biển ngoài khơi tỉnh Bến Tre, để kiến xây dựng trung gom 500 kV Bình và biển i vận tải m 500 kV Bến Tre qua một dây m chép dài khoảng 27 km.
 - + Phía 220 kV của trung 500 kV Bến Tre sẽ xuất i chuyền ti p trên các ng dây 220 kV Bến Tre - Bình và Mỏ Cày - Thủ Đức gom i gió, giài tia theo hướng 500 kV.
 - + Xây mới TBA 220 kV Ba Tri gom i gió, xuất i vận tải m 500 kV Bến Tre qua một dây m chép 220 kV.

- **Tỉnh Trà Vinh:** xin xem xét xây dựng trạm 500 kV Duyên Hải 3 gồm công suất i n gió tinh Trà Vinh giai đoạn 2026-2030 với trạm cát 500 kV Trà Vinh xây dựng cùng giai đoạn. Trạm cát 500 kV Trà Vinh, xây dựng ngang dây m chép với trạm 500 kV Bến Tre, truy cập i n gió v khu vực TP Hồ Chí Minh. Kinh nghiệm s d ng s thanh cái các trạm biến áp tiêu chuẩn nhằm m b o v n hành linh hoạt, gi m dòng ng n m ch và m b o kh n ng h tr l n nhau khi x y ra s c .

Tỉnh Trà Vinh có m t số án i n gió tiềm năng c nghiên cứu uit t i vùng biển ngoài khơi huyện Duyên Hải với công suất khá lớn lên t i 2000 MW. Các án này có thể gồm công suất v thanh cái 220 kV trạm 500 kV Duyên Hải 3 qua các tuy n cáp ngang 220 kV. Quy mô công suất c a trạm 500kV Duyên Hải 3 sẽ c phân kỳ phù hợp với tinh v n hành của các nhà máy i n gió gồm công suất. Trong thời gian các án i n gió ngoài khơi tinh Trà Vinh vào v n hành sớm trong giai đoạn 2021-2025, xem xét xây dựng trạm 500kV Duyên Hải 3 ngay,UNCHUYEN TIEN trên 01 m ch 500kV Duyên Hải – M Tho và thời điểm chuyển sang i n gió trạm cát 500kV Trà Vinh trong giai o n 2026-2030.

Bên cạnh các án k t trên, tinh Trà Vinh còn c xem xét c m nhà máy i n gió thu c vùng biển ngoài khơi huyện Duyên Hải và th xã Duyên Hải, tinh Trà Vinh với công suất 2000 MW. Giờ t a công suất cho nguồn i n gió này, c n xem xét gom công suất v các trạm 500kV Duyên Hải 3 (cho giai o n 2026- 2030) và Duyên Hải 2 (giai o n sau 2030), ng thời i xay thêm Z 500kV m ch kép Duyên Hải 2 – Trạm cát 500kV Trà Vinh. Vì c xem xét trạm cát 500kV Trà Vinh và Z 500kV Trạm cát Trà Vinh – Bến Tre – Phố C trong giai o n 2026-2030 sẽ sung h t ng l i i n g i t a nguồn cho khu vực các tinh Trà Vinh, Bến Tre t giao o n này.

Trong thời gian, vi c phát triển thêm h t ng l i i n 500 kV th ng kéo dài khoảng 4-5 năm (ho c lâu h n n u g p khó khăn v gi i phóng m t b ng). Do v y, c n xem xét phân k phát triển h p lý các nguồn NLTT phù hợp với tinh xây m i và c i t o h t ng l i i n, tránh x y ra tình tr ng ngh n m ch c c b , ph i gi m phát nguồn i n ngay i u ki n v n hành bình thường c a h th ng. Ngoài i n gió, tinh Trà Vinh còn c t i m n ng phát triển MT v i m t số án i n gió ang nghiên cứu uit t i th xã Long Thành, huyện Duyên Hải, tinh Trà Vinh.

- **Tỉnh Sóc Trăng:** xin xem xét xây dựng trạm 220 kV Sóc Trăng 2 gồm i n gió, với TBA 500 kV Long Phú qua m ch kép 220 kV. m b o giờ i t a công suất trong dài h n c n l a ch n ti t di n l n cho ng dây un i. Một số án i n gió ang c nghiên cứu uit t i khu vực này có thể xem xét gom công suất v n i trạm 500 kV Long Phú... Ngoài ra, tinh Sóc Trăng c ng có t i m n ng phát triển i n gió ngoài khơi, trong ó có d án GNK tinh Sóc Trăng

nghiên cứu và quy mô 2000 MW và có thể xem xét univ trung 500 kV Long Phú qua Z 500 kV mà chép dài khoảng 40 km.

Vì cách xây dựng nhiên liệu than Long Phú 1 (1200 MW) sẽ ra khai thác giáp với công suất cho các nhà máy ở gió trên Sóc Trăng. Tuy nhiên cần xem xét phân khu phát triển hợp lý các nguồn NLTT, tránh xảy ra tình trạng quá tải trên lưới, phải giảm phát nguồn nhanh ngay nếu không vi phạm hành bình thường.

- **Tỉnh Bạc Liêu:** xây dựng TBA 500 kV Bạc Liêu giáp với sân bay 500 kV của NM TBK Bạc Liêu qua một chép 500 kV. Giai đoạn này sẽ thông qua Z 500 kV TBK Bạc Liêu – Thành Phố truy cập vào gió. Bên cạnh đó kiến nghị sung thêm trung 220 kV Ông Hới (gom vào gió) và một thanh cáp 220 kV TBA 500 kV Bạc Liêu.

Ngoài ra tại tỉnh Bạc Liêu còn có tiềm năng phát triển công án Giai đoạn quy mô công suất 2800 MW. Công án này có thể xem xét univ trung 500kV Bạc Liêu, giáp với công suất theo hướng Thành Phố, Cửa Ông. Trong giai đoạn 2031-2035, đề xuất thêm Z 500kV Bạc Liêu – Thành Phố (tại Tây Ninh) giáp với các khu vực các tỉnh Bạc Liêu, Cà Mau.

- **Tỉnh Cà Mau:** Các nhà máy ở gió và tiềm năng trung 220 kV Ninh Thuận và giáp với Z 220 kV mà chép xây dựng mít Ninh Thuận gom gió Ông Hới cách trung Bạc Liêu.
- **Tỉnh Vũng Tàu:** Trên bàn tay cung cấp nghiên cứu mảng MT đang và quy mô công suất khoảng 300 MWp, đề xuất chuyển tiếp trên Z 220 kV Trà Vinh – Vũng Tàu 3... ngang dãy 220 kV Trà Vinh – Vũng Tàu 3 để xuất ôn nâng khung tại trong giai đoạn 2026-2030.
- **Tỉnh An Giang:** Mảng MT đang cung cấp nghiên cứu và quy mô công suất khoảng 700 MWp tại các hòn đảo Cao Lãnh, Tháp Mười và Tam Nông, trong đó Tháp là một phần trong các giai đoạn 2026-2030 và 2031-2035.

Bên cạnh các nguồn NLTT, tỉnh Long An còn đề xuất phát triển nhiệt điện khí. Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Nghị định số 1080/TTg-CN ngày 13/08/2020 phê duyệt việc chuyển đổi nhiên liệu cho TT Long An từ than sang khí LNG nhằm phục vụ nhu cầu phát điện khá lớn và đặc biệt nhanh trong thời gian tới, do vậy trong kế hoạch triển khai TT Long An, cần ưu tiên cấp vốn mua phanh cho phát điện bằng khí. Trên cơ sở ánh giá khả năng giáp với các khu vực, báo cáo xuất TT Long An 1 – 1500 MW sử dụng công suất 220 kV cấp vốn trước cho phát điện.

bao gồm các Z 220 kV mới chép TBK Long An – Nam Hải và Phan Thiết và Z 220 kV 4 m mới chép TBK Long An – chuyền điện trên Z Cầu Cảnh – Gò Công. Nhà máy TBK Long An 2 – 1500 MW sẽ có công suất 500 kV và 500 kV Long An bao gồm Z 500 kV mới chép TBK Long An – Long An. Do nhà máy TBK Long An 2 nằm ở trung tâm 500 kV Long An và gần nhất có thể truyền này nên không cần xuất lắp máy biến áp liên kết với SPP TBK Long An. Khi lô hàng unique approach sẽ bao gồm:

- Xây dựng SPP 500-220kV tại TT L Long An: bao gồm 6 ngay nắp Z 220 kV (ngay bắc TBK Long An 1) và 2 ngay nắp Z 500 kV (ngay bắc TBK Long An 2), không liên kết với MBA.
- Xây dựng đường dây 220 kV mới chép TBK Long An – Bình Chánh 2 dài 25km, tiêm điện ACSR-3x400, ngay bắc TBK Long An 1. Khi TBA 500kV vào vận hành trong giai đoạn 2031-2035, phía 220kV sẽ có trung tâm truyền tải trên 2 m mới chép 220kV TBK Long An 1 – Bình Chánh 2.
- Xây dựng Z 220 kV 4 m mới chép TBK Long An – chuyền điện trên 2 m mới chép Cầu Cảnh – Gò Công dài 15 km, tiêm điện ACSR-2x330, ngay bắc TBK Long An 1.
- Cải tạo nâng cấp ngay tắp Z 220kV NM Hải Phòng – Nam Hải và Phan Thiết ngay bắc TBK Long An 1 (từ ACSR400 lên tiêm điện phân pha ACSR-3x400).
- Xây dựng Z 500 kV mới chép TBK Long An – 500kV Long An dài khoảng 17km, tiêm điện ACSR-4x330, ngay bắc TBK Long An 2.

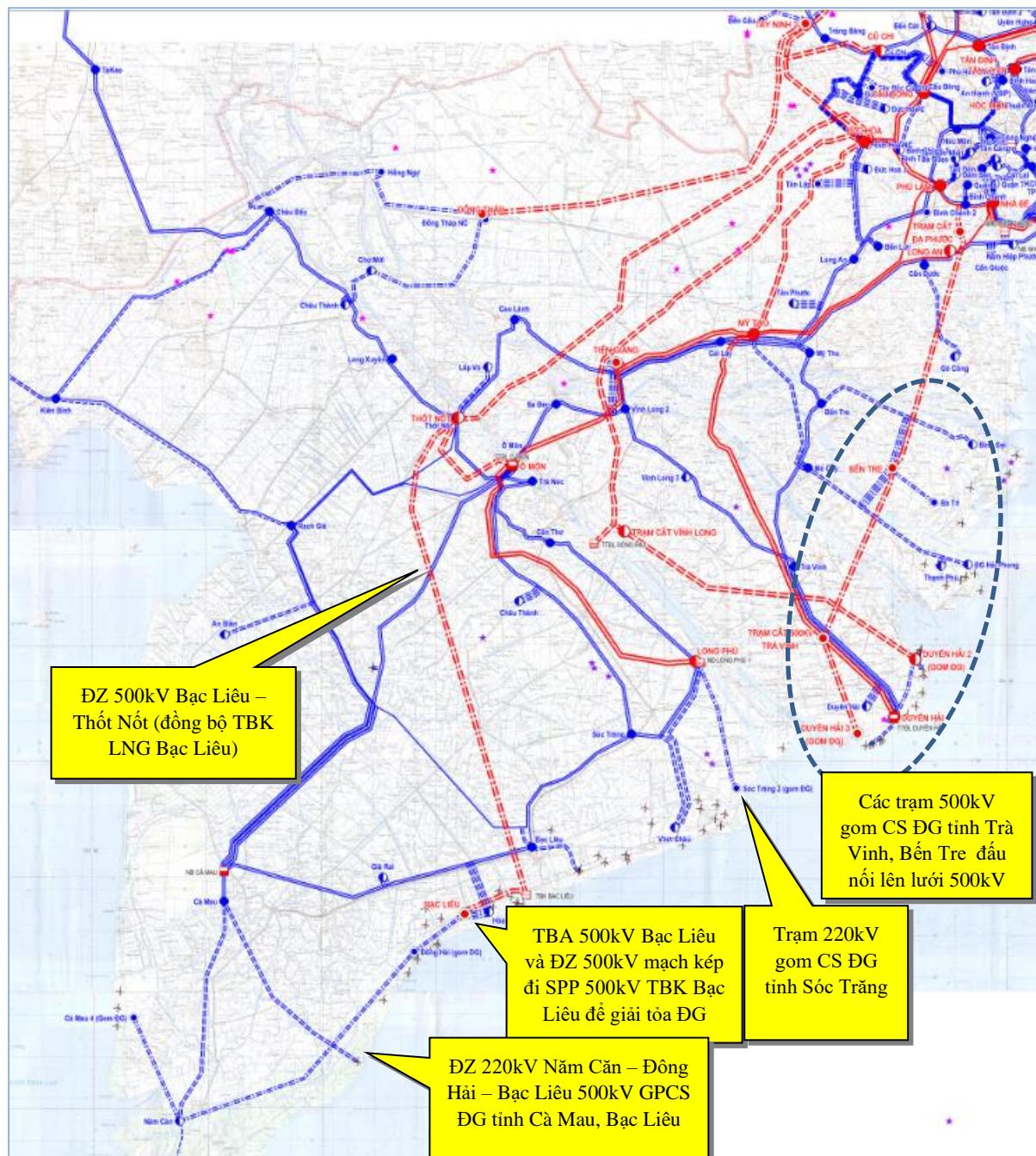
Bên cạnh TT L Bạc Liêu và TT L Long An, khu vực Tây Nam Bộ còn đang nghiên cứu phát triển các đòn bẩy nhằm tận dụng khí tài nguyên Cà Mau như điện LNG và hệ thống FSRU Tân Thuận Đông Duyên Hải quy mô công suất có thể lên tới 3200 MW, phân bố theo các giai đoạn 2026-2030 và 2031-2035. Trong thời gian này có thể có các nguồn năng lượng này có thể xem xét đầu tư lên 1 lô 500kV và truy cập vào trung tâm phát điện miền Đông.

• **Lô 4 i n c h o p h t i Tây Nam B (2026-2030):**

Giai đoạn này để kiến tạo mảng TBA 500 kV ngay Tháp và ngay trung tâm 220 kV ngay Tháp – Hòn Ngang – Châu cảng và bắc Sung mới chép 220 kV ngay Tháp – Cảnh Mít ở mảng vòng cung cho phát triển các thành phố Tháp, An Giang. TBA 500 kV ngay Tháp sẽ cung cấp cho trung tâm 500 kV Tây Ninh 2 qua 2 m mới chép 500 kV. Z 500 kV Thủ Đức – ngay Tháp trong QH VII Cát Lái sẽ lùi sang giai đoạn 2031-2035.

cung cấp i n c h o p h t i t nh Tiền Giang, giai đoạn này để kiến tạo mảng TBA 500 kV Tiền Giang gần nhất chuyền điện trên 2 m mới chép Ô Môn – Mỏ Tho. Phía 220 kV gần nhất chuyền điện trên các đường dây 220 kV Cao Lãnh – Cai Lậy và Sa Đéc – Vị Nhì Long 2.

Giai đoạn 2026-2030 sẽ xây dựng và cung cấp năng công suất các TBA 220 kV nhằm bù đắp cho các tỉnh Tây Nam Bộ.



Hình 10.92: Bản đồ lưới điện 500-220 kV Tây Nam Bộ năm 2030

10.4.11.3. Giai đoạn 2031-2035

• Lưới giải tỏa nguồn điện Tây Nam Bộ (2031-2035):

Trong giai đoạn 2031-2035, khu vực Tây Nam Bộ tiếp tục phát triển các nguồn NLTT, trong đó điện gió tập trung tại các tỉnh ven biển phía Nam (Bến Tre, Trà Vinh, Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau), DMT phát triển tại các tỉnh Long An, Bình Phước. Trên cơ sở cân bằng công suất nguồn – tải của từng tiểu vùng và khả năng tải của lưới điện liên vùng 500-220 kV, báo cáo đề xuất bổ sung thêm ĐZ 500 kV mạch kép truyền tải điện gió từ tiểu vùng SR19 về khu vực Đông Nam Bộ. Các công trình lưới điện 500-220kV xây mới giai đoạn 2031-2035 để giải tỏa nguồn NLTT khu vực bao gồm:

- Xây mới ĐZ 500 kV Bạc Liêu – Đồng Tháp, kết nối tới Tây Ninh.

- Xây mới TBA 500kV Cà Mau và ĐZ 500kV Cà Mau – Bạc Liêu để giải tỏa điện gió tỉnh Cà Mau. Một số nguồn điện gió ngoài khơi tỉnh Cà Mau đang được nghiên cứu đầu tư, đề xuất vận hành giai đoạn 2031-2035 như ĐGNK Ngọc Hiển – giai đoạn 1 (1500 MW). Nếu được phê duyệt có thể xem xét đấu nối trạm gom của nhà máy điện gió về TBA 500kV Cà Mau qua mạch kép 500kV dài khoảng 50km.
- Để tăng cường khả năng giải tỏa công suất cho TTĐL Duyên Hải và điện gió tỉnh Trà Vinh, dự kiến xây dựng ĐZ 500 kV mạch kép đấu nối từ Trạm cắt 500 kV Trà Vinh đi TBA 500 kV Bến Tre, giảm tải cho các xuất tuyến 500 kV của Mỹ Tho.
- Điện gió các tỉnh Bến Tre, Trà Vinh, Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau có thể gom công suất về thanh cáp 220 kV và 500 kV của các trạm gom 500 kV và truyền tải về trung tâm phụ tải miền Đông qua lưới 500 kV.

Bên cạnh TTĐL Bạc Liêu, khu vực Tây Nam Bộ đang được đề xuất nghiên cứu đầu tư các dự án nhiệt điện tua bin khí tại tỉnh Cà Mau, quy mô công suất có thể lên tới 1500-3200 MW. Trường hợp xuất hiện các nguồn điện này cần xem xét đấu nối lên lưới 500kV và truyền tải về trung tâm phụ tải miền Đông.

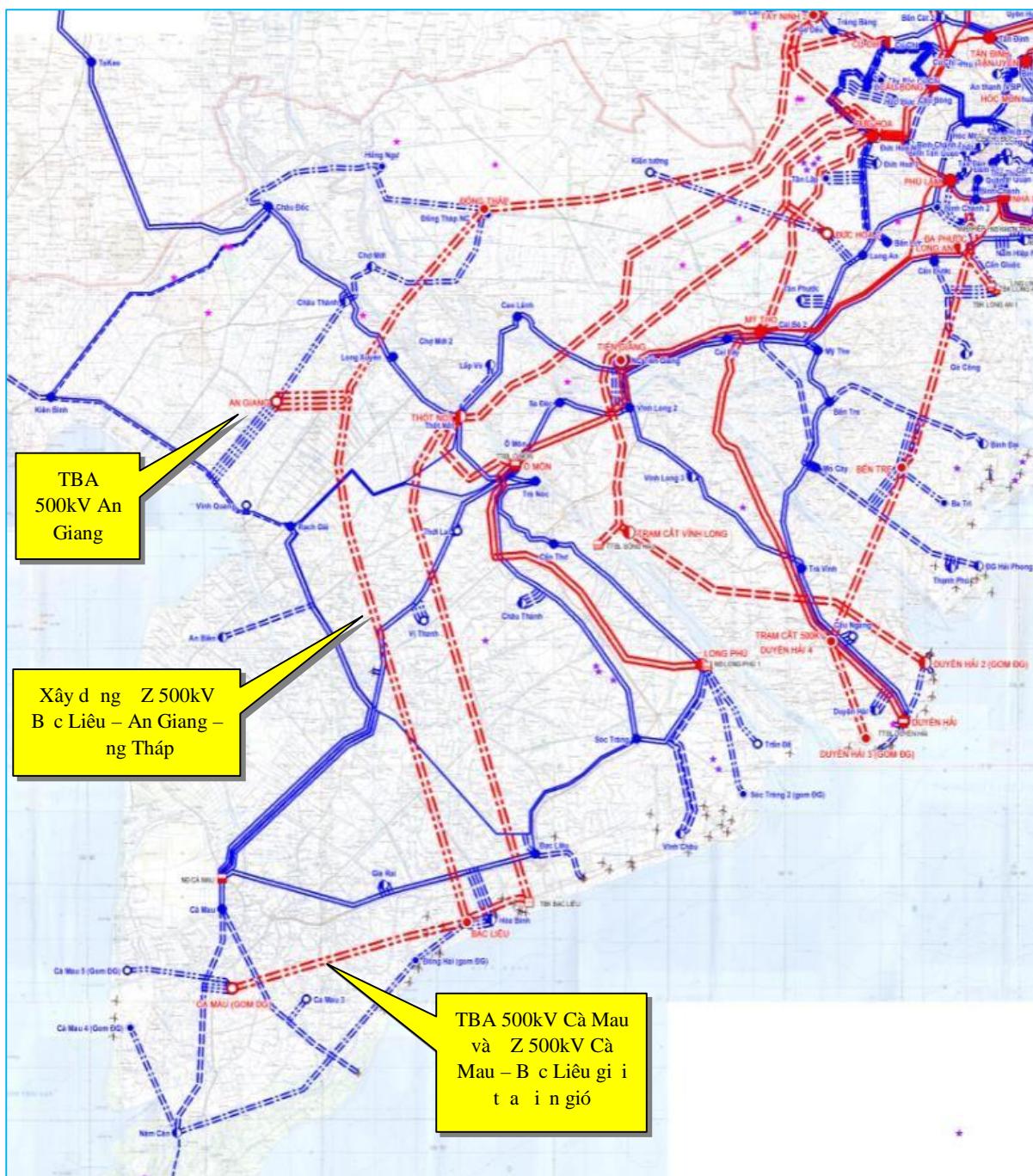
Hiện nay, tỉnh Bến Tre đang được đề xuất nghiên cứu dự án NMĐ TBK Bến Tre có quy mô công suất khoảng 1500-3000 MW. Với tiến độ dự kiến 2031-2035, có thể xem xét đấu nối về trạm 500 kV Bến Tre qua ĐZ 500 kV mạch kép và truyền tải về Đông Nam Bộ. Khi đó, ĐZ 500 kV Bến Tre – Đa Phước sẽ là hạng mục lưới điện có nhiệm vụ kép: truyền tải nhiệt điện và điện gió tỉnh Bến Tre. Đường dây cần chọn tiết diện lớn, trường hợp sự cố N-1 phải giảm phát nguồn NLTT.

- **Lưới cấp điện cho phụ tải Tây Nam Bộ (2031-2035):**

Để đáp ứng nhu cầu phụ tải, giai đoạn này tiếp tục đưa các TBA 500-220 kV mới vào vận hành như:

- Xây dựng TBA 500 kV Đức Hòa 2, giảm tải cho trạm 500 kV Đức Hòa. Nâng công suất các trạm 220 kV Tân Lập, Cần Giuộc và xây mới trạm 220 kV Kiến Tường tại tỉnh Long An.
- Xây dựng TBA 500 kV An Giang đấu nối chuyển tiếp trên 1 mạch của ĐZ 500 kV Bạc Liêu – Đồng Tháp cấp điện cho phụ tải các tỉnh An Giang, Kiên Giang. Phía 220 kV đấu nối về trạm 220 kV Châu Thành (tỉnh An Giang) và chuyển tiếp trên 2 mạch Rạch Giá – Kiên Bình (tỉnh Kiên Giang).
- Xây mới các trạm 220 kV Tiền Giang nối cấp (tỉnh Tiền Giang), Cầu Ngang (tỉnh Trà Vinh), Vĩnh Quang, Thới Lai, Vị Thanh...
- Xây mới trạm 220 kV Trần Đề tỉnh Sóc Trăng vừa đóng vai trò cấp điện phụ tải, vừa để đấu nối điện gió.

Bản đồ lưới điện 500-220 kV khu vực Tây Nam Bộ quy hoạch đến năm 2035 xem trong hình dưới đây.



Hình 10.93: Bản đồ 500-220 kV Tây Nam Bộ năm 2035

10.4.11.4. Hướng giải pháp 2036-2045:

Những giải pháp 2036-2045, khu vực tiếp tục phát triển điện gió tại các tỉnh ven biển phía Nam và khu vực trung tâm Bến Tre, Trà Vinh, Sóc Trăng, Bạc Liêu và Cà Mau. Nhìn phân tích thời gian 5.2 – 10 năm trước nút lưới vùng, với việc bổ sung 2 Z 500 kV mới chép TBK Bạc Liêu - Thủ Đức - Cát Hòa (chuyển nguồn Củ Bông) và Bạc Liêu (gom G) – Long Tháp – Tây Ninh 2 trong các giai đoạn 2021-2025 và 2031-2035 sẽ mở rộng tia công suất nguồn điện Tây Nam Bộ (từ vùng SR19) và miền Đông.

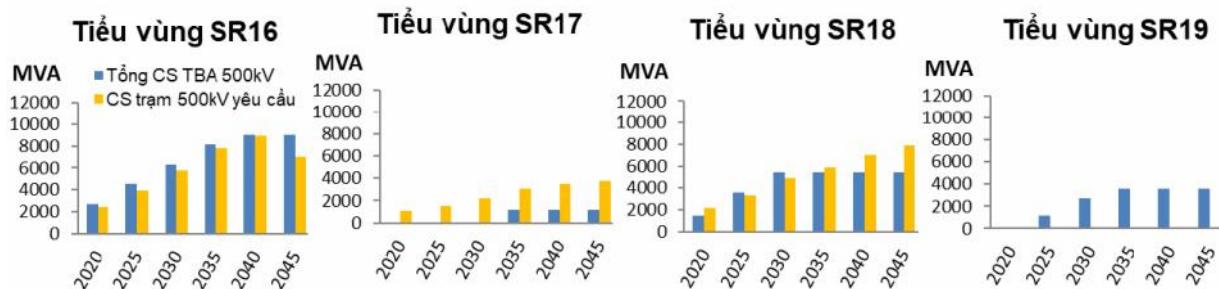
Một số nguồn điện gió ngoài khơi tỉnh Cà Mau đang được nghiên cứu, xuất trình hành giai đoạn sau 2035 như GNK Ngãi Hiển - giai đoạn 2.

Trong thời gian 2021-2030, có thể sẽ có thêm 1000 MW công suất 500kV và 2000 MW công suất 220kV được kết nối vào lưới điện Tây Nam Bộ.

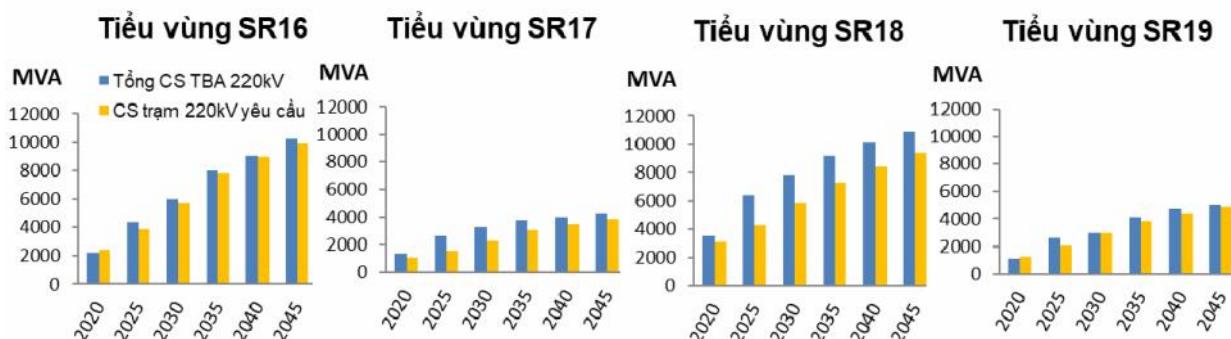
Theo chương trình phát triển năm 2021-2030, Tây Nam Bộ sẽ có thêm 1000 MW công suất 500kV và 2000 MW công suất 220kV được kết nối vào lưới điện Tây Nam Bộ.

Vì lý do kinh tế, ngoài việc nâng công suất các TBA 500 kV, khu vực còn cần bổ sung thêm nguồn điện 220 kV tại các thành phố, thị trấn và làng nghề để đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế.

Kết quả cân bằng công suất nguồn trung 500-220 kV các tiêu vùng Tây Nam Bộ cho giai đoạn 2045 có biến đổi trên các thời điểm này. Cân bằng có thể chỉ ra rằng cao điểm tưới tiêu, nông nghiệp và công nghiệp không phát. Các trung nguồn 220 kV chỉ làm nhiệm vụ cung cấp nguồn NLTT, không còn cho phát triển kinh tế trong cân bằng.



Hình 10.94: Cân bằng công suất nguồn trung 500 kV các tiêu vùng Tây Nam Bộ đến năm 2045



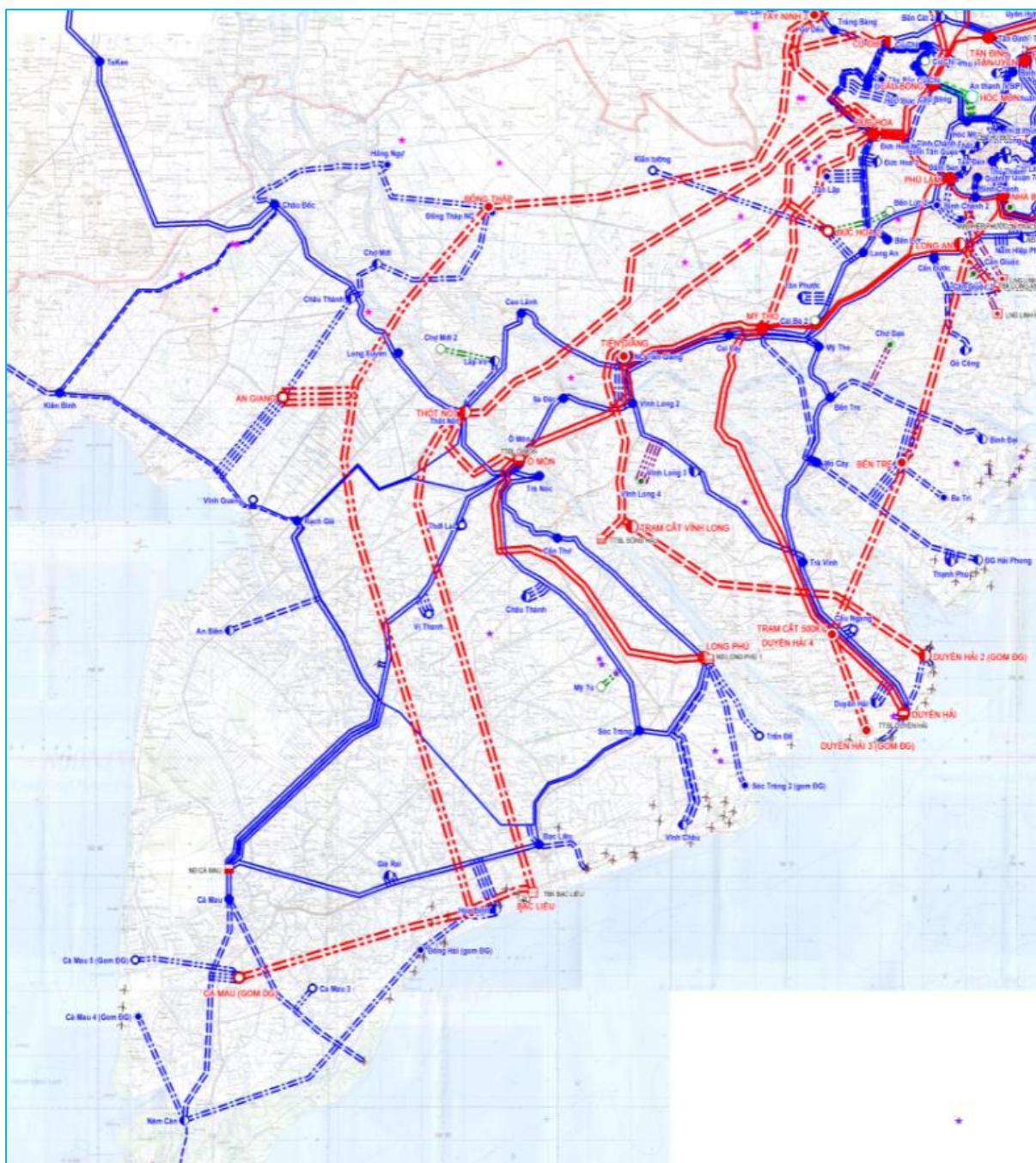
Hình 10.95: Cân bằng công suất nguồn trung 220 kV các tiêu vùng Tây Nam Bộ đến năm 2045

Theo phán án thi thực hiện, các tiêu vùng Tây Nam Bộ sẽ bổ sung thêm nguồn trung 500-220 kV như sau:

- Tiêu vùng SR16 sẽ bổ sung thêm 7200 MVA công suất MBA 500 kV và 8000 MVA MBA 220 kV phục vụ cung cấp cho phát triển trong giai đoạn 2045.
- Tiêu vùng SR17 sẽ bổ sung thêm 1200 MVA công suất MBA 500 kV và 2900 MVA MBA 220 kV phục vụ cung cấp cho phát triển trong giai đoạn 2045.
- Tiêu vùng SR18 sẽ bổ sung thêm 7500 MVA công suất MBA 500 kV và 7370 MVA MBA 220 kV phục vụ cung cấp cho phát triển trong giai đoạn 2045.
- Tiêu vùng SR19 sẽ bổ sung thêm 3600 MVA công suất MBA 500 kV và 3875 MVA MBA 220 kV phục vụ cung cấp cho phát triển trong giai đoạn 2045.

- Sau khi bổ sung thêm các nguồn trạm 500-220 kV mới, các tiêu vùng sẽ được đảm bảo cấp điện với mức dự phòng 25-30%.

Bản đồ định hướng giai đoạn 2036-2045 cho khu vực Tây Nam Bộ như sau.



Hình 10.96: Bản đồ định hướng lưới điện 500-220 kV Tây Nam Bộ đến năm 2045

10.5. TÍNH TOÁN PHÂN BỐ CÔNG SUẤT TRONG CÁC CHẾ ĐỘ XÁC LẬP

10.5.1. Miền Bắc

• Giai đoạn 2021-2025:

Theo kịch bản nguồn chọn, khu vực Bắc Bộ có dự phòng nguồn (không tính NLTT) giảm dần trong giai đoạn 2021-2025. Cụ thể, dự phòng nguồn giảm từ gần 20% năm 2020 xuống còn 6,2% năm 2025. Do đó, khu vực Bắc Bộ giai đoạn này cần có sự

hỗ trợ từ các khu vực khác, đặc biệt là Bắc Trung Bộ. Thật vậy, kết quả tính toán cân bằng điện năng năm 2025 cho thấy, khu vực Bắc Bộ nhận 17 tỷ kWh điện, trong đó 15 tỷ kWh là từ Bắc Trung Bộ.

Năm 2025, cần truyền tải khoảng 17 tỷ kWh về trung tâm phụ tải miền Bắc. Do đó, cần đảm bảo tiến độ của ĐZ Quảng Trạch – TC Quỳnh Lập – Thanh Hóa – Nam Định 1 – Phố Nối. Sau khi đường dây nối trên vào vận hành, giao diện Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ đủ khả năng truyền tải 5000 MW.

Suy giảm dự phòng nguồn và hạn chế về khả năng truyền tải (Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - miền Bắc) dẫn tới việc các nguồn điện tại chỗ miền Bắc yêu cầu phải phát cao trong các chế độ phụ tải cực đại. Lúc này, yếu tố mùa sẽ không còn là yếu tố quyết định đến trào lưu công suất trên hệ thống. Để án thực hiện tính toán kiểm tra cho các chế độ cao điểm trưa, NLTT phát cao và cao điểm tối, NLTT phát thấp.

Khu vực Tây Bắc và miền núi phía Bắc: khu vực này sẽ phát triển các nguồn thủy điện nhỏ, điện nhập khẩu Lào và tăng cường mua điện TQ. Công suất lớn nhất truyền tải từ Tây Bắc về trung tâm phụ tải miền Bắc vào khoảng 10000-11000 MW.

Chế độ cao điểm ngày, NLTT phát cao, các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

FROM BUS				TO BUS				RATING SET A							
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
11209	TAYHANOI	220.00*	1	35201	HOABINH	220.00	1	1	409.5	525.8	77.9				
11209	TAYHANOI	220.00*	1	35201	HOABINH	220.00	1	2	409.5	525.8	77.9				
26202	PHUBINH	220.00*	1	26206	TNGUYEN220	220.00	1	1	454.4	525.8	86.4				
26205	LUUXA	220.00*	1	26206	TNGUYEN220	220.00	1	1	527.7	628.7	83.9				

Chế độ cao điểm tối, NLTT phát thấp, các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

FROM BUS				TO BUS				RATING SET A							
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
11209	TAYHANOI	220.00*	1	35201	HOABINH	220.00	1	1	432.2	525.8	82.2				
11209	TAYHANOI	220.00*	1	35201	HOABINH	220.00	1	2	432.2	525.8	82.2				
26202	PHUBINH	220.00*	1	26206	TNGUYEN220	220.00	1	1	427.8	525.8	81.3				
26205	LUUXA	220.00*	1	26206	TNGUYEN220	220.00	1	1	491.5	628.7	78.2				

Với các công trình đã đề xuất, hầu hết các phần tử lưới truyền tải khu vực đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1). Chỉ có các đường dây 220 kV liên kết, giải tỏa công suất như Hòa Bình – Tây Hà Nội, Thái Nguyên – Phú Bình – Lưu Xá hoặc các đường dây 220 kV giải phóng công suất nguồn như Bắc Quang – Lục Yên bị quá tải nhẹ khi xảy ra sự cố N-1. Hầu hết các đường dây này đều có thể giảm tải bằng cách điều độ lại các nguồn thủy điện nhỏ trong khu vực. Chỉ có đường dây 220 kV Bắc Quang – Lục Yên (đang thực hiện, dự kiến sử dụng dây TACSR500) cần xem xét tăng cường tiết diện dây dẫn để đảm bảo vận hành.

Khu vực Đông Bắc: Giai đoạn 2021-2025, khu vực Đông Bắc tiếp tục dư thừa nguồn điện và truyền tải về trung tâm phụ tải miền Bắc. Giai đoạn này, khu vực Đông Bắc xuất hiện thêm NĐ than Hải Dương, NĐ An Khánh Bắc Giang... Lưới điện đề xuất đủ khả năng truyền tải công suất về khu vực Hà Nội và phụ cận trong điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1).

Khu vực Hà Nội: Khu vực Hà Nội và phụ cận là trung tâm phụ tải của miền Bắc với tổng nhu cầu công suất dự báo khoảng 12600 MW vào năm 2025, nhận điện từ các khu vực Đông Bắc, Tây Bắc và Nam Hà Nội (từ Bắc Trung Bộ truyền tải qua).

Đặc điểm chính của khu vực này là cấp điện cho phụ tải, các chế độ tính toán cần quan tâm là cao điểm ngày và cao điểm tối. Kết quả tính toán cụ thể như sau:

- Chế độ cao điểm ngày, ĐMT áp mái phát cao: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
11209	TAYHANOI	220.00*	1	35201	HOABINH	220.00	1	1	409.5	525.8	77.9				
11209	TAYHANOI	220.00*	1	35201	HOABINH	220.00	1	2	409.5	525.8	77.9				

- Chế độ cao điểm tối, ĐMT không phát: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
11209	TAYHANOI	220.00*	1	35201	HOABINH	220.00	1	1	437.4	525.8	83.2				
11209	TAYHANOI	220.00*	1	35201	HOABINH	220.00	1	2	437.4	525.8	83.2				

Hầu hết các phần tử lưới truyền tải khu vực đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1), chỉ có đường dây 220 kV Hòa Bình – Tây Hà Nội quá tải nhẹ 6 % khi xảy ra sự cố 1 mạch, có thể giảm tải bằng cách giảm công suất phát NMTĐ Hòa Bình.

Khu vực Nam Hà Nội: Giai đoạn 2021-2025, xuất hiện NĐ Thái Bình 2, cấp điện cho phụ tải khu vực. Khu vực Nam Hà Nội thường nhận công suất từ phía Bắc Trung Bộ qua các đường dây 500 kV Nho Quan – Hà Tĩnh, Thanh Hóa – NĐ Nam Định 1 – Thái Bình. Lưới điện đề xuất đảm bảo vận hành trong điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1).

Khu vực Bắc Trung Bộ: Giai đoạn 2021-2025, khu vực Bắc Trung Bộ nhận thêm gần 800 MW công suất nguồn điện Lào (cụm TĐ Nậm Mô, cụm TĐ Nậm Sum), đồng thời phát triển thêm các nguồn điện địa phương như điện mặt trời, điện gió, thủy điện nhỏ, với quy mô không lớn. Lưới điện đáp ứng truyền tải công suất các nguồn điện và cấp điện cho phụ tải trong chế độ N-0. Tuy nhiên, một số đường dây 220 kV truyền tải thủy điện như Bản Vẽ - Tương Dương, Khe Bô - Đô Lương có thể vận hành quá tải trong sự cố N-1, cần xem xét giảm phát thủy điện khi có sự cố để đảm bảo vận hành. Trục đường dây 220 kV Bắc Nam, giải phóng công suất từ TBA 220 kV Hưng Đông như Hưng Đông – Nam Cát, Hà Tĩnh – Hưng Đông cũng cần được tăng cường khả năng tải trong giai đoạn này.

• Giai đoạn 2026-2030:

Đối với kịch bản nguồn chọn (có sự gia tăng lớn về nguồn NLTT tại Miền Nam, Miền Trung, Tây Nguyên), xu hướng truyền tải trong dài hạn sẽ được định hình rõ nét trong giai đoạn 2026-2030. Theo đó, nhu cầu truyền tải Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ và Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ sẽ tăng dần theo từng năm, đạt lần lượt hơn 20 tỷ kWh và 33 tỷ kWh năm 2030. Các công trình truyền tải cấp thiết trong giai đoạn này có thể kể đến như Cải tạo mạch 1,2 đường dây 500 kV Nho Quan – Vũng Áng thành dây hai mạch, tăng số mạch đường dây 500 kV truyền tải Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ lên 06 mạch và cải tạo, thay thế các tụ bù dọc trên tuyến đường dây 500 kV Vũng Áng – Đà Nẵng và Quảng Trạch – Dốc Sỏi để tăng khả năng truyền tải liên miền.

Trong giai đoạn 2026-2030, dự phòng nguồn miền Bắc sụt giảm nghiêm trọng. Dự phòng nguồn không tính NLTT của Bắc Bộ chuyển dấu âm từ năm 2027, xuống còn -8,8% năm 2030, chứng minh rằng miền Bắc ngày càng phụ thuộc vào sự hỗ trợ từ các

khu vực khác. Do thiếu hụt dự phòng nguồn và hạn chế khả năng truyền tải liên miền, các nguồn điện tại chỗ như thủy điện và nhiệt điện thường xuyên phải phát cao trong chế độ phụ tải cực đại buổi tối, tiềm ẩn nhiều nguy cơ vận hành.

Nội bộ miền Bắc, phương án kết lưới đề xuất đáp ứng các điều kiện vận hành. Cụ thể:

Khu vực Tây Bắc và miền núi phía Bắc: giai đoạn 2026-2030, khu vực Tây Bắc tiếp tục tăng cường nhập khẩu điện từ Bắc Lào và phát triển ĐMT khu vực Điện Biên. Công suất lớn nhất truyền tải từ Tây Bắc về trung tâm phụ tải miền Bắc vào khoảng hơn 11000 MW.

Chế độ cao điểm ngày, mùa mưa, ĐMT khu vực phát cao: Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA	CKT	LOADING	RATING
19210 HAGIANG-BUS2220.00	1 26211 DAITU	220.00*	1 1	452.3 525.8
21212 LAOCAT	220.00	1 32207 THANUYEN	220.00*	1 1 454.2 525.8

Chế độ cao điểm tối, ĐMT không phát: Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA	CKT	LOADING	RATING
19210 HAGIANG-BUS2220.00	1 26211 DAITU	220.00*	1 1	422.8 525.9

Một số phần tử quá tải khi sự cố N-1 khi nguồn điện khu vực phát cao như:

- ĐZ 220 kV Than Uyên - Lào Cai 500 kV quá tải 24% nếu sự cố 1 mạch. Hiện nay, đường dây này đang trong giai đoạn nghiên cứu đầu tư, với tiết diện dự kiến 2xACSR330. Đề nghị xem xét sử dụng dây dẫn có khả năng tải cao hơn cho đường dây này để đảm bảo vận hành.
- ĐZ 220 kV Hà Giang – Đại Từ quá tải đến 25% trong sự cố N-1, cần giảm khoảng 120 MW nguồn thủy điện nhỏ để đảm bảo vận hành.
- ĐZ 220 kV Trung Quốc – 220 kV Lào Cai bị quá tải đến 10% trong sự cố N-1, cần xem xét nâng KNT đường dây này để đảm bảo vận hành.
- Một số đường dây 220 kV khác như Huội Quảng – Nghĩa Lộ, Lai Châu – Mường Tè, Bát Xát – Bảo Thắng quá tải nhẹ 1-3% khi có sự cố N-1, cần điều tiết các nguồn thủy điện nhỏ khu vực.

Khu vực Đông Bắc: Giai đoạn 2026-2030, khu vực Đông Bắc vẫn tiếp tục dư thừa công suất do bổ sung thêm các nguồn nhiệt điện LNG quy mô lớn. Các đường dây 500 kV và 220 kV đủ khả năng truyền tải khoảng 6000 MW công suất dư thừa về trung tâm phụ tải miền Bắc. Trong chế độ phụ tải cực đại tối, khi các nguồn ĐMT áp mái không phát, TBA 500 kV Hiệp Hòa mang tải cao:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
29205 HIEPHOA	220.00	1 29501 HIEPHOA	500.00*	1 2	719.4 900.0 79.9

Với phương án lưới như đề xuất, lưới điện truyền tải khu vực đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1).

Khu vực Hà Nội: Khu vực Hà Nội và phụ cận tiếp tục nhận công suất từ các khu vực Tây Bắc, Đông Bắc và Nam Hà Nội. Trong đó, công suất truyền tải từ miền Trung qua Nam Hà Nội về Hà Nội tăng cao, dẫn đến nhu cầu xuất hiện đường dây 500 kV TC Nho Quan 2 – Long Biên. Đặc điểm chính của khu vực này là cấp điện cho phụ tải, các

chế độ tính toán cần quan tâm là cao điểm ngày và cao điểm tối. Kết quả tính toán cụ thể như sau:

- Chế độ cao điểm ngày, ĐMT khu vực phát cao, các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
11234	DANPHUOGTC	220.00		1	11508	DANPHUONG	500.00*	1	1	713.7	900.0		79.3		

- Chế độ cao điểm tối, ĐMT không phát, các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
11234	DANPHUOGTC	220.00		1	11508	DANPHUONG	500.00*	1	1	734.9	900.0		81.7		

Lưới truyền tải Hà Nội và phụ cận đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1).

Khu vực Nam Hà Nội:

Những thay đổi trong truyền tải liên miền có ảnh hưởng đến vận hành lưới điện 220 kV khu vực, đặc biệt là các đường dây 220 kV liên kết như Nho Quan – Bỉm Sơn, NĐ Nam Định – Hậu Lộc... Hầu hết các đường dây và TBA khu vực mang tải trong phạm vi cho phép, chỉ có đường dây 220 kV NĐ Thái Bình – Thái Thụy và TBA 500 kV Thái Bình quá tải nhẹ, dưới 5% trong sự cố N-1.

- Chế độ cao điểm ngày, NLTT khu vực phát cao: Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
16205	NAMDINH220	220.00		1	16501	NDNAMDHINH1	500.00*	1	1	723.7	900.0		80.4		
17207	THAIBINH220	220.00		1	17501	THAIBINH	500.00*	1	1	493.0	600.0		82.2		
17207	THAIBINH220	220.00		1	17501	THAIBINH	500.00*	1	2	493.0	600.0		82.2		

- Chế độ cao điểm tối, ĐMT không phát: Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
16205	NAMDINH220	220.00		1	16501	NDNAMDHINH1	500.00*	1	1	739.4	900.0		82.2		
17207	THAIBINH220	220.00		1	17501	THAIBINH	500.00*	1	1	495.9	600.0		82.7		
17207	THAIBINH220	220.00		1	17501	THAIBINH	500.00*	1	2	495.9	600.0		82.7		

Khu vực Bắc Trung Bộ: Do phụ tải tăng trưởng nhanh, trong khi các nguồn điện được bổ sung hạn chế, tổng công suất dư thừa của Bắc Trung Bộ giảm so với giai đoạn trước, chỉ còn khoảng 3800 MW. Xu hướng truyền tải của lưới điện khu vực nhìn chung phù hợp với xu hướng truyền tải liên miền Trung – Bắc. Các đường dây và TBA truyền tải mang tải trung bình trong chế độ vận hành bình thường. Các đường dây 220 kV Khe Bô - Đô Lương và Bản Vẽ - Tương Dương tiếp tục quá tải khi sự cố N-1, cần giảm phát các nguồn thủy điện vừa và nhỏ tương ứng.

• Giai đoạn 2031-2035:

Giai đoạn 2031-2035, nhu cầu truyền tải trên các giao diện Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ và Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ cao, vào khoảng 42 tỷ kWh và 30 tỷ kWh. Xu hướng truyền tải chính trên lưới điện truyền tải xoay chiều tiếp tục là từ miền Trung – miền Bắc.

Khu vực Tây Bắc và miền núi phía Bắc: giai đoạn 2031-2035, khu vực phát triển mạnh các nguồn ĐMT, tập trung tại tỉnh Điện Biên. Để tăng khả năng hấp thụ các nguồn này, ngoài việc xây dựng TBA 500 kV Điện Biên và đường dây đấu nối, cần kết hợp điều độ các nguồn thủy điện và thủy điện tích năng khu vực. Đường dây 220 kV Hòa Bình – Tây Hà Nội tiếp tục mang tải cao (80%) trong chế độ vận hành bình thường và quá tải nhẹ (3%) trong sự cố N-1. Các đường dây 220 kV Hòa Bình – Trung Sơn và

TĐ Hồi Xuân – Yên Thủy cũng có nguy cơ quá tải trong sự cố N-1, cần giảm phát khoảng 150 MW các nguồn điện khu vực.

Khu vực Đông Bắc: Sự xuất hiện của các nguồn điện LNG làm gia tăng công suất dư thừa của khu vực, đạt khoảng 10000 MW năm 2035. Xuất hiện thêm các đường dây 500 kV truyền tải công suất về trung tâm phụ tải miền Bắc như LNG Hải Phòng – Hải Phòng 2- Gia Lộc. TBA 500 kV Hải Phòng 2 mang tải cao trong chế độ phụ tải tối:

RATING SET B	RATING SET C						
BUS# X-- NAME --X BASKV	AREA	BUS# X-- NAME --X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
12213 HAIPHONG2	220.00*	1	12503 HAIPHONG250	500.00	1	809.3	900.0 89.9

Khu vực Hà Nội:

Phụ tải khu vực Hà Nội tiếp tục tăng đặt gánh nặng lên lưới truyền tải, đặc biệt là các TBA 500 kV khu vực. Giai đoạn này, Hà Nội nhận thêm nguồn từ trạm HVDC Đan Phượng, cấp điện cho phụ tải khu vực lân cận phía Tây và Bắc Hà Nội. Kết quả tính toán cụ thể như sau:

- Chế độ cao điểm ngày, ĐMT khu vực phát cao: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

FROM BUS		TO BUS		RATING SET A			
BUS# X-- NAME --X BASKV	AREA	BUS# X-- NAME --X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
11202 MAIDONG	220.00*	1	11219 THUONGTIN	220.00	1 1	326.3	394.4 82.7
11202 MAIDONG	220.00*	1	11219 THUONGTIN	220.00	1 2	326.3	394.4 82.7
11209 TAYHANOI	220.00*	1	35201 HOABINH	220.00	1 1	422.5	525.8 80.3
11209 TAYHANOI	220.00*	1	35201 HOABINH	220.00	1 2	422.5	525.8 80.3
11223 SONTAY220	220.00	1	11506 SONTAY	500.00*	1 1	710.4	900.0 78.9
11223 SONTAY220	220.00	1	11506 SONTAY	500.00*	1 2	710.4	900.0 78.9
11234 DANPHUOGTC	220.00	1	11508 DANPHUONG	500.00*	1 1	734.7	900.0 81.6
11234 DANPHUOGTC	220.00	1	11508 DANPHUONG	500.00*	1 2	734.7	900.0 81.6

Chế độ cao điểm tối, ĐMT không phát: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

BUS# X-- NAME --X BASKV	AREA	BUS# X-- NAME --X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
RATING PERCENT	RATING PERCENT						
11202 MAIDONG	220.00*	1	11219 THUONGTIN	220.00	1 1	322.8	394.4 81.8
11202 MAIDONG	220.00*	1	11219 THUONGTIN	220.00	1 2	322.8	394.4 81.8
11209 TAYHANOI	220.00*	1	35201 HOABINH	220.00	1 1	408.1	525.8 77.6
11209 TAYHANOI	220.00*	1	35201 HOABINH	220.00	1 2	408.1	525.8 77.6
11223 SONTAY220	220.00	1	11506 SONTAY	500.00*	1 1	721.8	900.0 80.2
11223 SONTAY220	220.00	1	11506 SONTAY	500.00*	1 2	721.8	900.0 80.2
11234 DANPHUOGTC	220.00	1	11508 DANPHUONG	500.00*	1 1	744.7	900.0 82.7
11234 DANPHUOGTC	220.00	1	11508 DANPHUONG	500.00*	1 2	744.7	900.0 82.7

Hầu hết các phần tử lưới truyền tải khu vực đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1), chỉ có TBA 500 kV Nam Hà Nội, Đan Phượng, ĐZ 220 kV Thường Tín – Mai Động bị quá tải nhẹ trong sự cố N-1. Đây là đường dây cũ đi trong khu vực dân cư, khó thực hiện cải tạo. Cần xem xét nâng KNT đường dây này, hoặc thiết kế đường dây 220 kV TBA 500 kV Long Biên – Long Biên – Mai Động có tiết diện lớn để giảm tải cho đường dây nói trên.

Khu vực Nam Hà Nội: Giai đoạn 2031-2035 xuất hiện thêm LNG Thái Bình và đường dây truyền tải về TBA 500 kV Hưng Yên. Các nguồn điện LNG linh hoạt đầu nối trên lưới điện 220 kV góp phần cấp điện cho phụ tải khu vực trong chế độ phụ tải cực đại.

- Chế độ cao điểm ngày, NLTT khu vực phát cao: Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
16205	NAMDINH220	220.00	1	16501	NDNAMDINH1	500.00*	1	1	691.1	900.0	76.8
16205	NAMDINH220	220.00	1	16501	NDNAMDINH1	500.00*	1	2	691.1	900.0	76.8

- Chế độ cao điểm tối, ĐMT không phát: Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

RATING SET B	RATING SET C	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
16205	NAMDINH220	220.00	1	16501	NDNAMDINH1	500.00*	1	1	692.9	900.0	77.0		
16205	NAMDINH220	220.00	1	16501	NDNAMDINH1	500.00*	1	2	692.9	900.0	77.0		

Hầu hết các phần tử lưới truyền tải khu vực đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1), chỉ có TBA 500 kV Nam Định bị quá tải nhẹ trong sự cố N-1 (5%).

Khu vực Bắc Trung Bộ: Giai đoạn đến năm 2035, khu vực Bắc Trung Bộ xuất hiện nguồn điện TBK Nghi Sơn, cấp điện cho phụ tải địa phương. Hầu hết các đường dây và TBA đảm bảo vận hành trong chế độ N-0 và sự cố N-1. Một số TBA và đường dây đáng chú ý bao gồm:

BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
36210	THANHOA220	220.00	1	36502	THANHHOA	500.00*	1	1	458.6	600.0	76.4
36210	THANHOA220	220.00	1	36502	THANHHOA	500.00*	1	2	458.6	600.0	76.4
36210	THANHOA220	220.00	1	36502	THANHHOA	500.00*	1	3	458.6	600.0	76.4
38201	HATINH	220.00	1	38205	FOMOSA	220.00*	1	1	212.4	262.9	80.8

Ngoài trừ các đường dây 220 kV Khe Bố - Đô Lương và Bản Vẽ - Tương Dương có khả năng quá tải nhẹ khi sự cố N-1 trong chế độ phụ tải cực đại buổi tối mùa mưa, hầu hết các phần tử khác trong hệ thống điện đáp ứng tiêu chí N-1. Chỉ có TBA 500 kV Thanh Hóa bị quá tải nhẹ trong sự cố N-1 (0,4%).

10.5.2. Miền Trung

- **Giai đoạn 2021-2025:**

Trong giai đoạn này, miền Trung tiếp tục phát triển một loạt các nguồn điện lớn như Vân Phong, TBK Miền Trung, TBK Dung Quất..., cùng với các nguồn NLTT như điện gió và điện mặt trời, nâng tổng quy mô công suất đặt của miền Trung lên khoảng 23000 MW. Trong khi đó, phụ tải cực đại khu vực chỉ vào khoảng 8000 MW, dẫn đến việc công suất dư thừa phải truyền tải đi các khu vực khác. Trong giai đoạn 2021-2025, phần lớn điện năng dư thừa miền Trung được dùng để cấp điện cho miền Nam, trong khi xu hướng truyền tải Trung – Bắc bắt đầu tăng dần các năm 2024-2025.

Nhu cầu truyền tải tăng dẫn đến việc cải thiện hạ tầng lưới điện tương ứng. Giai đoạn 2021-2025, xuất hiện ĐZ 500 kV TBK Dung Quất – Krông Buk – Tây Ninh tăng cường khả năng truyền tải miền Trung về Miền Nam. Sau khi các đường dây nối trên vào vận hành, giới hạn truyền tải Tây Nguyên – Đông Nam Bộ tăng lên khoảng hơn 8000 MW.

Nội bộ miền Trung, phương án kết lưới đề xuất đáp ứng các điều kiện vận hành. Cụ thể:

Khu vực Trung Trung Bộ:

Giai đoạn 2021-2025, khu vực Trung Trung Bộ phát triển điện gió tại Quảng Bình, Quảng Trị, nguồn điện khí TBK Miền Trung và TBK Dung Quất tại khu vực Quảng

Nam, Quảng Ngãi và tăng cường mua điện từ Lào (điện gió Monsoon, TĐ Nam Emoun..). Hầu hết các đường dây và TBA vận hành trong giới hạn cho phép trong chế độ N-0 cũng như sự cố N-1. Chỉ có một số đường dây 220 kV bao gồm Sông Tranh – Tam Kỳ, Phong Điền – Huế, Hòa Khánh – Hải Châu, Xekaman – Đăk Ooc quá tải nhẹ dưới 5% trong chế độ sự cố, cần can thiệp bằng giải pháp điều độ vận hành.

Khu vực Tây Nguyên:

Trong giai đoạn này, công suất của Tây Nguyên chủ yếu truyền tải về miền Nam. Với sự gia tăng nhanh chóng của các nguồn NLTT, phương án điều độ vận hành cần có những chuyển đổi tương ứng. Cụ thể, cần xem xét tận dụng khả năng điều tiết, thay đổi công suất của hệ thống nhà máy thủy điện khu vực Tây Nguyên và lân cận để tăng cường khả năng hấp thụ năng lượng tái tạo: khi các nguồn NLTT phát cao thì giảm phát thủy điện và ngược lại.

Do các nguồn điện gió và điện mặt trời phát triển mới được định hướng gom về các trạm gom riêng, không đấu nối vào lưới điện khu vực nên hệ thống điện truyền tải đảm bảo vận hành trong chế độ N-0. Các phần tử mang tải cao trong chế độ cực đại trưa mùa mưa bao gồm:

BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
50201	KRÔNGBUK	220.00	2	50225	DGKRÔNGBUK	220.00*	2	1	288.8	360.1	80.2
50204	SREPOK4	220.00*	2	50211	KRBUK220	220.00	2	1	299.4	360.1	83.1
50207	KRÔNGANA	220.00*	2	50211	KRBUK220	220.00	2	1	285.7	360.1	79.3

Hầu hết các ĐZ và TBA đáp ứng tiêu chí N-1, chỉ có một số đường dây 220 kV quá tải nhẹ, dưới 5% như TĐ Sê San 3 – Pleiku, TĐ Sesan 3A – Pleiku, Srepok 4 – Krông Buk 500 kV, Srepok 3 – Krông Ana, Krông Ana – Krông Buk 500 kV. Các trường hợp quá tải này đều có thể thay đổi bằng các biện pháp điều độ vận hành.

Khu vực Nam Trung Bộ 1:

Giai đoạn 2021-2025, khu vực Nam Trung Bộ đóng điện NĐ Vân Phong 1 góp phần cấp điện cho phụ tải khu vực. Ngoài ra, sự xuất hiện của các nguồn NLTT làm cho khu vực này dư thừa công suất trong một số chế độ vận hành. Để giải phóng công suất các nguồn NLTT này, đề xuất đẩy sớm TBA 500 kV Bình Định và đường dây đấu nối trong giai đoạn 2021-2025. Lưới điện đề xuất đảm bảo vận hành trong chế độ N-0 và sự cố N-1, chỉ có đường dây 220 kV ĐMT Phù Mỹ - Phù Mỹ có thể bị quá tải nhẹ (7%) trong sự cố N-1, cần giảm phát ĐMT Phù Mỹ.

• Giai đoạn 2026-2030:

Kết quả cân bằng công suất và điện năng cho thấy, giai đoạn 2026-2030, miền Trung tiếp tục cấp điện cho miền Bắc và miền Nam. Trong đó, khu vực Trung Trung Bộ có xu hướng cấp điện ra miền Bắc, trong khi Tây Nguyên và Nam Trung Bộ 1 chủ yếu cấp điện vào miền Nam. Giai đoạn này, cần xem xét điều chỉnh, nâng cấp hệ thống tụ bù dọc trên các đường dây 500 kV truyền tải liên miền để tận dụng hết khả năng truyền tải của lưới điện. Sau khi nâng cấp, các giao diện Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ và Tây Nguyên – Đông Nam Bộ có thể truyền tải tương ứng khoảng 4500 MW và 9600 MW. Cung đoạn Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ (Vũng Áng – Quảng Trị - Đà Nẵng và Thạnh Mỹ - TC Quảng Trị 2 – Dốc Sỏi) trở thành “nút cỗ chai” trên hệ thống truyền tải 500 kV, mang tải cao trong các chế độ vận hành NLTT phát cao.

Khu vực Trung Trung Bộ:

Lưới điện đề xuất khu vực Trung Trung Bộ đáp ứng các điều kiện kỹ thuật trong chế độ vận hành bình thường N-0, cũng như sự cố N-1. Chỉ có một số đường dây 220 kV bao gồm Sông Tranh – Tam Kỳ, Phong Điền – Huế, Xekaman – Đăk Ooc quá tải nhẹ dưới 5% trong chế độ sự cố, cần can thiệp bằng giải pháp điều độ vận hành.

Khu vực Tây Nguyên:

Khu vực Tây Nguyên tiếp tục phát triển các nguồn NLTT và tăng cường nhập khẩu điện Lào, được gom về các trạm gom riêng và truyền tải lên cấp 500 kV. Lưới điện được bổ sung thêm đường dây 500 kV Pleiku – Thạnh Mỹ, tăng cường khả năng tải Tây Nguyên – Trung Trung Bộ. Hệ thống điện khu vực đáp ứng các điều kiện kỹ thuật trong chế độ vận hành bình thường.

Hầu hết các ĐZ và TBA đáp ứng tiêu chí N-1, chỉ có một số đường dây 220 kV quá tải nhẹ, dưới 5% như TD Sê San 3 – Pleiku, TD Sesan 3A – Pleiku, Srepok 4 – Krông Buk 500 kV, Srepok 3 – Krông Ana, Krông Ana – Krông Buk 500 kV. Các trường hợp quá tải này đều có thể thay đổi bằng các biện pháp điều độ vận hành.

Khu vực Nam Trung Bộ 1:

Giai đoạn 2026-2030, khu vực Nam Trung Bộ tiếp tục phát triển các nguồn điện gió và điện mặt trời. Lưới điện đề xuất đảm bảo vận hành trong chế độ N-0 và sự cố N-1, chỉ có đường dây 220 kV ĐMT Phù Mỹ - Phù Mỹ có thể bị quá tải nhẹ (7%) trong sự cố N-1, cần giảm phát ĐMT Phù Mỹ.

- **Giai đoạn 2031-2035:**

Trong giai đoạn này, với sự xuất hiện của đường dây HVDC Nam Trung Bộ 2 – Hà Nội, mức truyền tải công suất và điện năng trên hệ thống đường dây 500 kV xoay chiều không thay đổi nhiều. Hệ thống điện truyền tải về cơ bản đáp ứng yêu cầu vận hành trong chế độ N-0 cũng như sự cố N-1. Một số đường dây 220 kV giải phóng công suất bị quá tải nhẹ trong sự cố N-1 tương tự như giai đoạn 2026-2030, yêu cầu giảm tải các nguồn tương ứng.

10.5.3. Miền Nam

- **Giai đoạn 2021-2025:**

Đến năm 2025, mô phỏng vận hành nguồn cho thấy xu hướng truyền tải giữa các khu vực có sự thay đổi rõ rệt so với năm 2020. Công suất lớn nhất truyền tải qua các giao diện năm 2025 về cơ bản vẫn nằm trong giới hạn truyền tải của lưới điện 500-220 liên kết khu vực.

Khu vực Nam Trung Bộ 2:

Chế độ vận hành nặng nề cho lưới điện khu vực là chế độ 12:00 trưa, ngày chủ nhật, ĐG và ĐMT phát cao. Trong giai đoạn này, công suất nguồn Nam Trung Bộ 2 chủ yếu truyền tải về trung tâm phụ tải miền Nam. Nhu cầu công suất MAX tải từ Nam Trung Bộ về Nam Bộ là 6 GW vẫn có thể được đảm bảo bằng các ĐZ 500 kV hiện có và ĐZ xây mới, dự kiến vận hành năm 2025 (ĐZ 500 kV Thuận Nam – Chơn Thành, Krông Buk – Tây Ninh 1). Kết quả tính toán năm 2025 cho thấy lưới điện 500-220 kV

khu vực đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0) và sự cố (N-1). Mang tải trên một số phần tử điển hình như sau:

- TBA 500 kV Thuận Nam (3x900 MVA) mang tải 60% khi làm việc bình thường và 77% khi sự cố 1 MBA.
- TBA 500 kV Vĩnh Tân (2x900 MVA) mang tải 58% khi làm việc bình thường và 80% khi sự cố 1 MBA.
- ĐZ 500 kV Thuận Nam – Chơn Thành, Krông Buk – Tây Ninh 1, Vĩnh Tân – Sông Mây, Vĩnh Tân – Đồng Nai 2 đều mang tải ở mức trung bình, đảm bảo vận hành cả chế độ N-0 và N-1.
- Trục 220 kV từ Vĩnh Tân tới Phan Rí, Phan Thiết mang tải ở mức trung bình thấp trên toàn tuyến.
- ĐZ 220 kV Phan Thiết – Hàm Thuận Nam mang tải 48% ở chế độ N-0 và 85% khi sự cố 1 mạch.

Khu vực Đông Nam Bộ:

Đây là trung tâm phụ tải của miền Nam với tổng nhu cầu công suất dự báo khoảng 19300 MW vào năm 2025, trong khi nguồn tại chỗ là 10000 MW, chủ yếu là điện mặt trời tại Long An, Bình Phước, Đồng Nai. Giai đoạn 2021-2025, Đông Nam Bộ sẽ nhận công suất truyền tải từ Nam Trung Bộ 2 và Tây Nam Bộ. Đặc điểm chính của khu vực này là cấp điện cho phụ tải, các chế độ tính toán cần quan tâm là cao điểm ngày và cao điểm tối. Kết quả tính toán cụ thể như sau:

- Chế độ cao điểm ngày, ĐMT khu vực phát cao: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
55204	NHABE	220.00*	3	55502	NHABE	500.00	3	1	724.8	900.0	80.5				
55206	TAODAN	220.00	3	55237	NHABE2	220.00*	3	1	426.2	567.4	75.1				
55237	NHABE2	220.00*	3	55502	NHABE	500.00	3	1	719.3	900.0	79.9				
55238	PHULAMB2	220.00	3	55501	PHULAM	500.00*	3	1	690.9	900.0	76.8				

Khi sự cố 1 MBA 500 kV Nhà Bè hay Phú Lâm đều không làm quá tải các MBA còn lại. Tuy nhiên, ở chế độ N-1, đường trực cáp ngầm 220 kV Nhà Bè – Tao Đàn – Tân Cảng – Thủ Thiêm – Cát Lái có thể bị quá tải tới 30% trên tuyến Nhà Bè - Tao Đàn, quá tải 11% trên tuyến Tao Đàn – Tân Cảng. Nguyên nhân là do phụ tải khu vực khá cao, trong khi đường trực cáp ngầm có tiết diện nhỏ. Việc kết nối mạch vòng từ Nhà Bè tới Cát Lái sẽ gây nặng tải cho đường dây. Để khắc phục tình trạng này có thể xem xét vận hành linh hoạt, tách thanh cáp tại trạm 220 kV Tân Cảng hoặc Thủ Thiêm để mở mạch vòng. Khi đó, mang tải cao nhất trên đường trực sẽ được giảm xuống mức 50% ở chế độ (N-0) và 100% khi sự cố N-1 (trên ĐZ 220 kV Nhà Bè – Tao Đàn).

- Chế độ cao điểm tối, ĐMT không phát: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
55201	PHULAM	220.00	3	55501	PHULAM	500.00*	3	1	714.7	900.0	79.4				
55204	NHABE	220.00*	3	55206	TAODAN	220.00	3	1	432.1	567.4	76.2				
55204	NHABE	220.00*	3	55502	NHABE	500.00	3	1	788.3	900.0	87.6				
55206	TAODAN	220.00	3	55237	NHABE2	220.00*	3	1	450.5	567.4	79.4				

55212 CAUBONG	220.00	3	55503 CAUBONG	500.00*	3	1	694.0	900.0	77.1
55212 CAUBONG	220.00	3	55503 CAUBONG	500.00*	3	2	694.0	900.0	77.1
55237 NHABE2	220.00*	3	55502 NHABE	500.00	3	1	784.7	900.0	87.2
55238 PHULAMB2	220.00	3	55501 PHULAM	500.00*	3	1	819.2	900.0	91.0
57206 TCT.NINH	220.00	3	57501 TAYNINH1	500.00*	3	1	682.0	900.0	75.8
59201 LONGBINH	220.00*	3	59223 LBINHB2	220.00	3	1	377.2	441.7	85.4

Do phía 220 kV khu vực TP Hồ Chí Minh phần lớn có dạng mạch vòng, hỗ trợ cấp điện khá tốt nên khi sự cố MBA 500 kV không gây quá tải lưới. Cụ thể, nếu sự cố 1 MBA 500 kV Phú Lâm, máy còn lại không bị quá tải (mang tải 100%). Nếu sự cố 1 MBA 500 kV Nhà Bè, máy còn lại quá tải nhẹ khoảng 7%, có thể khắc phục bằng các giải pháp điều độ hệ thống điện. Với đường trực 220 kV Nhà Bè – Tao Đàn – Tân Cảng – Thủ Thiêm – Cát Lái, vấn đề xảy ra tương tự ở chế độ cao điểm ngày. Để đảm bảo vận hành đề xuất xem xét tách mạch vòng Tân Cảng – Thủ Thiêm, vừa tránh quá tải, đồng thời giảm dòng ngắn mạch trên lưới.

Khu vực Tây Nam Bộ:

Giai đoạn tới 2025 sẽ có bước phát triển đột biến về các nguồn NLTT Tây Nam Bộ đặc biệt là điện gió, ngoài đáp ứng nhu cầu phụ tải tại chỗ còn cấp điện đi khu vực TP. Hồ Chí Minh. Việc xuất hiện ĐZ 500 kV Thốt Nốt – Đức Hòa (chuyển đấu nối đi Cầu Bông) trong giai đoạn 2021-2025 sẽ giảm tải cho mạch kép 500 kV Ô Môn – Mỹ Tho, đảm bảo truyền tải trên lát cắt Tây – Đông. Các chế độ vận hành cần quan tâm là cao điểm ngày và thấp điểm đêm, nguồn khu vực phát cao, DMT không phát vào tối và đêm. Kết quả tính toán cụ thể như sau:

- Chế độ cao điểm ngày: Khi các nguồn nhiệt điện phát MAX, nguồn NLTT phát 80% công suất, các phan tử trên lưới truyền tải khu vực đều mang tải dưới 75%, cao nhất là ĐZ 220 kV Ô Môn – ĐG Long Mỹ 1 (ACSR400) mang tải 74% và các ĐZ Sóc Trăng – Châu Thành, ND Cà Mau – Rạch Giá (mạch 1 tiết diện ACSR400) với mức tải 67-69%.

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	1	212.1	314.4	67.5				
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	2	332.8	525.8	63.3				
68202	OMON	220.00	3	69202	DGLONGMY1	220.00*	3	1	233.1	314.4	74.2				
68202	OMON	220.00	3	73204	NDCAMAU	220.00*	3	1	203.2	314.4	64.6				
69201	CHTHANH	220.00	3	71201	SOCTRANG	220.00*	3	1	217.1	314.4	69.0				
69201	CHTHANH	220.00	3	71201	SOCTRANG	220.00*	3	2	217.1	314.4	69.0				

Khi sự cố 1 mạch ĐZ 220 kV Sóc Trăng – Châu Thành, mạch còn lại quá tải nhẹ 7%, có thể khắc phục bằng các giải pháp điều độ hệ thống điện như giảm phát khoảng 45-50 MW nguồn điện khu vực. Trường hợp sự cố N-1 trên ĐZ 220 kV ND Cà Mau – Ô Môn, ĐG Long Mỹ 1 – Ô Môn hay Ô Môn – Rạch Giá đều không gây quá tải trên lưới.

- Chế độ thấp điểm đêm: Đây là chế độ cực đoan của hệ thống điện miền Tây, tương ứng phụ tải thấp, nguồn truyền thống phát cao, điện gió phát 80% công suất, DMT không phát. Các phan tử mang tải trên 65% khu vực Tây Nam Bộ năm 2025 bao gồm.

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
67201	RACHGIA	220.00	3	67202	KIENBINH	220.00*	3	1	238.2	314.4	75.8				
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	1	230.9	314.4	73.4				
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	2	362.4	525.8	68.9				
68202	OMON	220.00*	3	69202	DGLONGMY1	220.00	3	1	221.5	314.4	70.5				
69201	CHTHANH	220.00*	3	71201	SOCTRANG	220.00	3	1	218.5	314.4	69.5				
69201	CHTHANH	220.00*	3	71201	SOCTRANG	220.00	3	2	218.5	314.4	69.5				

Trường hợp sự cố N-1 trên ĐZ 220 kV Sóc Trăng – Châu Thành, mạch còn lại quá tải 10%, cần giảm phát 65 MW nguồn điện khu vực. Các ĐZ 220 kV ND Cà Mau – Rạch Giá, ND Cà Mau – Ô Môn, ND Cà Mau – ĐG Long Mỹ 1 – Ô Môn đều được đảm bảo vận hành khi sự cố N-1. ĐZ 220 kV Rạch Giá – Kiên Bình dự kiến được treo mạch 2 (ACSR-2x330) trong giai đoạn 2021-2025, cần xem xét cải tạo nâng khả năng tải mạch 1 tương đương với mạch 2 để tránh quá tải khi sự cố N-1.

- Giai đoạn 2026-2030:**

Đối với kịch bản nguồn chọn (có sự gia tăng lớn về nguồn NLTT tại Miền Nam, Miền Trung, Tây Nguyên), xu hướng truyền tải trong dài hạn sẽ được định hình rõ nét trong giai đoạn 2026-2030. Năm 2030, nguồn điện Nam Trung Bộ 2 vẫn tải vào Nam Bộ là chủ yếu với sản lượng 38 TWh – 7,9 GW.

Khu vực Nam Trung Bộ 2:

Kiểm tra chế độ vận hành nặng nề cho lưới điện khu vực vào 12:00 trưa, ngày chủ nhật, ĐG và ĐMT phát cao. Kết quả tính toán năm 2030 cho thấy lưới điện 500-220 kV khu vực đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0). Một số phần tử mang tải cao như sau:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
47203	CAMRANH	220.00*	2	53202	THAPCHAM	220.00	3	1	277.2	314.4	88.2				
47203	CAMRANH	220.00*	2	53202	THAPCHAM	220.00	3	2	277.2	314.4	88.2				
52201	BAOLOC	220.00	3	52205	TCDILINH	220.00*	3	1	263.1	314.4	83.7				
52201	BAOLOC	220.00	3	52205	TCDILINH	220.00*	3	2	263.1	314.4	83.7				
52201	BAOLOC	220.00*	3	59211	DINHQUAN	220.00	3	1	242.4	314.4	77.1				
54201	HTHUAN	220.00	3	54202	PHTHIET	220.00*	3	1	262.6	314.4	83.5				

Một số phần tử quá tải khi sự cố N-1 khi nguồn điện khu vực phát cao như:

- ĐZ 220 kV Tháp Chàm – Cam Ranh quá tải 40% nếu sự cố 1 mạch, cần giảm phát 135 MW nguồn điện khu vực. Nguyên nhân là do khu vực tập trung nhiều nguồn NLTT trong khi ĐZ có tiết diện nhỏ (ACSR400).
- ĐZ 220 kV Bảo Lộc – Di Linh mới treo thêm mạch 2 từ năm 2018. Tuy nhiên, khi nguồn khu vực phát cao (đặc biệt là các nguồn NLTT), đường dây có thể quá tải 30% nếu sự cố 1 mạch, cần giảm phát khoảng 90 MW nguồn điện trong khu vực. Về lâu dài cần xem xét cải tạo nâng khả năng tải cho đường dây này.
- ĐZ 220 kV Bảo Lộc – Sông Mây cần treo thêm mạch 2 (ACSR-2x330), đồng thời cải tạo nâng khả năng tải mạch 1 để đảm bảo vận hành theo tiêu chí N-1.

Khu vực Đông Nam Bộ:

Trong giai đoạn 2026-2030, khu vực sẽ tiếp tục nhận công suất truyền tải từ Nam Trung Bộ 2 và Tây Nam Bộ. Kết quả tính toán trào lưu công suất như sau:

- Chế độ cao điểm ngày, ĐMT khu vực phát cao: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
55202	HOCMON	220.00	3	55212	CAUBONG	220.00*	3	1	428.8	525.8	81.5				
55204	NHABE	220.00*	3	55502	NHABE	500.00	3	1	708.9	900.0	78.8				
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	1	690.6	900.0	76.7				
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	2	690.6	900.0	76.7				
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	3	690.6	900.0	76.7				

55238	PHULAMB2	220.00	3	55501	PHULAM	500.00*	3	1	694.3	900.0	77.1
56201	BINH LONG	220.00	3	56205	TCCTHANH	220.00*	3	1	409.6	528.1	77.6
56201	BINH LONG	220.00	3	56205	TCCTHANH	220.00*	3	2	409.6	528.1	77.6
56205	TCCTHANH	220.00*	3	58208	LAIUYEN	220.00	3	1	253.7	314.4	80.7
56205	TCCTHANH	220.00*	3	58208	LAIUYEN	220.00	3	2	253.7	314.4	80.7
57202	TAYNINH	220.00	3	57210	MTHODAUTIENG	220.00*	3	1	430.9	525.9	81.9
57202	TAYNINH	220.00	3	57210	MTHODAUTIENG	220.00*	3	2	430.9	525.9	81.9
58201	BINHHOA	220.00	3	58202	TDINH22	220.00*	3	1	432.0	525.8	82.2
58201	BINHHOA	220.00	3	58202	TDINH22	220.00*	3	2	432.0	525.8	82.2
59201	LONGBINH	220.00	3	59204	SMAY220	220.00*	3	1	259.7	314.4	82.6
60202	PHUMY1	220.00*	3	60501	PHUMY	500.00	3	1	358.7	450.0	79.7

Khi sự cố 1 MBA 500 kV tại các trạm Nhà Bè, Phú Lâm, Cầu Bông đều không làm quá tải các MBA còn lại. Đường trực 220 kV Nhà Bè – Tao Đàn – Tân Cảng – Thủ Thiêm – Cát Lái sẽ xảy ra quá tải trên các tuyến Nhà Bè – Tao Đàn – Tân Cảng khi sự cố N-1. Để đảm bảo vận hành đề xuất xem xét tách mạch vòng Tân Cảng – Thủ Thiêm, vừa tránh quá tải, đồng thời giảm dòng ngắn mạch trên lưới. Đề xuất cải tạo nâng khả năng tải ĐZ 220 kV Tân Định – Bình Hòa trong giai đoạn 2026-2030 để đảm bảo tiêu chí N-1. Một số ĐZ 220 kV giải tỏa DMT khu vực Tây Ninh, Bình Phước mang tải cao như Bình Long – Chơn Thành, DMT Đầu Tiếng – Tây Ninh.

- Chế độ cao điểm tối, DMT không phát: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
55201	PHULAM	220.00	3	55501	PHULAM	500.00*	3	1	736.3	900.0	81.8				
55204	NHABE	220.00	3	55502	NHABE	500.00*	3	1	770.9	900.0	85.7				
55206	TAODAN	220.00*	3	55237	NHABE2	220.00	3	1	277.5	314.4	88.3				
55225	DAMSEN	220.00*	3	55238	PHULAMB2	220.00	3	1	435.7	567.4	76.8				
55225	DAMSEN	220.00*	3	55238	PHULAMB2	220.00	3	2	435.7	567.4	76.8				
55238	PHULAMB2	220.00	3	55501	PHULAM	500.00*	3	1	800.5	900.0	88.9				
60202	PHUMY1	220.00*	3	60501	PHUMY	500.00	3	1	384.2	450.0	85.4				

Khi sự cố 1 MBA 500 kV Nhà Bè hay Phú Lâm đều không làm quá tải các MBA còn lại. Đường trực 220 kV Nhà Bè – Tao Đàn – Tân Cảng – Thủ Thiêm – Cát Lái sẽ xảy ra quá tải trên các tuyến Nhà Bè – Tao Đàn – Tân Cảng khi sự cố N-1. Để đảm bảo vận hành đề xuất xem xét tách mạch vòng Tân Cảng – Thủ Thiêm, vừa tránh quá tải, đồng thời giảm dòng ngắn mạch trên lưới. ĐZ 220 kV Phú Lâm – Đàm Sen – Bà Queo – Tân Sơn Nhất sử dụng cáp ngầm XLPE2000. Trường hợp sự cố 1 mạch 220 kV Phú Lâm – Đàm Sen có thể gây quá tải tới hơn 40% cho mạch còn lại ở chế độ cao điểm tối. Để đảm bảo tiêu chí N-1, cần xem xét giải pháp vận hành linh hoạt, tách thanh cái 220 kV Đàm Sen để mở mạch vòng Đàm Sen – Bà Queo, giảm gánh nặng truyền tải trên ĐZ Phú Lâm – Đàm Sen. Về lâu dài cần bổ sung thêm đường dây và thực hiện chuyển đấu nối tại khu vực này (xem giai đoạn 2031-2035).

Khu vực Tây Nam Bộ: Kết quả tính toán trào lưu công suất GĐ 2026-2030 như sau:

- Chế độ cao điểm ngày: Các phần tử mang tải cao ở điều kiện N-0 như sau.

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
61211	DUCHOA22	220.00	3	61503	DUCHOA	500.00*	3	1	693.8	900.0	77.1				
61211	DUCHOA22	220.00	3	61503	DUCHOA	500.00*	3	2	693.8	900.0	77.1				
63202	LONGXUYEN	220.00*	3	68203	THOTNOT	220.00	3	1	461.4	528.1	87.4				
63202	LONGXUYEN	220.00*	3	68203	THOTNOT	220.00	3	2	461.4	528.1	87.4				
67201	RACHGIA	220.00	3	67202	KIENBINH	220.00*	3	1	263.5	314.4	83.8				
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	1	236.6	314.4	75.3				

67201 RACHGIA	220.00*	3	73204 NDCAMAU	220.00	3	2	371.3	525.8	70.6
67203 ANBIEN	220.00*	3	73204 NDCAMAU	220.00	3	1	402.4	525.8	76.5

Khi TTĐL Sông Hậu và ĐG Trà Vinh huy động cao, TBA 500 kV Đức Hòa mang tải 77% ở điều kiện N-0 và quá tải nhẹ 4% khi sự cố 1 MBA. ĐZ 220 kV Thốt Nốt – Long Xuyên (ACC421) mang tải tới 87% ở điều kiện làm việc bình thường và quá tải 40% khi sự cố 1 mạch. Nguyên nhân là do truyền tải cao theo chiều Thốt Nốt – Long Xuyên – Châu Thành, trong khi ĐZ có tiết diện nhỏ. Giải pháp tránh quá tải cho ĐZ này là xem xét vận hành linh hoạt, tách mở vòng Long Xuyên – Châu Thành (tách thanh cái 220 kV Long Xuyên).

Sau khi thực hiện giải pháp, ĐZ 220 kV khu vực này không còn quá tải khi sự cố N-1. Các ĐZ 220 kV NĐ Cà Mau – Rạch Giá, NĐ Cà Mau – Ô Môn. NĐ Cà Mau – ĐG Long Mỹ 1 đều không bị quá tải khi sự cố N-1. Như đã phân tích trong giai đoạn 2021-2025, ĐZ 220 kV Rạch Giá – Kiên Bình cần cải tạo nâng khả năng tải mạch 1, đồng bộ với treo mạch 2 trong giai đoạn tới 2025. Nếu giữ nguyên tiết diện ACSR795MCM, mạch 1 sẽ mang tải cao ở N-0 và quá tải khi sự cố mạch 2.

- Chế độ thấp điểm đêm, ĐMT không phát: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Tây Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 70% bao gồm:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
63202	LONGXUYEN	220.00*	3	68203	THOTNOT	220.00	3	1	417.7	528.1	79.1				
63202	LONGXUYEN	220.00*	3	68203	THOTNOT	220.00	3	2	417.7	528.1	79.1				
67201	RACHGIA	220.00*	3	67202	KIENBINH	220.00	3	1	244.1	314.4	77.7				
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	1	221.9	314.4	70.6				
68202	OMON	220.00	3	69202	DGLONGMY1	220.00*	3	1	220.9	314.4	70.3				

ĐZ 220 kV Thốt Nốt – Long Xuyên (ACC421) mang tải tới 79% ở điều kiện làm việc bình thường và quá tải 27% khi sự cố 1 mạch. Nguyên nhân là do truyền tải cao theo chiều Thốt Nốt – Long Xuyên – Châu Thành, trong khi ĐZ có tiết diện nhỏ. Giải pháp tránh quá tải cho ĐZ này là xem xét vận hành linh hoạt, tách mở vòng Long Xuyên – Châu Thành (tách thanh cái 220 kV Long Xuyên). Nhìn chung, ở chế độ thấp điểm đêm, mang tải trên các phần tử 500-220 kV thấp hơn so với chế độ cao điểm ngày. Điểm cần lưu ý đối với ĐZ 220 kV Rạch Giá – Kiên Bình tương tự nhau giữa 2 chế độ.

• Giai đoạn 2031-2035:

Xu hướng truyền tải liên khu vực giai đoạn 2031-2035 cũng tương tự như năm 2030, nhưng với quy mô lớn hơn. Với sự gia tăng của điện gió ngoài khơi tại Nam Trung Bộ lên đến 8 GW, điện năng từ khu vực này sẽ tải vào Nam Bộ với sản lượng 64 TWh. Hệ thống truyền tải với 06 ĐZ mạch kép 500kV (Vĩnh Tân – Đồng Nai 2, Vĩnh Tân – Sông Mây, Thuận Nam – Chơn Thành, TBK Sơn Mỹ - Bắc Châu Đức, TBK Cà Ná – Bình Dương 1, ĐGNK Thăng Long – Long Thành) sẽ đảm bảo truyền tải trên giao diện Nam Trung Bộ 2 – Nam Bộ.

Khu vực Nam Trung Bộ 2:

Kiểm tra chế độ vận hành nặng nề cho lưới điện khu vực vào 12:00 trưa, ngày chủ nhật, ĐG và ĐMT phát cao. Kết quả tính toán năm 2030 cho thấy lưới điện 500-220 kV khu vực đảm bảo vận hành ở điều kiện làm việc bình thường (N-0). Một số phần tử mang tải cao như sau:

BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
47201	NHATRANG	220.00	2	53225	MTHIENTAN	220.00*	3	1	220.9	314.4	70.3
47203	CAMRANH	220.00*	2	53202	THAPCHAM	220.00	3	1	232.5	314.4	74.0
47203	CAMRANH	220.00*	2	53202	THAPCHAM	220.00	3	2	232.5	314.4	74.0
52201	BAOLOC	220.00	3	52205	TCDILINH	220.00*	3	1	351.0	314.4	111.6
52201	BAOLOC	220.00	3	52205	TCDILINH	220.00*	3	2	351.0	314.4	111.6
52201	BAOLOC	220.00*	3	59211	DINHQUAN	220.00	3	1	277.9	314.4	88.4
52201	BAOLOC	220.00*	3	59211	DINHQUAN	220.00	3	2	381.0	525.8	72.5
53211	THUANNAM-2	220.00*	3	53501	THUANNAM	500.00	3	1	715.7	900.0	79.5
53211	THUANNAM-2	220.00*	3	53501	THUANNAM	500.00	3	2	715.7	900.0	79.5
53211	THUANNAM-2	220.00*	3	53501	THUANNAM	500.00	3	3	715.7	900.0	79.5
54208	VINHTAN220	220.00*	3	54501	VINHTAN500	500.00	3	3	662.5	900.0	73.6
54208	VINHTAN220	220.00*	3	54501	VINHTAN500	500.00	3	4	662.5	900.0	73.6

Một số nhận xét với lưới điện khu vực khi sự cố N-1 như sau:

- Các TBA 500 kV Thuận Nam, Vĩnh Tân vận hành đầy tải (tương ứng 98% và 96%) khi sự cố 1 MBA.
- ĐZ 220 kV Tháp Chàm – Cam Ranh mang tải 74% ở N-0 và 93% khi sự cố 1 mạch.
- ĐZ 220 kV Bảo Lộc – Di Linh nếu giữ nguyên tiết diện ACSR400 sẽ bị quá tải 12% ngay ở điều kiện N-0 khi nguồn khu vực phát cao. Do vậy, trong giai đoạn này cần xem xét cải tạo nâng khả năng tải cho đường dây này. Sau khi cải tạo nâng khả năng tải thành dây siêu nhiệt (TACSR400) hoặc tương đương, ĐZ mang tải khoảng 65% ở N-0 và không bị quá tải khi N-1.
- ĐZ 220 kV Bảo Lộc – Sông Mây cần treo thêm mạch 2 (ACSR-2x330), đồng thời cải tạo nâng khả năng tải mạch 1 ngay từ giai đoạn 2026-2030 để đảm bảo vận hành theo tiêu chí N-1.

Khu vực Đông Nam Bộ: Kết quả tính toán trào lưu công suất như sau:

Chế độ cao điểm ngày, ĐMT khu vực phát cao: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phân tử mang tải trên 75% bao gồm.

BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
55201	PHULAM	220.00	3	55501	PHULAM	500.00*	3	1	697.2	900.0	77.5
55204	NHABE	220.00	3	55502	NHABE	500.00*	3	1	722.6	900.0	80.3
55237	NHABE2	220.00	3	55502	NHABE	500.00*	3	1	692.7	900.0	77.0
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	1	741.3	900.0	82.4
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	2	741.3	900.0	82.4
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	3	741.3	900.0	82.4
55234	QUAN9	220.00	3	59216	L.THANH	220.00*	3	1	414.7	525.8	78.9
55234	QUAN9	220.00	3	59216	L.THANH	220.00*	3	2	414.7	525.8	78.9
56201	BINHLONG	220.00	3	56206	HONQUAN	220.00*	3	1	506.2	528.1	95.8
56201	BINHLONG	220.00	3	56206	HONQUAN	220.00*	3	2	506.2	528.1	95.8
56205	TCCTHANH	220.00	3	56206	HONQUAN	220.00*	3	1	461.2	528.1	87.3
56205	TCCTHANH	220.00	3	56206	HONQUAN	220.00*	3	2	461.2	528.1	87.3
57206	TINHHTC	220.00	3	57208	TAYNINH3	220.00*	3	1	293.9	360.1	81.6
57206	TINHHTC	220.00	3	57208	TAYNINH3	220.00*	3	2	293.9	360.1	81.6
60201	ND.BARIA	220.00	3	60203	VUNGTAU	220.00*	3	1	241.3	314.4	76.8
60202	PHUMY1	220.00*	3	60501	PHUMY	500.00	3	1	342.2	450.0	76.0

Sự xuất hiện của TBA 500 kV Đa Phước sẽ giảm tải đáng kể cho các trạm 500 kV Phú Lâm và Nhà Bè. Khi sự cố 1 MBA 500 kV tại các trạm Nhà Bè, Phú Lâm, Cầu Bông đều không làm quá tải các MBA còn lại. Đề xuất chuyển đấu nối khu vực các trạm Đàm Sen, Bà Queo, Tân Sơn Nhất đồng bộ với trạm 500 kV Đa Phước để tránh quá tải cho đường trực cáp ngầm 220 kV Phú Lâm – Đàm Sen – Bà Queo – Tân Sơn Nhất. ĐZ 220 kV Tân Định – Bình Hòa sau khi được cải tạo (từ giai đoạn 2026-2030) sẽ đảm bảo tiêu chí N-1. Một số ĐZ 220 kV giải tỏa ĐMT khu vực Tây Ninh, Bình

Phuộc mang tải cao như Bình Long – Hớn Quản - Chơn Thành, Tây Ninh 1 500 kV – Tây Ninh 3, cần giảm phát nguồn NLTT khu vực để tránh quá tải khi sự cố N-1.

Chế độ cao điểm tối, ĐMT không phát: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Đông Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 75% bao gồm.

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
55201	PHULAM	220.00	3	55501	PHULAM	500.00*	3	1	768.5	900.0	85.4
55238	PHULAMB2	220.00	3	55501	PHULAM	500.00*	3	1	781.6	900.0	86.8
55204	NHABE	220.00	3	55502	NHABE	500.00*	3	1	806.7	900.0	89.6
55237	NHABE2	220.00	3	55502	NHABE	500.00*	3	1	784.5	900.0	87.2
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	1	711.0	900.0	79.0
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	2	711.0	900.0	79.0
55212	CAUBONG	220.00	3	55503	CAUBONG	500.00*	3	3	711.0	900.0	79.0
60201	ND.BARIA	220.00	3	60203	VUNGTAU	220.00*	3	1	244.2	314.4	77.7
60202	PHUMY1	220.00*	3	60501	PHUMY	500.00	3	1	390.4	450.0	86.8
60213	BCHAUDUC220	220.00	3	60503	BCHAUDUC	500.00*	3	1	685.0	900.0	76.1
60213	BCHAUDUC220	220.00	3	60503	BCHAUDUC	500.00*	3	2	685.0	900.0	76.1

Nhin chung phần lớn lưới điện đảm bảo khi vận hành ở chế độ N-1. Tuy nhiên, do vào cao điểm tối, các nhà máy ĐMT ngừng phát, giảm nguồn tại chõ đấu 220 kV trên lưới Đông Nam Bộ, do vậy các trạm 500 kV có xu hướng mang tải cao. Trường hợp sự cố 1 MBA 500 kV Nhà Bè sẽ gây quá tải nhẹ khoảng 6% cho MBA còn lại. Với tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu, nếu sự cố 1 MBA 500 kV Bắc Châu Đức, máy còn lại quá tải 7%. Các ĐZ 220 kV sau khi xây mới và cải tạo như đề xuất sẽ khắc phục được đáng kể tình trạng quá tải khi sự cố N-1.

Khu vực Tây Nam Bộ: Kết quả tính toán trào lưu công suất như sau:

Chế độ cao điểm ngày: Các phần tử mang tải cao ở điều kiện N-0 như sau.

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
61208	CANGIUC	220.00	3	61212	LONGAN220	220.00*	3	1	379.2	528.1	71.8
61208	CANGIUC	220.00	3	61212	LONGAN220	220.00*	3	2	379.2	528.1	71.8
61211	DUCHOA22	220.00	3	61503	DUCHOA	500.00*	3	1	714.7	900.0	79.4
61211	DUCHOA22	220.00	3	61503	DUCHOA	500.00*	3	2	714.7	900.0	79.4
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	1	219.7	314.4	69.9
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	2	345.0	525.8	65.6
67203	ANBIEN	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	1	375.7	525.8	71.5
69202	DGLONGMY1	220.00	3	69203	VITHANH	220.00*	3	1	234.2	314.4	74.5

Việc bổ sung trạm 500 kV Đức Hòa 2 sẽ giảm tải đáng kể cho TBA 500 kV Đức Hòa. Tuy nhiên, khi TTĐL Sông Hậu và ĐG Trà Vinh huy động cao, TBA 500 kV Đức Hòa vẫn bị quá tải khoảng 7% khi sự cố 1 MBA, cần giảm phát khoảng 80 MW nguồn điện khu vực Sông Hậu, Trà Vinh. Các ĐZ 220 kV ND Cà Mau – Rạch Giá, ND Cà Mau – Ô Môn. ND Cà Mau – ĐG Long Mỹ 1 đều không bị quá tải khi sự cố N-1.

Chế độ thấp điểm đêm, ĐMT không phát: Không xảy ra quá tải trên lưới điện 500-220 kV Tây Nam Bộ ở chế độ làm việc bình thường. Các phần tử mang tải trên 70% bao gồm.

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
61208	CANGIUC	220.00	3	61212	LONGAN220	220.00*	3	1	418.4	528.1	79.2
61208	CANGIUC	220.00	3	61212	LONGAN220	220.00*	3	2	418.4	528.1	79.2
61211	DUCHOA22	220.00	3	61503	DUCHOA	500.00*	3	1	687.1	900.0	76.3
61211	DUCHOA22	220.00	3	61503	DUCHOA	500.00*	3	2	687.1	900.0	76.3
63205	ANGIANG220	220.00	3	67201	RACHGIA	220.00*	3	1	250.2	314.4	79.6
67201	RACHGIA	220.00*	3	67210	VINHQUANG	220.00	3	1	350.5	525.8	66.7
67201	RACHGIA	220.00	3	73204	NDCAMAU	220.00*	3	1	235.7	314.4	75.0
67201	RACHGIA	220.00*	3	73204	NDCAMAU	220.00	3	2	369.3	525.8	70.2
69202	DGLONGMY1	220.00	3	69203	VITHANH	220.00*	3	1	244.5	314.4	77.8

73209 CAMAU220	220.00*	3	73501 CAMAU500	500.00	3	1	689.8	900.0	76.6
73209 CAMAU220	220.00*	3	73501 CAMAU500	500.00	3	2	689.8	900.0	76.6

ĐZ 220 kV Long An 500 kV – Cần Giuộc (TACSR400) mang tải tới 79% ở điều kiện làm việc bình thường và quá tải 28% khi sự cố 1 mạch. Nguyên nhân là do truyền tải cao theo chiều Long An – Cần Giuộc – Nam Hiệp Phước, cấp điện cho TP Hồ Chí Minh. Giải pháp tránh quá tải cho ĐZ này ở chế độ thấp điểm đêm là xem xét vận hành linh hoạt, tách mở vòng Cần Giuộc – Nam Hiệp Phước (tách thanh cái 220 kV Nam Hiệp Phước). Tương tự như phân tích cho các giai đoạn trước, ĐZ 220 kV Rạch Giá – Kiên Giang cần cải tạo mạch 1, đồng bộ với xây mới mạch 2 trong giai đoạn 2021-2025. TBA 500 kV Cà Mau là trạm truyền tải điện gió tỉnh Cà Mau, mang tải trạm ở mức 77%, đáp ứng tiêu chí N-0 trong giải tỏa nguồn NLTT.

10.6. PHÂN TÍCH CÁC VẤN ĐỀ KỸ THUẬT VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN

10.6.1. Kiểm tra khả năng đáp ứng của lưới điện với tiêu chí N-1

Sự phát triển của thị trường điện và sự xuất hiện của các nguồn năng lượng tái tạo có công suất bất định dẫn đến xu hướng khai thác hết khả năng vận hành của hạ tầng lưới điện. Nói cách khác, các phần tử trong hệ thống điện sẽ vận hành ngày càng sát với các ngưỡng kỹ thuật cho phép. Điều này gia tăng các rủi ro vi phạm tiêu chí kỹ thuật khi xuất hiện sự cố một phần tử. Do vậy, việc đánh giá khả năng đáp ứng vận hành của lưới điện khi xảy ra sự cố một phần tử trên hệ thống điện (tiêu chí N-1) là hết sức cần thiết.

Giả thiết tính toán

a) Sự cố N-1

Tham khảo định nghĩa về sự cố N-1 của các nước trên thế giới và quy định của Việt Nam, đề án đề xuất các trường hợp sự cố N-1 cần xem xét tính toán cho lưới điện truyền tải trong giai đoạn quy hoạch:

- Sự cố mất một đường dây truyền tải 500, 220 kV hoặc tụ bù dọc trên đường dây truyền tải 500 kV;
- Sự cố mất một máy biến áp truyền tải 500/220 kV cấp điện cho phụ tải;

Đề án không thực hiện tính toán kiểm tra N-1 cho các trạm biến áp 220/110 kV, do khả năng đáp ứng của các trạm này phụ thuộc vào chế độ vận hành của lưới điện 110 kV. Hơn nữa, dự phòng công suất cho các trạm biến áp 220 kV đã được xem xét, tính toán trong quá trình quy hoạch. Ngoài ra, sự cố mất một cực của đường dây HVDC trong thời gian cắt cho phép là sự cố đặc biệt, được xét trong các tính toán riêng về dự phòng công suất và khả năng điều tiết của hệ thống.

b) Điều kiện kỹ thuật

Tiêu chí N-1 (N-1 Criteria) là tiêu chí tiền định (deterministic criteria) được sử dụng rộng rãi trong quy hoạch, vận hành và thiết kế lưới điện, đảm bảo khả năng vận hành của lưới điện trong trường hợp sự cố một phần tử trong hệ thống[15], [32]–[34]. Tại Việt Nam, tiêu chí này đã được quy định tại Thông tư số 25/2016/TT-BCT và Thông tư số 30/2019/TT-BCT. Theo đó, “Tiêu chí N-1 là một tiêu chí phục vụ quy hoạch, thiết kế, đầu tư xây dựng và vận hành hệ thống điện đảm bảo khi có sự cố một phần tử xảy

ra trong hệ thống điện hoặc khi một phần tử tách khỏi vận hành để bảo dưỡng, sửa chữa thì hệ thống điện vẫn vận hành ổn định, đáp ứng các tiêu chí vận hành, giới hạn vận hành cho phép và cung cấp điện an toàn, liên tục”.

Hệ thống điện đáp ứng tiêu chí N-1 cần đáp ứng các điều kiện kỹ thuật sau:

- Mang tải các thiết bị nằm trong giới hạn cho phép;
- Điện áp các thanh cáp trên hệ thống nằm trong giới hạn cho phép;
- Đáp ứng ổn định tĩnh, ổn định động;

Các điều kiện ổn định tĩnh, ổn định động cần được kiểm tra cho các phần tử quan trọng trong hệ thống điện như tổ máy phát công suất lớn, đường dây truyền tải liên miền, đường dây HVDC... Các tính toán này sẽ được thực hiện trong các phần sau của chương 10, mục này chỉ kiểm tra điều kiện điện áp và khả năng mang tải các phần tử trên lưới điện.

Kiểm tra khả năng đáp ứng tiêu chí N-1

Trong giai đoạn quy hoạch, các nguồn NLTT, trong đó có ĐMT chiếm tỷ trọng ngày càng cao, trong khi thủy điện có tỷ trọng ngày càng thấp trong cơ cấu nguồn điện. Điều này dẫn tới yếu tố mùa mưa – mùa khô không còn là yếu tố quyết định đến chế độ vận hành của lưới điện truyền tải. Hơn nữa, việc điều độ các nguồn thủy điện để tăng cường khả năng hấp thụ công suất NLTT và các thay đổi trong thị trường điện càng làm giảm vai trò của yếu tố mùa. Do vậy, đề án thực hiện tính toán kiểm tra cho từng vùng với các chế độ vận hành điển hình như sau:

- Phụ tải cực đại buổi trưa, các nguồn NLTT và thủy điện phát cao;
- Phụ tải cực đại buổi tối.

Tổng kết khả năng đáp ứng tiêu chí N-1 cho từng khu vực trong chế độ phụ tải cực đại buổi trưa như trong bảng sau:

Bảng 10-8: Khả năng đáp ứng tiêu chí N-1 chế độ phụ tải cực đại buổi trưa

STT	Khu vực	Sự cố vi phạm/ Tổng sự cố			Tỷ lệ vi phạm tiêu chí N-1		
		2025	2030	2035	2025	2030	2035
1	Hà Nội và phụ cận	2/172	0/226	4/261	1.2%	0.0%	1.5%
2	Đông Bắc	2/103	1/131	8/153	1.9%	0.8%	5.2%
3	Tây Bắc	5/128	10/140	12/173	3.9%	7.1%	6.9%
4	Nam Hà Nội	4/62	4/74	6/81	6.5%	5.4%	7.4%
5	Bắc Trung Bộ	8/84	4/100	10/112	9.5%	4.0%	8.9%
6	Trung Trung Bộ	3/138	3/146	7/169	2.2%	2.1%	4.1%
7	Tây Nguyên	5/112	5/124	5/133	4.5%	4.0%	3.8%
8	Nam Trung Bộ 1	4/56	2/57	2/77	7.1%	3.5%	2.6%
9	Nam Trung Bộ 2	2/83	2/96	2/122	2.4%	2.1%	1.6%
10	Đông Nam Bộ	13/274	7/330	8/368	4.7%	2.1%	2.2%
11	Tây Nam Bộ	0/175	0/217	4/261	0.0%	0.0%	1.5%
	Tổng	48/1387	38/1641	68/1910	3.5%	2.3%	3.6%

Tổng kết khả năng đáp ứng tiêu chí N-1 cho từng khu vực trong chế độ phụ tải cực đại buổi tối như trong bảng sau:

Bảng 10-9: Khả năng đáp ứng tiêu chí N-1 chế độ phụ tải cực đại tối

STT	Khu vực	Sự cố vi phạm/ Tổng sự cố			Tỷ lệ vi phạm tiêu chí N-1		
		2025	2030	2035	2025	2030	2035
1	Hà Nội và phụ cận	2/172	0/226	11/261	1.2%	0.0%	4.2%
2	Đông Bắc	4/103	1/131	3/153	3.9%	0.8%	2.0%
3	Tây Bắc	10/128	4/140	7/173	7.8%	2.9%	4.0%
4	Nam Hà Nội	2/62	6/74	6/81	3.2%	8.1%	7.4%
5	Bắc Trung Bộ	4/84	4/100	4/112	4.8%	4.0%	3.6%
6	Trung Trung Bộ	4/138	2/146	7/169	2.9%	1.4%	4.1%
7	Tây Nguyên	4/112	4/124	6/133	3.6%	3.2%	4.5%
8	Nam Trung Bộ 1	2/56	2/57	2/77	3.6%	3.5%	2.6%
9	Nam Trung Bộ 2	0/83	0/96	0/122	0.0%	0.0%	0.0%
10	Đông Nam Bộ	11/274	8/330	9/368	4.0%	2.4%	2.4%
11	Tây Nam Bộ	3/175	8/217	8/261	1.7%	3.7%	3.1%
	Tổng	46/1387	39/1641	63/1910	3.3%	2.4%	3.3%

Kết quả tính toán cho các chế độ vận hành cực đoan của từng khu vực cho thấy, hầu hết các khu vực có tỷ lệ sự cố N-1 vi phạm tương đối thấp. Hầu hết các sự cố đều có mức quá tải cao nhất nhỏ hơn 10% hoặc sự cố một mạch đường dây 220 kV mạch kép duy nhất cấp điện cho phụ tải. Các sự cố này đều có thể giải quyết bằng các biện pháp điều độ vận hành như : giảm phát các nhà máy điện, thay đổi cấu hình lưới, phân bổ lại phụ tải lưới điện phân phối...

Trong giai đoạn quy hoạch, cần xem xét lắp đặt hệ thống giám sát khả năng tải thời gian thực, để tận dụng hết khả năng của các đường dây truyền tải và đảm bảo vận hành.

10.6.2. Ổn định tĩnh

Trong phần này, khả năng truyền tải trên các giao diện truyền tải chính được tính toán theo các điều kiện ổn định tĩnh và khả năng tải nhiệt của đường dây. Chi tiết tính toán được trình bày trong phụ lục chương 10. Tổng hợp kết quả tính toán khả năng truyền tải trên các giao diện 500kV năm 2025, 2030, 2035 theo các điều kiện ổn định và khả năng tải nhiệt của đường dây như bảng sau (với điều kiện tăng cường khả năng tải của tụ bù dọc):

Bảng 10-10: Công suất truyền tải khuyến cáo trên các giao diện

STT	Giao diện truyền tải	Công suất khuyến cáo (MW)		
		2025	2030	2035
1	Giao diện Bắc - Trung	4110	4751	8752
2	Giao diện Bắc Trung Bộ - Miền Bắc	5071	8225	8303
3	Giao diện Tây Nguyên - Nam Bộ	8243	9609	9213
4	Giao diện Nam Trung Bộ 2 - Đông Nam Bộ	7940	9400	10650

10.6.3. Ôn định động

Chương trình nghiên cứu ôn định động sử dụng cách giải trực tiếp hệ phương trình vi phân bằng phương pháp Range-Kutta. Tiêu chí ôn định động được kiểm tra qua góc lệch pha tương đối giữa các sức điện động của máy phát điện. Khi tính toán ôn định động đã sử dụng chương trình PSS/E. Trong quá trình tính toán các máy phát điện được mô phỏng kèm theo hệ thống kích từ cho từng máy phát điện.

Hiện nay mô hình toán các tổ máy phát điện chưa có khảo sát chính xác, đặc tính phụ tải tại các thời điểm trong ngày cũng chưa có nghiên cứu cập nhật (nghiên cứu gần nhất là cách đây 16 năm). Do vậy, các mô phỏng động học hệ thống điện (ôn định động, ôn định dao động bé) chưa thể mang lại kết quả đáng tin cậy, mới chỉ dừng lại ở mức khuyến cáo.

Khả năng ôn định động được kiểm tra với sự cố ngắn mạch 3 pha trên 1 mạch của các ĐZ 500 kV liên kết và sự cố mất một tổ máy phát nhiệt điện công suất lớn nhất. Kết quả tính toán cho thấy, hệ thống điện đảm bảo các điều kiện ôn định động.

Chi tiết kết quả tính toán được trình bày trong Phụ lục chương 10.

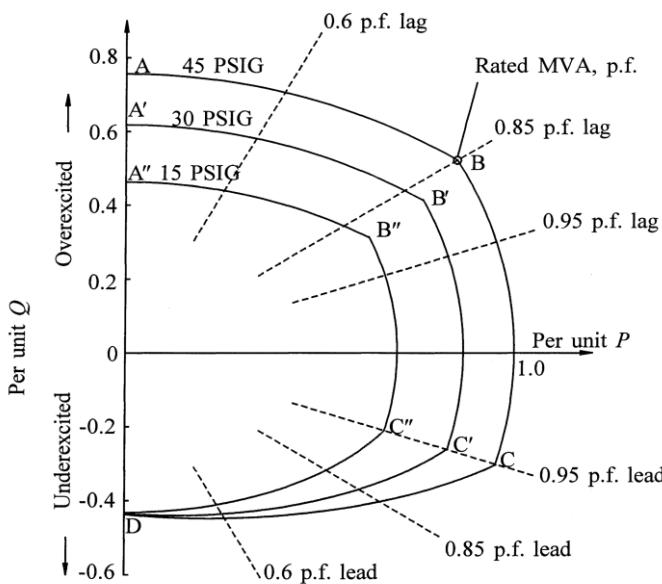
10.7. TÍNH TOÁN TỔNG CÔNG SUẤT VÔ CÔNG CẦN BÙ CHO LƯỚI TRUYỀN TẢI ĐIỆN VÀO CÁC NĂM MỐC CỦA GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH

Cân bằng công suất phản kháng có tương quan trực tiếp tới giá trị điện áp trên lưới điện truyền tải, đồng thời có ảnh hưởng đến tổn thất công suất hữu công và ôn định hệ thống điện. Do vậy, cân bằng công suất phản kháng cho từng giai đoạn phát triển của hệ thống là một nội dung quan trọng nhằm đảm bảo các yêu cầu kỹ thuật cho hệ thống điện. Trong hệ thống điện, điều chỉnh công suất phản kháng được thực hiện bằng một số phần tử, bao gồm:

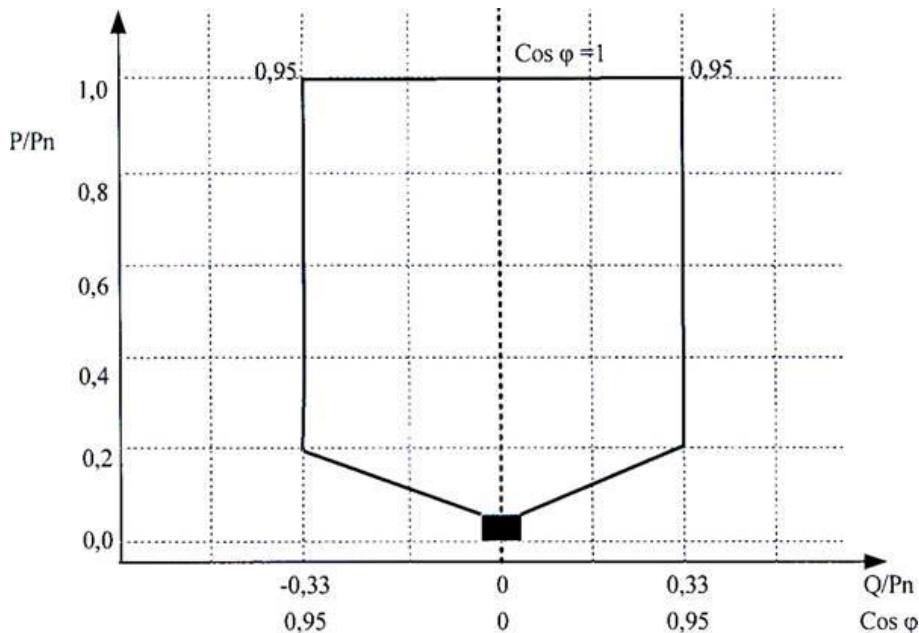
- *Nhà máy điện:*

Các nhà máy điện phải có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng để điều chỉnh điện áp. Tùy theo loại hình nhà máy, công nghệ và cấp điện áp mà khả năng điều chỉnh công suất phản kháng khác nhau. Các tổ máy phát điện truyền thống thường có công suất phản kháng điều chỉnh trong dải hệ số công suất 0,85 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,95 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng). Tuy nhiên, do ảnh hưởng của máy biến áp nâng áp nên khả năng điều chỉnh tại điểm đầu nối phía cao áp thường thấp hơn các thông số nói trên.

Trong khi đó, nguồn NLTT có quy định về khả năng điều chỉnh công suất phản kháng, ghi trong Thông tư 30/2019. Theo đó, nhà máy điện NLTT phải có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng trong dải hệ số công suất 0,95 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,95 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại điểm đầu nối ứng với công suất định mức trong trường hợp công suất tác dụng lớn hơn hoặc bằng 20% $P_{đm}$ và điện áp nằm trong dải $\pm 10\%$ $U_{đm}$.



Hình 10.97: Khả năng điều chỉnh CSCPK của máy phát nhiệt điện điển hình
ở công suất định mức



Hình 10.98: Yêu cầu về khả năng điều chỉnh CSCPK của các nguồn NLTT theo thông tư 30/2019

- Đường dây siêu cao áp:

Các đường dây truyền tải siêu cao áp có dung dẫn lớn, sinh ra một lượng lớn công suất phản kháng trong các chế độ vận hành. Công suất phản kháng sinh ra bởi các đường dây này là một nguồn CSCPK quan trọng, ảnh hưởng trực tiếp tới phân bố điện áp trên đường dây. Tuy nhiên, trong một số chế độ vận hành như phụ tải thấp điểm, CSCPK này có thể gây quá áp trên lưới điện truyền tải. Để có thể vận hành bình thường, trong hệ thống điện Việt Nam, các đường dây 500 kV dài đều phải xem xét lắp đặt kháng bù ngang tương ứng, để điều chỉnh công suất phản kháng khi cần thiết.

- Thiết bị bù:

Các thiết bị bù công suất phản kháng đóng vai trò quan trọng trong việc điều chỉnh điện áp trên hệ thống. Do đặc tính cục bộ của CSPK, bù công suất phản kháng tại chỗ có hiệu quả cao hơn là huy động nguồn CSPK từ xa. Các thiết bị bù thường được sử dụng bao gồm: tụ bù ngang, kháng bù ngang, SVC, STATCOM...

Đề án thực hiện tính toán phân bổ công suất phản kháng trên toàn hệ thống điện Việt Nam cho các năm 2025, 2030, 2035, với giả thiết hệ số công suất tại các nút 220 kV là 0,98.

Dưới đây là bảng tổng hợp cân bằng công suất phản kháng toàn HTĐ Việt Nam tại các thời điểm năm 2025, 2030, 2035.

Bảng 10-11: Cân bằng sơ bộ công suất phản kháng cấp điện áp 500, 220 kV

Danh mục	Công suất phản kháng(MVAR)		
	2025	2030	2035
Nhu cầu tiêu thụ công suất phản kháng	41352	56472	69718
+ Nhu cầu phụ tải (MVAR)	22302	30913	38664
+ Kháng bù ngang ĐZ 500 kV	4731	6235	4731
+ Tốn thất trong lưới (500, 220 kV)	14319	19324	26323
Cung cấp công suất phản kháng	39942	50173	60446
+ Các máy phát điện	6485	9889	17040
+ Các đường dây tải điện (500,220 kV)	25657	32484	35606
+ Tụ bù trạm 220 kV (hiện có)	7800	7800	7800
Cân bằng thừa (+), thiếu (-)	-1410	-6299	-9272

Theo thông kê của EVN, tổng dung lượng bù hiện có tới cuối năm 2019 tại các biến áp 500 kV khoảng 7800 MVAR. Cân bằng sơ bộ công suất phản kháng cho thấy: dung lượng tụ bù cần bổ sung tại các năm 2025, 2030, 2035 tương ứng là: 1400, 6300, và 9300 MVAR.

10.8. TÍNH TOÁN DÒNG ĐIỆN NGĂN MẠCH TẠI MỘT SỐ NÚT CHÍNH TRONG HỆ THỐNG. ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP HẠN CHẾ DÒNG ĐIỆN NGĂN MẠCH TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN

Mục đích của việc tính toán dòng điện ngắn mạch là lựa chọn thiết bị cho phù hợp đối với các công trình điện dự kiến sẽ xây dựng trong tương lai; kiến nghị tiêu chí lựa chọn thiết bị đối với từng khu vực; đề ra các giải pháp khắc phục dòng điện ngắn mạch tăng cao trong hệ thống điện.

❖ Giả thiết tính toán

Dòng điện ngắn mạch được tính toán với giả thiết tất cả các nguồn điện trên hệ thống đều đang được nối lưới. Trong đó, các nguồn NLTT như điện gió và điện mặt trời, được tương đương hóa về mô hình nguồn áp đặt sau tổng trở, với đóng góp dòng ngắn mạch vào khoảng 1,2 I_{đm}. Các nguồn thủy điện, nhiệt điện có công suất lớn được hơn 30 MW được tính toán với tổng giá trị điện kháng siêu quá độ chưa bão hòa của tổ máy phát điện (X_{d''}-%) và điện kháng ngắn mạch của máy biến áp đầu cực (U_k-%) bằng 40% theo quy định trong thông tư 30/2019.

10.8.1. Tính toán sơ bộ dòng điện ngắn mạch trên hệ thống điện truyền tải

Kết quả tính toán dòng điện ngắn mạch trong lưới điện trình bày trong bảng (khi chưa thực hiện các giải pháp hạn chế dòng điện ngắn mạch), trong đó đã thực hiện giải pháp tách thanh cáp, vận hành linh hoạt tại một số trạm 220kV như Bình Chánh 2, Long Thành, Tân Cảng, Tam Phước...

Bảng 10-12: Dòng điện ngắn mạch lớn nhất các khu vực – năm 2035

Khu vực	Dòng điện ngắn mạch lớn nhất			
	500 kV		220 kV	
	Tên nút	Imn max (kA)	Tên nút	Imn max (kA)
Miền Bắc				
Tây Bắc Bộ	TĐTN Miền Bắc	41	Hòa Bình	64
Đông Bắc Bộ	Bắc Giang	54	Hiệp Hòa	77
Hà Nội và phụ cận	Phố Nối	71	Phố Nối NC	85
Nam Hà Nội	Thái Bình	52	TC220 kV Thái Bình	63
Bắc Trung Bộ	Vũng Áng	49	Thanh Hóa	58
Miền Trung				
Trung Trung Bộ	Dốc Sỏi	52	Dốc Sỏi	52
Tây Nguyên	Krông Buk	57	Pleiku 2	47
Nam Trung Bộ	Bình Định	44	TC220 kV Bình Định	36
Miền Nam				
Nam Trung Bộ 2	Vĩnh Tân	61	TC 220 kV Vĩnh Tân	64
TP Hồ Chí Minh+Đông Nam Bộ	Sông Mây	65	Tân Định 220kV	90
Tây Nam Bộ	Mỹ Tho	54	Đức Hòa	63

Nhận xét về kết quả tính toán dòng điện ngắn mạch:

(i) Các tỉnh miền Bắc: Ở cấp điện áp 500 kV: dòng điện ngắn mạch tại khu vực Tây Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ ở dưới mức 50kA trong khi dòng điện ngắn mạch tại nhiều thanh cáp 500 kV các khu vực Đông Bắc Bộ, Hà Nội, Nam Hà Nội vượt ngưỡng 50kA. Nhiều khu vực có dòng điện ngắn mạch vượt quá khả năng đóng cắt của thiết bị (63kA) như Hà Nội và phụ cận, Nam Hà Nội.

Ở cấp điện áp 220 kV: Ngoại trừ khu vực Bắc Trung Bộ, các khu vực khác đều có dòng ngắn mạch lớn nhất cao hơn khả năng đóng cắt của thiết bị (63kA).

(ii) Các tỉnh miền Trung: Dòng điện ngắn mạch lớn nhất trên cấp điện áp 500 kV cao hơn cấp điện áp 220 kV. Dòng ngắn mạch cấp 220 kV dưới ngưỡng 50kA, trong khi dòng ngắn mạch tại một số thanh cáp 500 kV khu vực Trung Trung Bộ và Tây Nguyên vượt ngưỡng 50kA, nhưng vẫn nằm trong khả năng đóng cắt lớn nhất (63kA).

(iii) Các tỉnh miền Nam: dòng điện ngắn mạch tại khu vực Nam Trung Bộ 2, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ đều ở mức rất cao. Nguyên nhân do đây là khu vực tập

trung nhiều nguồn điện và là trung tâm phụ tải, vì vậy cần áp dụng các giải pháp hạn chế dòng điện ngắn mạch trên lưới để đảm bảo an toàn trong vận hành.

Trong khi dòng điện ngắn mạch tăng cao miền Bắc vượt quá khả năng cắt của máy cắt chỉ phân bố tại một số điểm nút truyền tải khu vực Hà Nội và Đông Bắc thì ở miền Nam, hầu hết các thanh cái 220 kV tại trung tâm phụ tải TP Hồ Chí Minh và Đông Nam Bộ có dòng ngắn mạch cao hơn 63kA, cá biệt có những thanh cái có dòng ngắn mạch rất lớn (80-90kA). Do đó, khu vực này cần sớm áp dụng giải pháp mang tính hệ thống, để đảm bảo dòng ngắn mạch nằm trong phạm vi cho phép.

10.8.2. Các giải pháp khắc phục, hạn chế dòng điện ngắn mạch

Hiện tượng dòng điện ngắn mạch tăng cao trong hệ thống điện là hệ quả của sự phát triển nguồn và tăng cường kết cấu lưới điện, xuất hiện khi hệ thống điện tăng trưởng đến một quy mô nhất định. Các quốc gia có hệ thống điện lớn và phụ tải tập trung như Trung Quốc, Nhật Bản... đều đã phải đổi mới và tìm cách khắc phục hiện tượng nói trên. Theo đó, có 03 hướng tiếp cận chính để khắc phục, hạn chế dòng ngắn mạch, bao gồm:

- Quy hoạch, thiết kế lưới điện: Hạn chế số lượng đường dây tại các trạm biến áp truyền tải; Mở rộng mạch vòng cấp điện cho các trung tâm phụ tải; Sử dụng cấu hình linh hoạt để vừa hạn chế dòng điện ngắn mạch vừa đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện; Sử dụng cấp điện áp cao hoặc các thiết bị truyền tải một chiều;
- Thiết bị: Lắp đặt, thay thế các thiết bị đóng cắt có khả năng chịu dòng ngắn mạch cao, Lắp đặt các thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch truyền thống (kháng điện, FCL), hoặc sử dụng công nghệ điện tử công suất (FACT-based FCL, HVDC, Back-to-Back..); Sử dụng MBA có điện kháng cao;
- Vận hành: Thay đổi cấu trúc lưới bằng cách tách mạch vòng kép hoặc vận hành mạch vòng kép thành 2 mạch vòng đơn, phân vùng cấp điện.

Cụ thể, các giải pháp khắc phục và hạn chế dòng điện ngắn mạch đối với hệ thống điện Việt Nam có thể chia ra các nhóm như sau:

a. Quy hoạch, thiết kế lưới điện

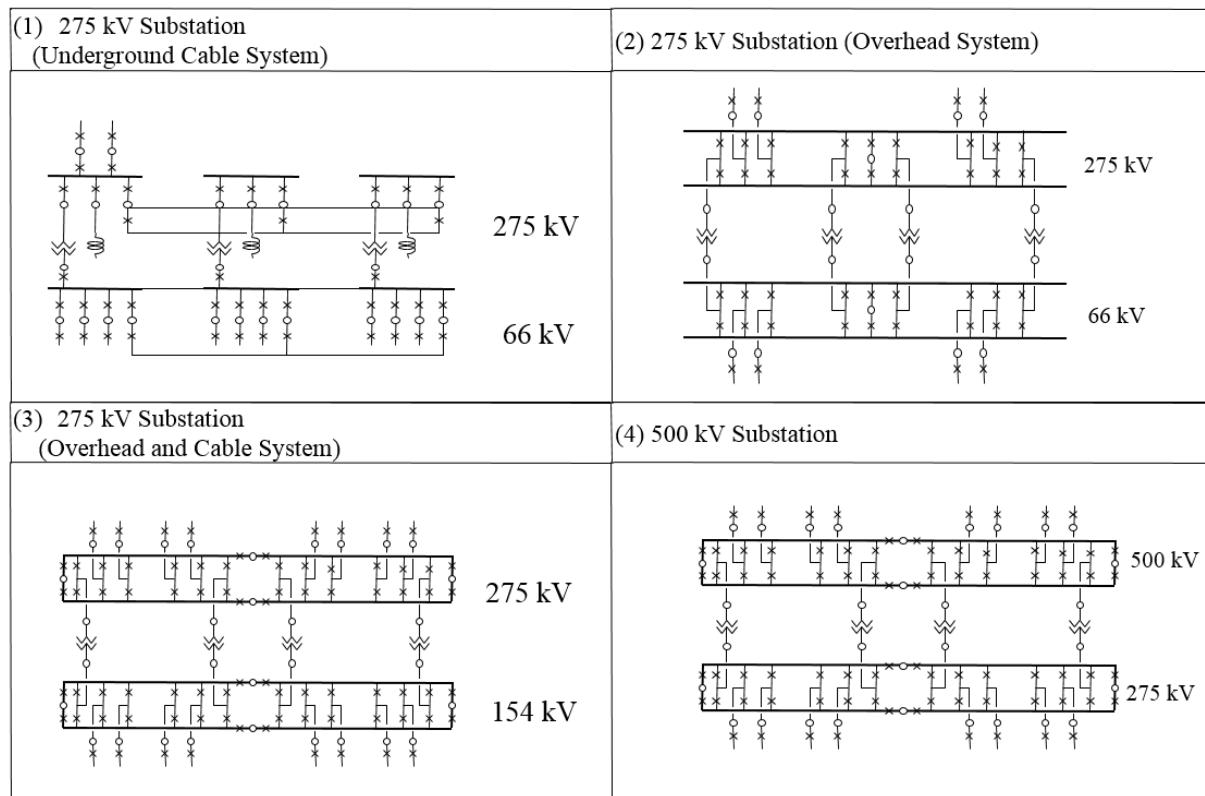
❖ Phương án kết lưới

Kết cấu lưới điện mạch vòng, với nhiều liên kết giữa các trạm là một trong những nguyên nhân gây ra hiện tượng dòng ngắn mạch tăng cao. Do đó, trong quy hoạch thiết kế lưới điện cần xem xét hạn chế số lượng xuất tuyến, mở rộng mạch vòng cấp điện. Cụ thể, với lưới điện 500 kV thì các trạm thông thường có không quá 06 mạch đường dây xuất tuyến, một số trạm đặc biệt có không quá 08 mạch đường dây xuất tuyến. Ở cấp điện áp 220 kV, các trạm thông thường có không quá 04 mạch đường dây xuất tuyến, trạm đặc biệt có không quá 08 mạch đường dây xuất tuyến. Đồng thời, xem xét các phương án chuyển đấu nối, mở rộng mạch vòng cấp điện 500 kV, 220 kV.

Ngoài ra, trong quy hoạch thiết kế lưới điện, cần cân nhắc các phương án sử dụng cấp điện áp cao hơn hoặc sử dụng công nghệ truyền tải một chiều, vốn có đóng góp dòng ngắn mạch thấp hơn.

❖ Cấu hình trạm biến áp và sân phân phối:

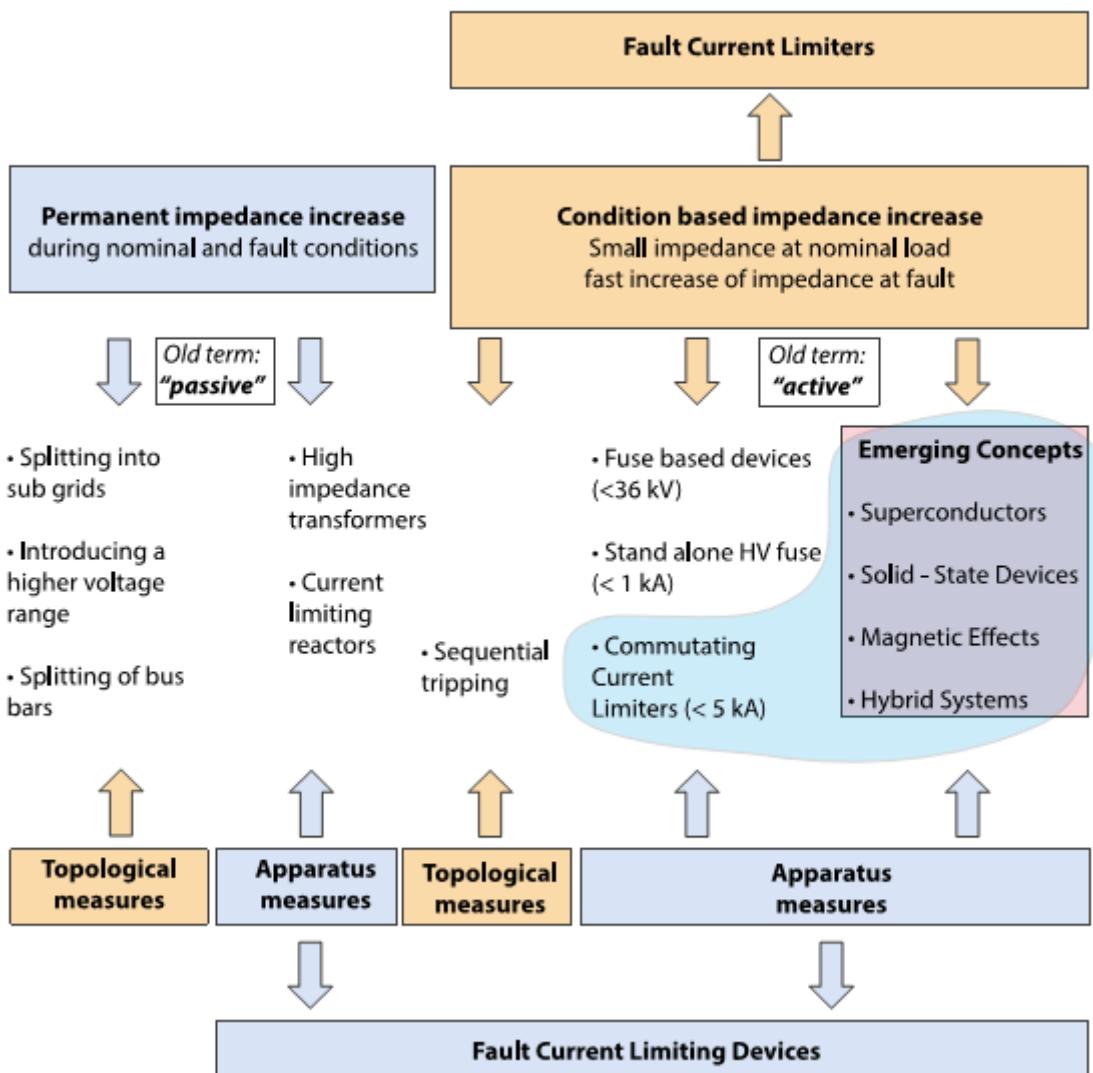
Bên cạnh các giải pháp về kết lưới, các giải pháp vận hành như tách lưới, phân vùng... rất quan trọng trong việc hạn chế dòng điện ngắn mạch, đồng thời đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện. Tuy nhiên, các giải pháp này đều yêu cầu cấu hình trạm biến áp có khả năng vận hành linh hoạt, ví dụ như sơ đồ 3/2 có máy cắt phân đoạn tại SPP 500 kV Phú Mỹ hoặc sơ đồ hai thanh cái có (nhiều) máy cắt phân đoạn đang được sử dụng tại lưới điện Tokyo (xem hình vẽ dưới đây).



Hình 10.99: Cấu hình trạm biến áp truyền tải của lưới điện Nhật Bản (TEPCO -2010)

Do đó, khuyến cáo sử dụng cấu hình trạm có khả năng vận hành linh hoạt như sơ đồ 3/2 có máy cắt phân đoạn cho các SPP nguồn điện và sơ đồ trạm biến áp hai thanh cái có máy cắt phân đoạn cho các trạm 500 kV, 220 kV cấp điện cho phụ tải ở khu vực trung tâm phụ tải. Đồng thời, cần cải tạo sơ đồ, tăng cường khả năng vận hành linh hoạt cho các trạm 500 kV, 220 kV hiện hữu tại khu vực trung tâm phụ tải, tạo tiền đề cho các giải pháp vận hành.

b. Giải pháp trong lựa chọn, lắp đặt thiết bị



Hình 10.100: Các phương thức hạn chế dòng ngắn mạch theo CIRGE[35]

❖ Thiết bị đóng cắt

Một trong những biện pháp ứng phó với dòng điện ngắn mạch là lựa chọn các thiết bị (ở các trạm xây mới) hoặc thay thế thiết bị (ở các trạm cũ) bằng các thiết bị có khả năng chịu được dòng điện ngắn mạch tính toán. Hiện tại do quy mô của các hệ thống điện ngày một lớn nên các nhà chế tạo thiết bị cũng có xu hướng chế tạo các thiết bị điện chịu được dòng điện ngắn mạch cao. Hiện nay, máy cắt ở cấp điện áp 500 kV hầu hết đều chế tạo ở chuẩn dòng điện ngắn mạch là 63kA. Đề án khuyến cáo sử dụng thiết bị đóng cắt chịu dòng ngắn mạch 63kA với các thanh cái 500 kV và 220 kV của trạm 500 kV tại các khu vực trung tâm phụ tải, kết lưới phức tạp như Hà Nội và lân cận, TP Hồ Chí Minh và Đông Nam Bộ. Bên cạnh đó trạm biến áp hiện hữu cần từng bước có kế hoạch thay thế dần các thiết bị có khả năng chịu được dòng ngắn mạch tính toán.

❖ Máy biến áp

Để hạn chế dòng điện ngắn mạch, khi lựa chọn các thiết bị của trạm biến áp cần phải tính toán chi tiết điện kháng thích hợp của máy biến áp. Giá trị điện kháng của máy biến áp đủ lớn sẽ hạn chế được dòng điện ngắn mạch trên các thanh cái trạm biến áp.

Đề án giới thiệu một số tiêu chí lựa chọn điện kháng máy biến áp đang được sử dụng của Công ty điện lực Tôkyô - Nhật Bản, chi tiết trình bày trong bảng sau:

Bảng 10-13: Tiêu chí lựa chọn điện kháng máy biến áp của TEPCO

Cấp điện áp (kV)	Giá trị điện kháng tiêu chí thông thường (%)	Ghi chú
500	14% - 20%	15% cho nhà máy nhiệt điện và điện Hạt Nhân
		23% cho trạm biến áp hạ áp
275	14% - 20%	20% cho nhà máy nhiệt điện và điện Hạt Nhân
		18% cho trạm biến áp hạ áp
154	11% - 20%	16% hoặc 20% cho nhà máy nhiệt điện và điện Hạt Nhân
		20% cho trạm biến áp hạ áp

Tổng giá trị điện kháng siêu quá độ máy phát và điện kháng ngăn mạch máy biến áp đầu cực của các nguồn thủy điện và nhiệt điện ở Việt Nam được quy định trong Thông tư 30/2019. Theo đó, đối với tổ máy thủy điện và nhiệt điện có công suất lớn hơn 30 MW, tổng giá trị điện kháng siêu quá độ chưa bão hòa của tổ máy phát điện ($X_d''\text{-}\%$) và điện kháng ngăn mạch của máy biến áp đầu cực ($U_k\text{-}\%$) tính trong hệ đơn vị tương đối (đơn vị pu quy về công suất biểu kiến định mức của tổ máy phát điện) không được nhỏ hơn 40%.

Trường hợp không đáp ứng được yêu cầu trên, chủ đầu tư có trách nhiệm tính toán, đầu tư và lắp đặt thêm kháng điện để tổng giá trị của X_d'' , U_k và kháng điện tính trong hệ đơn vị tương đối (đơn vị pu quy về công suất biểu kiến định mức của tổ máy phát điện) không được nhỏ hơn 40%.

❖ Thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch

- Kháng hạn chế dòng ngắn mạch (Current Limiting Reactor -CLR)

Kháng hạn chế dòng ngắn mạch là kháng điện được mắc nối tiếp vào hệ thống điện để làm giảm dòng điện ngắn mạch. Kháng nối tiếp có thể được lắp đặt giữa hai phân đoạn thanh cáp, nối tiếp máy biến áp đầu cực hoặc trên xuất tuyến đường dây. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng lắp đặt kháng nối tiếp sẽ tăng tổn thất công suất và ảnh hưởng đến điện áp trên lưới trong chế độ vận hành bình thường.

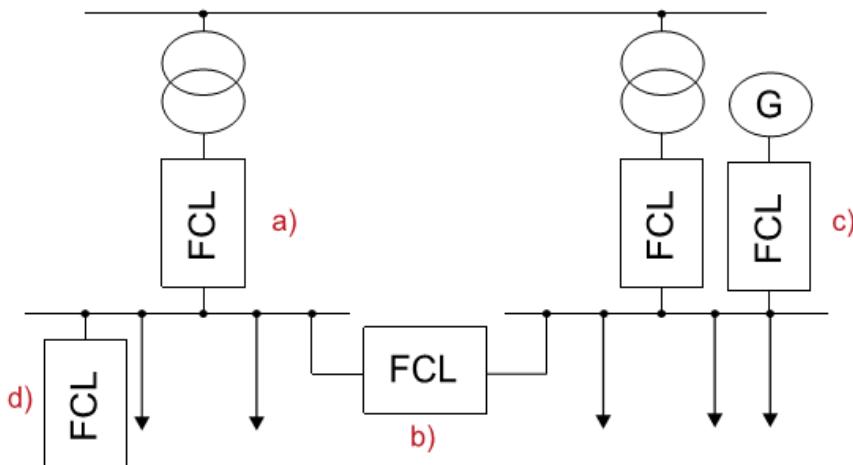
- Thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch điện tử công suất.

Các thiết bị điện tử công suất trên hệ thống điện như VSC, STATCOM, HVDC, trạm Back-to-back có đáp ứng giàn như túc thời, với khả năng điều khiển các thông số vận hành theo ý muốn. Do đó, việc sử dụng các thiết bị nói trên để hạn chế dòng ngắn mạch hoàn toàn khả thi[36], trong đó có đề xuất lắp đặt trạm HVDC BTB tại thủ đô Seoul, Hàn Quốc để giảm dòng ngắn mạch[37]. Tuy nhiên, do các thiết bị nói trên có chi phí đầu tư lớn, nên sự cần thiết và phương án thực hiện cần xem xét kỹ lưỡng trong một đề án riêng.

- Các thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch khác

Ngoài các thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch kể trên, trên thế giới đang phát triển thêm nhiều loại thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch khác như Is limiter, thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch dựa trên bão hòa từ (saturated core FCL), thiết bị hạn chế dòng ngắn

mạch sử dụng công nghệ siêu dẫn, bán dẫn (Series Dynamic Braking Resistor -SDBR, Bridge Type Fault Current Limiter -BFCL, DC Link Fault Current Limiter -DLFCL...)[38][35]. Tuy nhiên, hầu hết các thiết bị nói trên đều đang trong quá trình nghiên cứu, thử nghiệm, chưa thương mại hóa[35]. Trong tương lai, khi các công nghệ này đã phát triển và áp dụng rộng rãi, có thể xem xét kết hợp và thay thế một phần việc phân tách lưới điện bằng các thiết bị này để cải thiện các chỉ tiêu vận hành (như độ tin cậy, ổn định, điện áp, tồn thất...)



Hình 10.101: Các vị trí lắp đặt thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch: a) Đầu cực máy biến áp; b) Phân đoạn thanh cái; c) Đầu cực máy phát; d) Xuất tuyến đường dây[35]

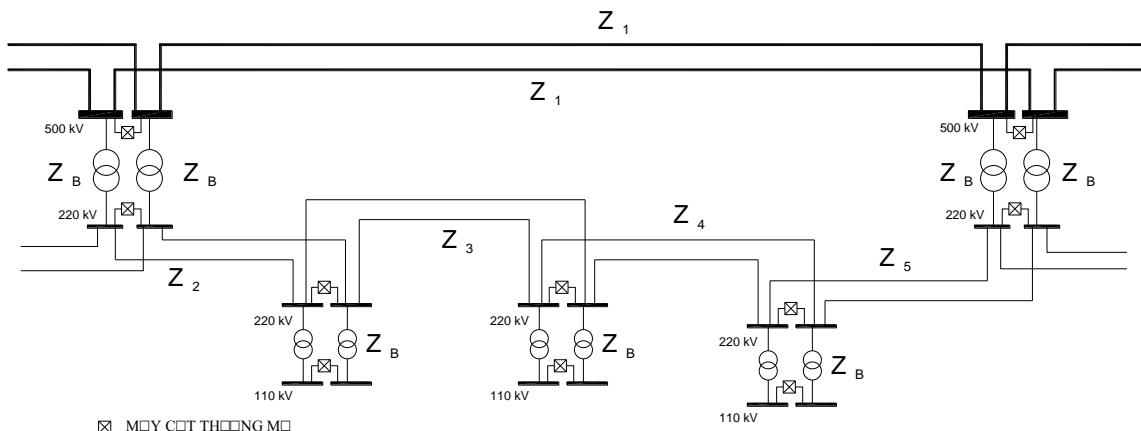
c. Giải pháp vận hành

Trên cơ sở các trạm biến áp có cấu hình linh hoạt, các giải pháp vận hành thường gây ảnh hưởng đến cấu trúc lưới điện, giảm thiểu các đường dây liên kết tại các trung tâm phụ tải nhằm giảm dòng ngắn mạch. Các giải pháp vận hành mạch kép hình tia, vận hành hở tại điểm phân công suất hoặc tách mạch vòng kép thành hai mạch vòng đơn hoặc tách lưới, được áp dụng phổ biến trên thế giới để giảm dòng ngắn mạch[39][40]. Ưu nhược điểm chính của các giải pháp nói trên như sau:

- **Giải pháp 1:** Lưới điện truyền tải thiết kế mạch vòng kép, tách một số thanh cái 220 kV có dòng ngắn mạch cao và vận hành LTT 220 kV dạng 2 mạch vòng đơn. Đây là sơ đồ vận hành HTĐ được áp dụng tại một số nước Châu Âu, với ưu điểm là các lô ĐZ 500 – 220 kV đều mang điện, không mất thời gian chuyển mạch để hỗ trợ khi sự cố. Tuy nhiên, để vận hành được theo mô hình này thì sơ đồ thanh cái các TBA cần được cải tạo để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện cần thiết và linh hoạt trong vận hành.
- **Giải pháp 2:** Lưới điện truyền tải thiết kế mạch vòng kép, vận hành hình tia. Mở một số ĐZ 220 kV đóng vai trò phân công suất để giảm DNM trên lưới 220 kV. Mô hình này được áp dụng rộng rãi tại Nhật, có yêu cầu thấp hơn về độ linh hoạt của cấu hình trạm biến áp, tuy nhiên cần độ dự phòng về khả năng tải của các MBA và đường dây xuất tuyến từ các trạm nguồn 500 kV. Hơn nữa, đường dây 220 kV vận hành hở có thể ảnh hưởng tới hiệu quả đầu tư nói chung. Việc phân

vùng và tách mạch vòng có thể được thực hiện theo nhiều phương án khác nhau tùy thuộc vào chế độ vận hành.

Với đặc thù hệ thống điện Việt Nam, cần xem xét kết hợp hai giải pháp nói trên để giảm dòng ngắn mạch mà vẫn đảm bảo các yêu cầu vận hành. Cụ thể, cần tách mạch vòng đơn 220-500 kV tại các khu vực trung tâm phụ tải, đòi hỏi độ tin cậy cao như Hà Nội, TP Hồ Chí Minh, đồng thời xem xét vận hành hình tia, hở mạch 220 kV tại điểm phân công suất của các khu vực khác không có yêu cầu đặc biệt về độ tin cậy. Cần lưu ý, để thực hiện các giải pháp nói trên phải tăng độ linh hoạt vận hành các trạm biến áp hoặc/và nâng khả năng tải các đường dây xuất tuyến từ TBA 500 kV.



Hình 10.102: Thiết kế mạch vòng kép, vận hành 2 mạch vòng đơn

Các giải pháp về mặt vận hành đóng vai trò quan trọng trong việc hạn chế dòng ngắn mạch trong hệ thống, tuy nhiên có ảnh hưởng nhất định đến độ tin cậy cung cấp điện. Để áp dụng các giải pháp này, cần có quy định về khả năng vận hành linh hoạt các TBA truyền tải xây dựng mới, cải tạo các TBA truyền tải hiện hữu và tăng khả năng tải các xuất tuyến chính từ TBA 500 kV. Đồng thời, cần cân nhắc sử dụng kết hợp thiết bị đóng cắt, chuyển mạch nhanh hoặc các thiết bị phân đoạn thanh cáp sử dụng thiết bị điện tử công suất để cải thiện các tiêu chí vận hành.

10.8.3. Dòng điện ngắn mạch trên hệ thống điện truyền tải sau khi áp dụng các giải pháp hạn chế dòng ngắn mạch.

Áp dụng các giải pháp đã trình bày ở trên cho lưới điện Việt Nam đến năm 2035, tóm lược như sau:

- Miền Bắc: Tách các thanh cáp 220 kV các trạm 500 kV mạch vòng cấp điện cho Hà Nội như Hiệp Hòa, Tây Hà Nội, Đông Anh, Long Biên, Đan Phượng, Phố Nối, Thường Tín, Vĩnh Yên, đồng thời tách một số trạm 220 kV lân cận như Mê Linh, Sơn Tây, Sóc Sơn... Khu vực Đông Bắc Bộ, thực hiện tách một số thanh cáp 220 kV của các trạm có dòng ngắn mạch cao như NĐ Hải Dương, Tràng Bách, Mạo Khê, TC 220 kV TBA 500 kV Bắc Giang...
- Miền Nam: Thực hiện tách thanh cáp 220 kV và 500 kV, chuyển mạch vòng kép thành 2 mạch vòng đơn với các trạm khu vực Đông Nam Bộ, đồng thời tách một số thanh cáp 220 kV, 500 kV Tây Nam Bộ như Đức Hòa, Mỹ Tho, Ô Môn... Tuy nhiên, phương án này sẽ ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện cho khu vực

trung tâm phụ tải phía Nam. Đề xuất cân nhắc kết hợp với các thiết bị hạn chế dòng ngắn mạch như STATCOM, trạm BTB và các thiết bị chuyển mạch nhanh trên lưới điện miền Nam để tăng độ tin cậy, đảm bảo vận hành.

Dòng điện ngắn mạch tính toán sau khi áp dụng giải pháp tại các khu vực như bảng sau:

Bảng 10-14: Dòng điện ngắn mạch lớn nhất trong khu vực

Khu vực	Dòng điện ngắn mạch lớn nhất trong vùng			
	500 kV		220 kV	
	Tên nút	Imn max (kA)	Tên nút	Imn max (kA)
Miền Bắc				
Tây Bắc Bộ	TĐTN Miền Bắc	40	Hòa Bình	56
Đông Bắc Bộ	Bắc Giang	53	Hải Phòng	61
Hà Nội và phụ cận	Thường Tín	62	Đông Anh	62
Nam Hà Nội	Thái Bình	50	TC 220 kV Thái Bình	61
Bắc Trung Bộ	Vũng Áng	44	Thanh Hóa	46
Miền Trung				
Trung Trung Bộ	Đà Nẵng	50	Dốc Sỏi	50
Tây Nguyên	Krông Buk	53	Pleiku 2	46
Nam Trung Bộ	Bình Định	37	TC220 kV Bình Định	40
Miền Nam				
Nam Trung Bộ 2	Vĩnh Tân	57	TC 220 kV Vĩnh Tân	56
TP Hồ Chí Minh+Đông Nam Bộ	Sông Mây	46	TC 220 kV Sông Mây	62
Tây Nam Bộ	Thốt Nốt	49	TC 220 kV Thốt Nốt	57

Như vậy, sau khi áp dụng kết hợp các giải pháp hạn chế dòng ngắn mạch, thì dòng ngắn mạch trên lưới truyền tải năm 2035 đều nằm dưới ngưỡng khả năng cắt tối đa của các thiết bị đóng cắt. Lộ trình thực hiện cụ thể phương án và cách thức phối hợp các giải pháp, cũng như ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện cần được xem xét thực hiện trong một đề án riêng.

Chi tiết dòng ngắn mạch tại các thanh cáp 500,220kV xem trong phụ lục Chương 10.

10.9. PHÂN TÍCH CÁC VẤN ĐỀ LIÊN QUAN TỚI VIỆC TÍCH HỢP CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG MỚI, NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VÀO HỆ THỐNG ĐIỆN

10.9.1. Các vấn đề liên quan tới việc tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện

Nghị quyết số 55 của Bộ Chính trị đã xác định Việt Nam cần “*ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng mới, năng lượng sạch*”, với mục tiêu cụ thể là “*nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045*”. Để đạt được mục

tiêu đó, việc tăng cường tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện đóng vai trò hết sức quan trọng.

Tuy nhiên, tăng cường tỷ trọng các nguồn NLTT, năng lượng mới (điện gió, điện mặt trời) trong cơ cấu nguồn điện lại yêu cầu nhiều thay đổi đối với cấu hình, phương thức vận hành và điều tiết hệ thống điện, do loại nguồn này có nhiều đặc tính khác biệt với các nguồn điện truyền thống. Một số đặc tính của nguồn NLTT có ảnh hưởng đến vận hành hệ thống điện bao gồm:

- Tính biến đổi: Năng lượng sơ cấp đầu vào thay đổi liên tục;
- Tính bất định: Năng lượng sơ cấp đầu vào thay đổi đột ngột, khó dự báo;
- Phát điện không đồng bộ: Nguồn NLTT sử dụng công nghệ inverter có đáp ứng khác biệt với các nguồn điện truyền thống đối với các kích thích trên lưới điện;
- Phân bổ theo điều kiện địa lý: Các nguồn NLTT tiềm năng phân bổ theo điều kiện địa lý và khí hậu;

Các đặc tính nói trên của nguồn NLTT dẫn đến các vấn đề tương ứng trong quy hoạch, điều độ và vận hành hệ thống điện. Trong phạm vi của đề án, chỉ đề cập đến các vấn đề về kỹ thuật vận hành, bao gồm:

- Nghẽn mạch: Do các nguồn NLTT phân bố tập trung tại các khu vực có điều kiện thuận lợi về địa hình, khí hậu, chưa hẳn đã phù hợp với phân bố phụ tải nên công suất sinh ra thường được truyền tải đi xa. Trong khi đó, thời gian chuẩn bị đầu tư, xây dựng các công trình truyền tải (3-5 năm) thường lâu hơn các dự án NLTT (ĐMT trong khoảng 1-2 năm, ĐG trong khoảng 2-3 năm) nên đầu tư phát triển NLTT thường đi kèm với hiện tượng nghẽn mạch, có thể dẫn đến cắt giảm công suất phát của nhà máy tương ứng (curtailment).
- Điều chỉnh tần số: Biến động đột ngột của các nguồn NLTT (theo giây) và sai số trong công tác dự báo có thể ảnh hưởng tới tần số hệ thống điện. Tỷ lệ xâm nhập của nguồn NLTT càng cao thì lượng công suất dự phòng quay cần thiết để đảm bảo tần số hệ thống càng lớn.
- Tính linh hoạt của hệ thống điện: Sự biến động trong công suất nguồn NLTT (theo phút – giờ) yêu cầu các nguồn truyền thống phải có khả năng thay đổi linh hoạt hơn để cân bằng công suất nguồn tải. Cụ thể, khi công suất phát NLTT thay đổi ngược chiều với xu hướng tăng/giảm của phụ tải sẽ dẫn đến việc phụ tải dư thừa (bằng nhu cầu phụ tải trừ đi công suất NLTT) tăng, giảm nhanh hơn so với phụ tải ban đầu. Điều này yêu cầu thay đổi tương ứng trong khả năng điều chỉnh công suất của các nguồn truyền thống. Ngoài ra, trường hợp các nguồn điện gió hoặc mặt trời phát cao vào giờ thấp điểm, một số nguồn truyền thống có thể phải tắt hoặc vận hành ở mức công suất nhỏ nhất. Hơn nữa, tỷ trọng các nguồn NLTT tăng cao, trong khi các nguồn truyền thống giảm dần (hết tuổi thọ) có thể dẫn tới thiếu hụt phương tiện điều chỉnh công suất.
- Đảm bảo cung cấp điện: Khác với các nguồn điện truyền thống, nguồn NLTT có tính bất định cao nên khó đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện. Việc tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện sẽ dẫn tới nhiều khó khăn trong công tác bảo

dưỡng sửa chữa các nguồn điện, tăng thêm độ phức tạp cho việc lập chiến lược huy động thủy điện một cách tối ưu.

- Điều chỉnh điện áp: Khả năng điều chỉnh điện áp của các nguồn NLTT thường hạn chế hơn so với các nguồn truyền thống. Trong các chế độ nguồn NLTT phát cao vào thời điểm thấp điểm có thể dẫn tới việc thiếu hụt các công cụ điều khiển điện áp trên hệ thống. Ngoài ra, việc tích hợp các nguồn NLTT phân tán có thể dẫn tới quá áp trên lưới điện phân phối.
- Ôn định hệ thống điện: Các nguồn NLTT là nguồn không đồng bộ, nên không có đóng góp về quán tính quay cho hệ thống điện. Quán tính quay thấp dẫn tới đáp ứng tần số hệ thống điện trong các biến động lớn xấu đi, có thể không đảm bảo điều kiện vận hành. Ngoài ra, do nguồn NLTT sử dụng công nghệ điện tử công suất, nên có khả năng xảy ra hiện tượng sự cố bộ chính lưu (commutation failure) dẫn tới mất ổn định điện áp khi kết nối với lưới điện yếu (tỷ lệ dòng ngắn mạch SCR<3).
- Sóng hài: Do sử dụng các thiết bị điện tử công suất, các nguồn NLTT sinh ra sóng hài, có thể ảnh hưởng tới vận hành các thiết bị trong hệ thống điện.

10.9.2. Phương hướng, giải pháp để tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện Việt Nam

Tích hợp cao các nguồn NLTT yêu cầu cân nhắc cả về thiết kế, vận hành và quy hoạch lưới điện từ các góc nhìn kinh tế và kỹ thuật. Về mặt kỹ thuật, các nguồn NLTT đi kèm với các giải pháp tương ứng về số hóa lưới điện, tăng cường độ linh hoạt, quy định lưới truyền tải và phân phối (grid code), lưới điện thông minh.... Trong khi đó, dưới góc nhìn kinh tế, các khung pháp lý để điều tiết thị trường điện, kích thích các dịch vụ phụ trợ, khuyến khích các mô hình kinh doanh mới đóng vai trò quan trọng. Các giải pháp này cần được áp dụng kết hợp, phù hợp với tình hình và đặc trưng của hệ thống điện Việt Nam. Các hướng tiếp cận chính để tăng cường tích hợp nguồn NLTT vào hệ thống điện Việt Nam bao gồm:

a) Các quy định vận hành lưới điện (Grid code)

Các đặc tính khác biệt của nguồn NLTT với các nguồn điện truyền thống dẫn đến nhiều vấn đề trong việc vận hành, như điều chỉnh điện áp, tần số, ổn định... Do đó, tất yếu phải có những thay đổi tương ứng trong các quy định, quy trình vận hành lưới điện để đảm bảo khả năng vận hành và an ninh cung cấp điện. Hiện nay, Thông tư 30/2019 đã cập nhật một số yêu cầu về nguồn NLTT như khả năng bỏ qua điện áp thấp (low voltage ride through), khả năng điều chỉnh điện áp, sóng hài... Tuy nhiên, vẫn cần bổ sung thêm các quy định vận hành như: khả năng vận hành khi tần số thay đổi, khả năng hỗ trợ dòng điện sự cố, hỗ trợ tần số, ổn định góc quay, ổn định điện áp... cùng với các quy định về hệ thống bảo vệ, điều khiển, thông tin liên lạc đi kèm.

b) Thị trường điện

Tính bất định của các nguồn NLTT yêu cầu những thay đổi tương ứng trong cách thức vận hành thị trường điện. Thị trường điện cho hệ thống có tỷ trọng NLTT cao cần có chu kỳ điều độ và giao dịch giảm, trong khi phân chia giá biên vùng cần được thực

hiện chi tiết hơn. Hiện nay, Trung tâm điều độ quốc gia đã giảm chu kỳ điều độ và giao dịch từ 60 phút xuống còn 30 phút.

Với tỷ trọng nguồn NLTT cao, cần khuyến khích sự tham gia của các thành phần mới trong thị trường điện như pin tích năng, điều chỉnh nhu cầu phụ tải... Đồng thời, cần xây dựng cơ chế cho các dịch vụ phụ trợ, thị trường công suất để huy động tối đa và tối ưu hóa nguồn lực, tăng cường độ linh hoạt trong vận hành.

c) Độ linh hoạt trong hệ thống điện

Độ linh hoạt đóng vai trò thiết yếu trong việc tích hợp các nguồn NLTT. Để tăng cường độ linh hoạt, ngoài cách tiếp cận bằng cách thay đổi các nguồn điện truyền thống (hoán cải các NMNĐ than, tăng cường tỷ lệ nguồn LNG, thủy điện tích năng), nhiều giải pháp mới tiếp cận bằng cách áp dụng công nghệ mới như pin tích năng, điều chỉnh nhu cầu phụ tải...

d) Hạ tầng truyền tải

Tăng cường hạ tầng truyền tải là phương án trực tiếp để giải quyết vấn đề nghẽn mạch trên hệ thống điện. Việc xây dựng các đường dây siêu cao áp một chiều và xoay chiều để truyền tải các nguồn NLTT đã được thực hiện ở nhiều nước có tỷ trọng NLTT cao như Đức hay Trung Quốc. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng các nguồn NLTT có thời gian phát công suất cực đại thấp so với nguồn truyền thống, có thể dẫn tới hiệu quả đầu tư các công trình truyền tải không cao. Do đó, cần xem xét kỹ hiệu quả kinh tế khi đầu tư các công trình truyền tải NLTT, đồng thời cân nhắc thực hiện “cắt giảm công suất” NLTT một cách hợp lý để tối ưu hóa lợi ích của toàn xã hội. Hiện nay, nhiều đơn vị vận hành trên thế giới đang chuyển từ tư duy “phòng tránh cắt giảm công suất” sang “tối ưu hóa cắt giảm công suất” NLTT.

Ngoài giải quyết bài toán nghẽn mạch, tăng cường lưới truyền tải còn có tác dụng cải thiện các chỉ số trên lưới điện như tần số, điện áp, khả năng ổn định...

e) Khả năng dự báo

Tính chất biến đổi và bất định của các nguồn NLTT là một thách thức lớn đối với việc vận hành hệ thống điện. Do đó, việc dự báo chính xác và kịp thời sẽ có lợi ích rất lớn, ví dụ như: giảm yêu cầu về độ linh hoạt, dự phòng công suất; giảm đầu tư hạ tầng lưới điện, tăng khả năng hấp thụ nguồn NLTT. Để tăng cường độ chính xác, độ phân giải cho kết quả dự báo, cần xây dựng hệ thống dữ liệu quá khứ; dữ liệu bên ngoài (dự báo thời tiết) và sử dụng các mô hình dự báo tiên tiến (AI, máy học, điện toán đám mây).

f) Hạ tầng thông tin, truyền thông

Độ bất định tăng cao dẫn đến yêu cầu về khả năng quan sát và điều khiển của nhân viên điều độ vận hành cũng tăng tương ứng. Do đó, tích hợp cao các nguồn NLTT cần đồng hành với hệ thống thông tin và điều khiển tương ứng, để điều độ viên có thể nắm được tình trạng vận hành và có khả năng điều tiết khi cần thiết.

Hạ tầng lưới điện thông minh còn là cơ sở để áp dụng các công nghệ mới như IOT (internet of thing), trí tuệ nhân tạo AI và dữ liệu lớn, blockchain... để tăng cường thu thập thông tin, tăng khả năng điều khiển và tính linh hoạt của hệ thống điện.

g) Điều chỉnh nhu cầu phụ tải

Các chương trình điều chỉnh nhu cầu phụ tải có nhiều tiềm năng để tăng độ linh hoạt cho hệ thống điện và tăng khả năng hấp thụ NLTT. Bên cạnh đó, việc tăng cường sử dụng các loại xe điện và điện hóa các nhu cầu sử dụng năng lượng (đốt nóng, hydro) sẽ tăng cường ảnh hưởng của các chương trình điều chỉnh nhu cầu phụ tải tới lưới điện và khả năng tích hợp NLTT.

Ngoài ra, việc lắp đặt các nguồn phân tán và áp dụng các chương trình quản lý nhu cầu phụ tải khiến cho hệ thống lưới điện phân phối không chỉ đóng vai trò cung cấp điện đơn thuần, mà còn tham gia vào thị trường điện và các dịch vụ phụ trợ khác. Ngoài mô hình quản lý nhu cầu phụ tải dựa trên giá bán điện theo giờ, các mô hình khác như kết hợp các nguồn phân tán để đáp ứng dịch vụ lưới điện (mô hình Aggregator ở Vương quốc Anh), bán điện trực tiếp (peer-to-peer trading tại Hoa Kỳ, Hà Lan); sở hữu cộng đồng (community ownership tại Đan Mạch, Đức, Úc...) đang được áp dụng tại nhiều nước có tỷ trọng tích hợp NLTT cao.

h) Lưu trữ điện năng

Giá thành các loại pin tích năng ngày càng giảm, mở ra nhiều cơ hội để phát triển pin tích năng trong hệ thống điện. Với tiến bộ về khoa học kỹ thuật, pin tích năng giờ đây không chỉ san bằng đồ thị phụ tải mà còn có nhiều ứng dụng trong hệ thống điện có độ tích hợp NLTT cao như giảm nghẽn mạch, cung cấp dịch vụ phụ trợ, cung cấp công suất dự phòng. Lắp đặt pin tích năng là giải pháp cạnh tranh với nhiều giải pháp truyền thống như xây dựng thêm đường dây truyền tải, bổ sung thêm nhà máy vận hành phủ định.

Ở cấp điện áp phân phối, các thiết bị tích trữ năng lượng, cùng với Smart Grid và các chương trình điều chỉnh nhu cầu phụ tải sẽ giúp tăng độ linh hoạt và khả năng tích hợp các nguồn NLTT.

i) Liên kết giữa các hệ thống điện

Ý tưởng liên kết hệ thống điện các nước lân cận để tối ưu hóa tài nguyên, giảm dự phòng công suất thường xuyên đã được đề xuất nhiều lần. Ngày nay, với sự phát triển các nguồn NLTT thì các liên kết này còn có tác dụng tăng cường khả năng tích hợp NLTT và độ linh hoạt trong vận hành hệ thống điện. Đặc biệt, công nghệ HVDC và Back-to-Back mở ra nhiều cơ hội mới trong việc liên kết lưới điện không đồng bộ giữa các nước lân cận.

10.10. NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ TRUYỀN TẢI ĐIỆN MỘT CHIỀU TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

Đặc điểm phân bố nguồn tải của hệ thống điện Việt Nam dẫn đến nhu cầu truyền tải lớn trên hệ thống đường truyền tải xương sống 500 kV. Nhu cầu này dự kiến sẽ tiếp tục tăng trong các năm tiếp theo, cùng với sự tăng trưởng nhanh của trung tâm phụ tải phía Bắc và sự xuất hiện của các nguồn NLTT và LNG lớn ở miền Nam. Do vậy, việc tăng cường hạ tầng truyền tải là hết sức cần thiết để đảm bảo cung cấp điện cho miền Bắc và giải phóng công suất các nguồn điện phía Nam. Trong các giải pháp tăng cường

năng lực truyền tải, xây dựng các đường dây HVDC là một trong những giải pháp tiềm năng.

HVDC là một công nghệ đã được kiểm chứng là hiệu quả và tin cậy trong việc truyền tải điện ở khoảng cách xa. Với tổn thất công suất nhỏ, không chịu ảnh hưởng của các vấn đề ổn định, và khả năng kết nối không đồng bộ các hệ thống điện, công nghệ HVDC có nhiều tiềm năng để phát triển trong tương lai.

Bảng 10-15: Ưu nhược điểm của HVDC so với HVAC

Ưu điểm	Nhược điểm
<ul style="list-style-type: none"> - Khả năng liên kết không đồng bộ các hệ thống điện - Không phải bù CSPK với các đường dây cáp dài - Hiệu quả với công suất và khoảng cách truyền tải lớn - Điều khiển được hoàn toàn trào lưu công suất - Sự cố trên 1 hệ thống điện DC sẽ không gây ảnh hưởng đến hệ thống DC khác - Cáp DC rẻ hơn AC 	<ul style="list-style-type: none"> - Thay đổi cáp điện áp phức tạp hơn so với AC - Hệ thống chuyển đổi AC/DC phức tạp, đòi hỏi chi phí đầu tư và bảo trì cao - Xuất hiện thêm một số sự cố đặc biệt như sự cố đảo mạch

Hiện nay, có hai công nghệ HVDC đang được sử dụng rộng rãi là:

- Line-Commutated converters (LCC) dựa trên các thyristors
- Voltage source converters (VSC) dựa trên transistor

Trong đó, VSC là công nghệ mới, với nhiều ưu điểm về khả năng vận hành. Hiện nay, công nghệ LCC chủ yếu được sử dụng cho các dự án HVDC siêu cao áp (800 kV trở lên) truyền tải công suất lớn và các đường dây HVDC trên không. Các dự án HVDC còn lại đang được xây dựng tại Châu Âu đều sử dụng công nghệ VSC.

Bảng 10-16: So sánh công nghệ VSC và LCC

Công nghệ	LCC	VSC
Thiết bị điện tử	Thyristor	IGBT (transistor)
Máy biến áp	MBA HVDC riêng	MBA tiêu chuẩn
Sự cố đảo mạch	Có khả năng xảy ra khi lưới AC kết nối yếu. Có yêu cầu về công suất ngắn mạch tại điểm đấu nối	Không. Không có yêu cầu với lưới AC
Khởi động đen	Không	Có
Công suất phản kháng	Dạng bậc thang, dựa trên các bộ lọc đóng cắt	Thay đổi được, phụ thuộc vào công suất tác dụng
Công suất tác dụng nhỏ nhất	Khoảng 10% công suất định mức	0 MW
Tổn thất	0,6-0,7% mỗi converter	8-1,2% mỗi converter
Đảo chiều công suất	Thay đổi cực của điện áp DC	Thay đổi hướng của dòng điện DC
Dây cáp	Dây cáp thám (giấy thám dầu cách điện)	Cáp XLPE thông thường
Nhiều điểm đấu nối (lưới DC)	Có thể nhưng rất phức tạp	Có thể
Khả năng vận hành với lưới yếu	Cần một lưới liên kết mạnh để giữ điện áp.	Có khả năng vận hành với lưới AC liên kết yếu

Khả năng ứng dụng công nghệ HVDC cho lưới điện truyền tải ở Việt Nam đã được xét đến trong báo cáo Analysis of HVDC for Vietnam - High Voltage Direct

Current analysis for PDP8 hợp tác giữa Viện Năng lượng và Cơ quan năng lượng Đan Mạch DEA[20]. Theo đó, trong trường hợp Việt Nam phát triển công nghệ HVDC, thì với các tuyến truyền tải Nam Trung Bộ ra Bắc và Tây Nguyên – Đông Nam Bộ, phương án truyền tải sử dụng HVDC có ưu thế hơn phương án HVAC về chi phí hiện tại hóa.

Mục 10.4.2 cũng đã thực hiện so sánh lựa chọn giữa hai phương án HVDC và HVAC cho hai hướng truyền tải nói trên và Tây Nam Bộ - Đông Nam Bộ. Kết quả cho thấy để đáp ứng kịch bản phát triển nguồn trong đó phát triển cao NLTT và yêu cầu truyền tải tăng cường từ Tây Nguyên & Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ, dự kiến cần xây dựng thêm 01 tuyến truyền tải như sau:

Truyền tải Nam Trung Bộ - Bắc Bộ: sử dụng điện áp HVAC 500 kV, chiều dài khoảng 1200 km.

Thời điểm xuất hiện và phân kỳ đầu tư:

- + Giai đoạn 2031 - 2035: Xây dựng khoảng 800 km đường dây 500 kV mạch kép. Điểm bắt đầu là TBA 500 kV Bình Định, điểm kết thúc tại TBA 500 kV Quảng Trạch.
- + Giai đoạn 2036 – 2045: Xem xét tăng cường khả năng truyền tải giữa khu vực Bắc Trung Bộ và Bắc Bộ với chiều dài truyền tải khoảng 400 km.

Lý do lựa chọn phương án HVAC 500 kV là do yêu cầu nâng cấp dung lượng truyền tải không quá lớn chỉ khoảng 2 GW (theo kịch bản nguồn chọn), hệ thống HVAC sẽ có độ linh hoạt vận hành cao hơn.

Tuy nhiên, trong trường hợp các nguồn NLTT, nguồn điện LNG khu vực miền Nam phát triển nhanh hơn so với kịch bản chọn, vẫn cần cân nhắc khả năng áp dụng công nghệ truyền tải một chiều để tăng cường năng lực truyền tải của hệ thống điện và tăng tính linh hoạt cho việc vận hành hệ thống.

Tại các liên kết khác với khoảng cách truyền tải không lớn (dưới 400 km), phương án truyền tải bằng hệ thống xoay chiều HVAC 500 kV vẫn có ưu thế vượt trội về vốn đầu tư, đồng thời khả năng tải cũng không thua kém nhiều so với ĐZ một chiều HVDC 525 kV. Việc xây dựng các ĐZ truyền tải xoay chiều 500 kV như QHD 7 DC đã được phê duyệt vẫn phát huy tác dụng tốt trong truyền tải liên kết các khu vực.

Công nghệ HVDC là một công nghệ mới tại Việt Nam, cần nhiều thời gian để nghiên cứu phát triển, xây dựng hệ thống tiêu chí và các quy định chuyên ngành. Do đó, việc quyết định sử dụng công nghệ HVDC cần được đưa ra trong một lộ trình phát triển ổn định đối với việc theo đuổi các mục tiêu phát triển NLTT của chính phủ và sự kiên định trong chiến lược phát triển nguồn điện. Cần tránh bài học thay đổi chính sách đột ngột đối với công nghệ mới như chính sách phát triển công nghệ điện hạt nhân tại Việt Nam trong thời gian qua, dẫn tới lãng phí nguồn lực đào tạo - nghiên cứu - phát triển trong nhiều năm. Các khía cạnh chuyên sâu về kỹ thuật cũng cần được nghiên cứu thêm như: ảnh hưởng của hệ thống HVDC đến ổn định HTĐ, dòng điện ngắn mạch, điện áp, độ tin cậy cung cấp điện trong các nghiên cứu riêng.

10.11. XÁC ĐỊNH KHỐI LƯỢNG LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI, CẦN XÂY DỰNG VÀO CÁC NĂM MỐC CỦA GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH

Tổng hợp khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải giai đoạn từ 2021-2045 trên toàn quốc trình bày trong bảng sau:

Bảng 10-17: Khối lượng lưới điện truyền tải cần xây dựng theo từng giai đoạn

STT	Loại Công trình	Đơn vị	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2045
A	TBA 500kV	MVA				
1	Miền Bắc	MVA	16650	16800	16200	26100
2	Miền Trung	MVA	19350	4200	7800	20100
3	Miền Nam	MVA	21300	18000	14700	15300
B	ĐZ 500kV	km				
1	Miền Bắc	km	3158	3160	1475	891
2	Miền Trung	km	2706	828	1899	273
3	Miền Nam	km	1641	2721	991	562
C	TBA 220kV	MVA				
1	Miền Bắc	MVA	23812	18563	19125	32375
2	Miền Trung	MVA	7875	6750	6125	13500
3	Miền Nam	MVA	26061	14375	15875	18875
D	ĐZ 220kV	km				
1	Miền Bắc	km	6985	2241	1333	737
2	Miền Trung	km	4795	1078	175	321
3	Miền Nam	km	5356	2235	946	1050

10.12. XÂY DỰNG DANH MỤC DỰ ÁN QUAN TRỌNG QUỐC GIA, DỰ ÁN ƯU TIÊN ĐẦU TƯ CỦA NGÀNH ĐIỆN LỰC VÀ THỨ ƯU TIÊN THỰC HIỆN

Đặc thù của công tác đầu tư, xây dựng các công trình lưới điện truyền tải là chi phí đầu tư lớn, thời gian thực hiện có thể kéo dài (trung bình 3-5 năm), chịu ảnh hưởng của nhiều yếu tố bất định (tiến độ triển khai nguồn điện, tăng trưởng phụ tải...). Do đó, việc xác định các dự án ưu tiên đầu tư đóng vai trò hết sức quan trọng trong việc phân bổ nguồn lực hiệu quả mà vẫn đảm bảo cung cấp điện.

Việc xác định các dự án ưu tiên đầu tư cần phải cân nhắc những tiêu chí sau đây:

- Vai trò và ảnh hưởng: Các dự án có vai trò quan trọng trong việc đảm bảo cung cấp điện và giải phóng công suất nguồn cần được ưu tiên đầu tư trước. Mức độ quan trọng của các công trình có thể được chia thành một số cấp độ như sau:
 - + Các công trình ảnh hưởng đến đảm bảo cung cấp điện cho cả miền hoặc khu vực lớn, các công trình đảm bảo giải phóng công suất cho nguồn điện quan trọng quốc gia (xem thêm chương 9) như các đường dây 500kV truyền tải liên miền, TBA 500kV cấp điện cho phụ tải, ĐZ 500kV đấu nối các nguồn điện quan trọng.
 - + Các công trình ảnh hưởng đến cung cấp điện của tỉnh, địa phương, các công trình đảm bảo giải phóng công suất và đấu nối nguồn điện ít quan trọng hơn. Hầu hết các công trình TBA và ĐZ 220kV có thể phân loại vào mức độ này.

- + Các công trình giúp cải thiện chỉ tiêu kỹ thuật (điện áp, N-1, N-2) cho lưới điện địa phương trong một số chế độ vận hành cực đoan.
- Tính cấp thiết: Các dự án cần đầu tư, xây dựng trong thời gian ngắn, có yêu cầu về tiến độ, hoặc các công trình cấp bách, giải quyết vấn đề kỹ thuật đang tồn tại trên lưới (nghẽn mạch các nguồn NLTT, đảm bảo N-1 khu vực TP Hà Nội, TP Hồ Chí Minh) sẽ có độ ưu tiên cao hơn. Các công trình sử dụng công nghệ mới, chưa áp dụng tại Việt Nam như HVDC, cáp ngầm siêu cao áp cũng cần có nhiều thời gian hơn để nghiên cứu triển khai.
- Các yếu tố bất định: Các yếu tố bất định cũng cần được đánh giá thường xuyên để xem xét mức độ ưu tiên đầu tư của công trình lưới truyền tải. Một số yếu tố chính có thể kể đến như: Tiến độ triển khai các dự án nguồn điện, tốc độ tăng trưởng của phụ tải, khó khăn vướng mắc trong triển khai xây dựng, các thay đổi lớn về kinh tế - xã hội của địa phương, vùng miền, quốc gia, quốc tế ảnh hưởng đến nhu cầu và phân bố phụ tải...

Dựa trên tiêu chí đánh giá trên, sơ bộ xác định các dự án quan trọng cấp quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư của ngành điện lực như sau:

Các dự án quan trọng cấp quốc gia:

- ĐZ 500kV truyền tải liên miền;
- ĐZ 500kV đấu nối nguồn quan trọng, ĐZ 500kV liên kết với lưới điện khu vực;
- TBA 500kV cấp điện cho phụ tải và ĐZ đấu nối;

Các dự án ưu tiên đầu tư ngành điện lực:

- ĐZ 220kV đấu nối nguồn và giải phóng công suất các nguồn điện ưu tiên đầu tư của ngành điện lực;
- ĐZ 220kV liên kết vùng, khu vực;
- TBA 220kV cấp điện cho phụ tải và ĐZ đấu nối;
- ĐZ 220kV và TBA 220kV đảm bảo vận hành (N-1, N-2...)

Để tạo điều kiện cho việc huy động các nguồn lực, các công trình đấu nối, đồng bộ triển khai giữa nguồn và lưới điện, các dự án đấu nối, gom công suất NLTT cần được khuyến khích xã hội hóa. Tiến độ triển khai các công trình này phù hợp với tốc độ phát triển các nguồn điện tương ứng.

Đánh giá mức độ ưu tiên của các công trình truyền tải cần được thực hiện, rà soát liên tục theo chu kỳ 1-2 năm để phân bổ hợp lý nguồn lực, đảm bảo thực hiện kịp thời và đầy đủ các công trình lưới điện, đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế. Trong Quy hoạch điện 8, xếp hạng thứ tự chỉ mang tính định hướng, tạo nền tảng để huy động nguồn lực của xã hội để phát triển điện lực.

Chi tiết danh mục cụ thể các công trình đường dây và trạm biến áp truyền tải được trình bày trong phần Phụ lục chương 10.

CHƯƠNG 11. LIÊN KẾT LƯỚI ĐIỆN KHU VỰC

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

1. Về khả năng nhập khẩu điện của Việt Nam

Việt Nam có khả năng nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào vì đây là những nước đang dư thừa nguồn điện (đặc biệt là nguồn thủy điện) và có kế hoạch xuất khẩu điện sang các nước láng giềng.

Đối với mua điện Trung Quốc, hiện tại nước ta đang mua điện ở phía Bắc thông qua 2 đường dây 220kV phía Lào Cai và phía Hà Giang bằng hình thức tách lưới. Tổng công suất mua điện hiện tại khoảng 700MW, điện năng khoảng 2-3 tỷ kWh/năm. Hiện Chính phủ đã chấp thuận việc xúc tiến nhập khẩu thêm từ Trung Quốc thông qua đường dây truyền tải 220kV và trạm Back to Back, dự kiến vào vận hành năm 2023-2024. Khi đó, tổng công suất nhập khẩu sẽ đạt khoảng 2GW và điện năng khoảng 9 tỷ kWh/năm. Tiềm năng nhập khẩu từ phía Trung Quốc sau năm 2025 vẫn còn lớn. Trong khi miền Bắc không có nhiều tiềm năng điện gió, mặt trời, vị trí xây dựng nhà máy nhiệt điện hạn chế, việc nhập khẩu thêm từ phía Trung Quốc và Lào về Bắc Bộ là rất cần thiết. Do đó, cần tiếp tục xem xét mở rộng nhập khẩu bằng đường dây 1 chiều 500kV để có thể nhập khẩu thêm 3000MW từ Trung Quốc như các nghiên cứu trước đây đã thực hiện

Đối với nhập khẩu Lào, theo biên bản ghi nhớ giữa 2 chính phủ Việt Nam và Lào năm 2016, Việt Nam có thể nhập khẩu nguồn điện từ Lào với quy mô khoảng 3000MW năm 2025 và 5000MW năm 2030. Theo đó hiện nay đã có khá nhiều các dự án nằm dọc biên giới Việt Nam - Lào xúc tiến nghiên cứu bán điện về Việt Nam với tổng quy mô cũng đã lên đến 5-7GW. Các dự án điện tại Lào dự kiến nhập khẩu về Việt Nam trong giai đoạn đến năm 2030 hiện đều được nghiên cứu theo phương thức đấu trực tiếp vào lưới điện Việt Nam, được coi như nguồn điện của Việt Nam trong vận hành. Do đó cần nghiên cứu kỹ về giá mua điện, khả năng truyền tải của hệ thống, khả năng hấp thu nguồn năng lượng tái tạo và chi phí linh hoạt của hệ thống để tích hợp nguồn điện NLTT biến đổi. Xem xét ưu tiên nhập khẩu nguồn điện có khả năng điều tiết như thủy điện có hồ chứa, hạn chế nguồn điện biến đổi vì sẽ làm tăng gánh nặng về chi phí linh hoạt của hệ thống Việt Nam. Đặc biệt các dự án điện gió và mặt trời của Lào dự kiến đấu nối về Tây Nguyên và Trung Trung Bộ cần được xem xét kỹ vì vừa làm tăng gánh nặng lên lưới truyền tải ra Bắc Bộ, vừa làm tăng chi phí linh hoạt của hệ thống Việt Nam.

Trong giai đoạn tới, xem xét nghiên cứu xây dựng liên kết 500kV thông qua trạm Back to Back đặt tại biên giới Thanh Hóa với Lào để kết nối lưới 500kV Bắc Lào và mua điện từ các nhà máy khu vực Bắc Lào về khu vực Bắc Bộ của Việt Nam. Các NMĐ ở Trung Lào, Nam Lào dự kiến bán sang Việt Nam sẽ kết nối với lưới 500kV của Lào

và truyền tải ra Bắc Lào để bán điện cho khu vực Bắc Bộ của Việt Nam, do khả năng truyền tải trên lưới điện Việt Nam từ miền Trung Việt Nam ra miền Bắc Việt Nam đã đạt giới hạn.

2. Về khả năng xuất khẩu điện

Việt Nam hiện đang xuất khẩu điện cho Campuchia khoảng 250MW thông qua đường dây mạch kép truyền tải 220kV Châu Đốc -Tà Keo dài 77km. Các nước Campuchia, Thái Lan và Myanmar trong giai đoạn tới đều có nhu cầu nhập khẩu từ các nước láng giềng. Mặc dù các nước này đều có tiềm năng xây dựng nguồn điện, nhưng các đánh giá của họ về phát triển nguồn điện trong nước được coi là có chi phí cao hơn so với việc nhập khẩu từ các nước láng giềng. Vì vậy trong tương lai, nếu có khả năng dư thừa nguồn điện, Việt Nam có thể xem xét xuất khẩu điện cho Campuchia, Thái Lan và Myanmar.

3. Về khả năng kết nối lưới điện liên quốc gia

Trong giai đoạn sau 2030, cần xem xét xây dựng hệ thống lưới điện kết nối hệ thống điện các nước trong khu vực GMS. Khi đó các đường dây truyền tải 1 chiều (HVDC) hoặc trạm Back to Back sẽ được sử dụng để kết nối giữa các hệ thống. Các liên kết Bắc Bộ với Trung Quốc và Lào sẽ có xu hướng truyền tải chính là mua điện về Bắc Bộ. Phía miền Trung và miền Nam sẽ nghiên cứu xây dựng các liên kết sang Lào, Thái Lan, Campuchia và Myanmar để bán điện từ miền Trung và miền Nam khi dư thừa nguồn gió, mặt trời, gồm:

- Liên kết miền Trung Việt Nam – Lào – Thái Lan - Myanmar
- Liên kết miền Nam Việt Nam – Campuchia – Thái Lan - Myanmar

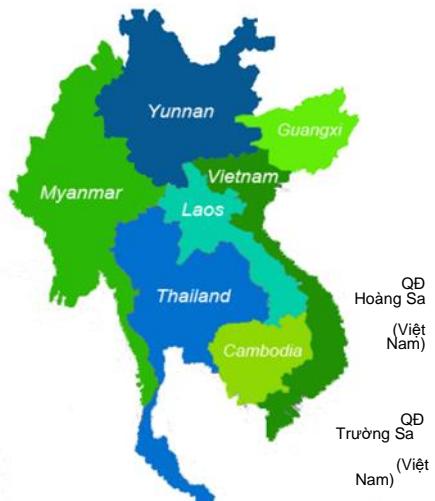
Ngoài ra sẽ tiếp tục nghiên cứu điều chỉnh và phối hợp xây dựng các liên kết lưới điện giữa các nước ASEAN trong tình hình mới. Việc xem xét xây dựng hệ thống liên kết lưới điện khu vực GMS là cần thiết để tăng cường khả năng tích hợp năng lượng tái tạo và đạt được đầy đủ các lợi ích của kết nối.

11.1. ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG XUẤT, NHẬP KHẨU ĐIỆN NĂNG CỦA CÁC NƯỚC TRONG KHU VỰC

Các nước nằm trong tiểu vùng sông Mê Kong mở rộng (GMS) gồm: Việt Nam, Campuchia, Lào, Thái Lan, Myanma và các tỉnh Vân Nam, Quảng Tây của Trung Quốc. Đây là những quốc gia và vùng lãnh thổ có thể xem xét kết nối lưới điện với Việt Nam. Trong phần này đề án sẽ đánh giá khả năng xuất và nhập khẩu điện của các quốc gia đề cập ở trên

a) Hệ thống điện Nam Trung Quốc (CSG)

CSG được ủy quyền bởi Cơ quan năng lượng quốc gia Trung Quốc (NEA) để thực hiện hợp tác về điện lực trong khối GMS.



Tổng công suất đặt của hệ thống Nam Trung Quốc năm 2018 là 306GW, trong đó nhiệt điện chiếm 47%, điện hạt nhân 5%, thủy điện 36%, gió 6%, PV 2%, TĐTN 2%, khác 2%. Các nhà máy thủy điện phần lớn nằm ở phía Tây của hệ thống (tỉnh Vân Nam (Yunnan), và Quý Châu (Guizhou)) được truyền tải cấp điện cho tỉnh Quảng Đông với khoảng cách 1000-2000km. Lưới điện truyền tải từ Tây sang Đông của CSG là hệ thống vận hành phối hợp AC/DC 800kV, quy mô truyền tải 47,5GW, gồm 8 đường dây AC và 10 đường DC.

Căn cứ theo nghiên cứu của Nhóm nghiên cứu Năng lượng Trung Quốc, phòng thí nghiệm Quốc gia Lawrence Berkeley (Hoa Kỳ) năm 2016, Trung Quốc sẽ dư thừa khối lượng lớn nguồn điện trong giai đoạn 2016-2025. Trong giai đoạn trước 2015, nhu cầu điện của Trung Quốc giảm thấp so với dự báo (chỉ tăng 0,5% năm 2015), nhưng việc xây dựng và cho phép xây dựng nhà máy điện vẫn tiếp tục với tốc độ nhanh. Có nhiều yếu tố có thể góp phần vào việc xây dựng quá mức các nhà máy điện than ở Trung Quốc như: (i) giá than giảm và sự chậm trễ trong việc giảm giá điện bán buôn; (ii) kỳ vọng quá lạc quan cho tăng trưởng nhu cầu kinh tế và điện; và (iii) chính quyền địa phương ưu tiên đầu tư, tạo ra việc làm và doanh thu thuế.

Bảng 11.1: Dự báo nhu cầu điện của Trung Quốc giai đoạn 2015-2025

Vùng	Nhu cầu điện năng (TWh)			Nhu cầu công suất (GW)		
	2014	2020	2025	2014	2020	2025
Miền Trung	1091	1204	1285	155	180	202
Miền Đông	1381	1536	1634	229	268	300
Miền Bắc	1311	1369	1410	193	212	230
Miền Đông Bắc	397	403	411	54	58	62

Vùng	Nhu cầu điện năng (TWh)			Nhu cầu công suất (GW)		
	2014	2020	2025	2014	2020	2025
Miền Tây Bắc	520	565	592	64	73	81
Miền Nam	932	1021	1076	134	154	171
Toàn quốc	5632	6098	6409	828	944	1045

Nguồn: Excess Capacity in China's Power Systems: A Regional Analysis, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2016

Bảng 11.2: Dự báo quy mô nguồn điện phát triển của Trung Quốc đến 2025 – Đơn vị: GW

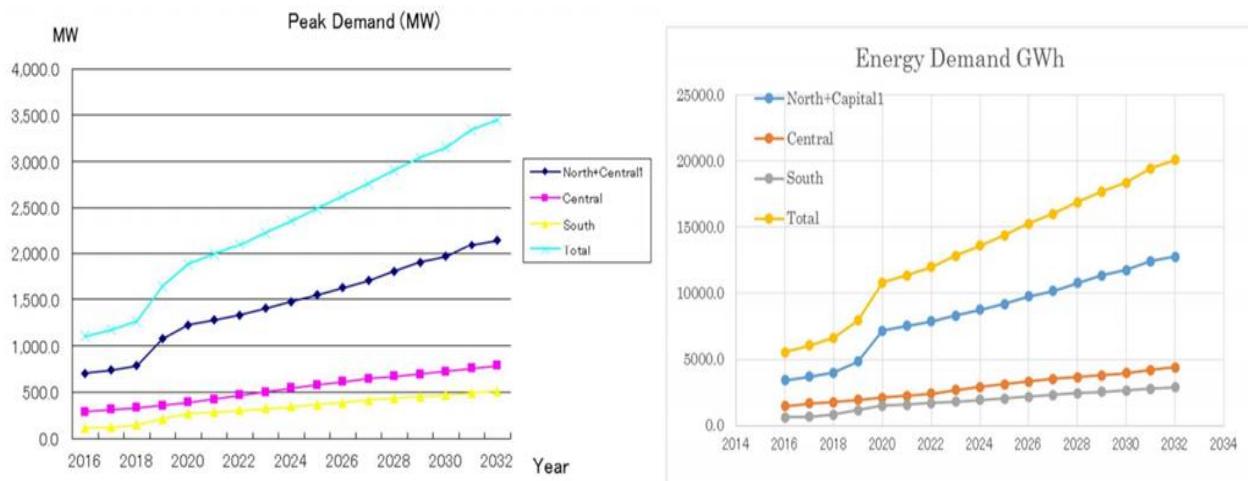
TT	Vùng	Thủy điện	Nhiệt điện	Điện hạt nhân	Gió	Mặt trời	Khác
1	Năm 2020						
	Miền Trung	179.1	160.5	0	5.5	2.4	0
	Miền Đông	37.1	232.7	31.4	13.5	14.7	0
	Miền Bắc	11.2	252.3	0	70.6	17.9	0.1
	Miền Đông Bắc	10.6	91.4	5.8	46.5	2	0
	Miền Tây Bắc	39	101.6	0	48	59.1	0
	Miền Nam	143	143.8	20.8	15.9	4	0
	Toàn quốc	420	982.3	58	200	100	0.2
2	Năm 2025						
	Miền Trung	179.1	160.5	0	6.6	3.6	0
	Miền Đông	37.1	232.7	31.4	16.2	22	0
	Miền Bắc	11.2	252.3	0	84.7	26.9	0.1
	Miền Đông Bắc	10.6	91.4	5.8	55.9	3	0
	Miền Tây Bắc	39	101.6	0	57.6	88.6	0
	Miền Nam	143	143.8	20.8	19.1	5.9	0
	Toàn quốc	420	982.3	58	240	150	0.2

Nguồn: Excess Capacity in China's Power Systems: A Regional Analysis, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2016

Theo đó tỷ lệ dự phòng nguồn điện của Trung Quốc đến năm 2025 vẫn còn rất lớn, tổng công suất nguồn nhiệt điện cũng gần tương đương với nhu cầu phụ tải năm 2020. Với quy mô nguồn điện dự kiến và phụ tải dự báo trên, khu vực Nam Trung Quốc có nhiều tiềm năng xuất khẩu điện sang Việt Nam mà không phụ thuộc theo mùa.

b) Hệ thống điện Lào

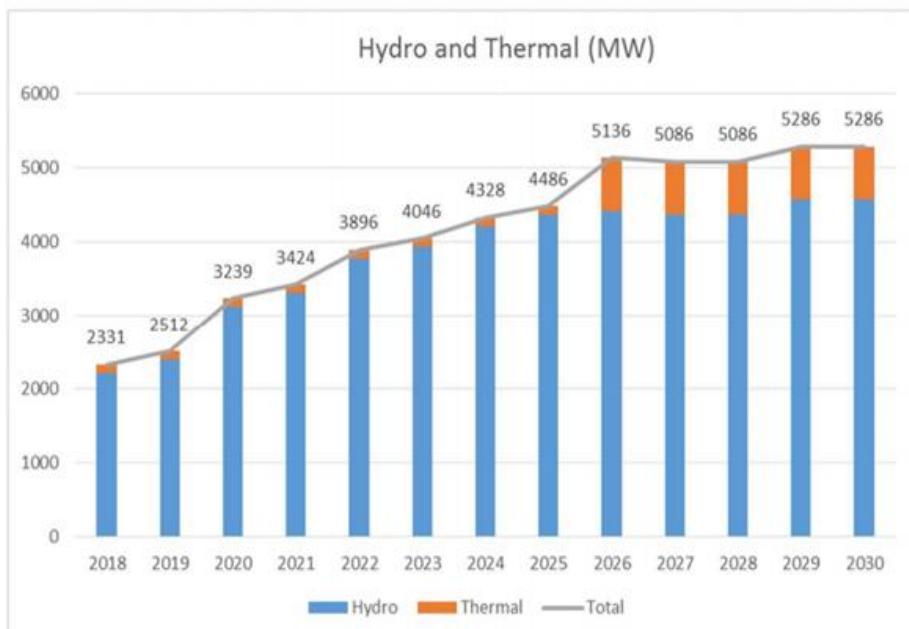
Năm 2019, công suất cực đại hệ thống điện Lào khoảng 1650MW và điện năng tiêu thụ khoảng 8TWh. Dự báo đến năm 2030, Pmax sẽ đạt khoảng 3152MW và điện năng tiêu thụ khoảng 18,4TWh



Hình 11.1: Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện của Lào đến 2030

Nguồn: The Study on Power Network System Master Plan in Lao PDR, JICA, tháng 2/2020

Tổng quy mô nguồn điện của Lào để cung cấp điện cho hệ thống điện nội địa (không tính các nhà máy xuất khẩu điện) năm 2019 là khoảng 2,5GW, trong đó chủ yếu là nguồn thủy điện (hơn 96%), phần lớn tập trung ở phía Bắc và Bắc Trung Bộ của Lào. Vào tháng 4 năm 2019, Tập đoàn điện lực Lào (EDL) đã đệ trình kế hoạch phát triển nguồn điện cho nhu cầu trong nước đến năm 2030 cho Bộ Năng Lượng và Mỏ Lào, trong đó rất nhiều dự án đã phải hoãn xây dựng trong giai đoạn đến 2030 để tránh dư thừa quá mức. Dự kiến đến năm 2030, tổng công suất nguồn điện cấp cho hệ thống điện trong nước khoảng 6GW, phân bố ở khu vực Bắc và Bắc Trung Bộ là 75%, 9% ở miền Trung và 16% ở miền Nam. Quy mô này thấp hơn rất nhiều so với kế hoạch năm 2016 (14GW cho xuất khẩu và 17GW sử dụng trong nước). Có kế hoạch xây dựng nguồn điện không lò trước đó là do Chính phủ Lào đã không quản lý dựa trên cung và cầu tổng thể khi cấp giấy phép cho các nhà máy điện và để từng công ty phát điện lập kế hoạch riêng.



Hình 11.2: Quy mô nguồn điện cấp cho HTĐ nội địa của Lào giai đoạn đến 2030 theo tính toán của JICA, tháng 2/2020.

Cũng căn cứ theo tài liệu “The Study on Power Network System Master Plan in Lao PDR” của JICA tháng 2/2020, hiện tại và trong vài năm tới, quy mô nguồn điện hiện có và đang xây dựng của Lào cấp cho nhu cầu nội địa (không tính những nhà máy xuất khẩu) vượt xa nhu cầu phụ tải trong nước. Ngay cả khi nhu cầu cao điểm trong mùa khô, nguồn điện phát ra cũng không thể sử dụng được. Một phần điện năng dư thừa có thể được xuất khẩu thông qua kết nối 115 kV hiện có với Thái Lan, nhưng có những hạn chế do khả năng truyền tải điện và những hạn chế trong việc chấp nhận của phía Thái Lan. Nguồn điện năng từ các nhà máy thủy điện không được sử dụng hết và điều này đang siết chặt nguồn tài chính của EDL do đã ký thỏa thuận take or pay với các IPP. Do đó EDL cần nhanh chóng chuyển đổi lượng điện dư thừa từ các nhà máy điện hiện có và đang xây dựng sang xuất khẩu cho các nước láng giềng theo vị trí của họ, và để kịp thời cải thiện tình hình tài chính của EDL.

Cụ thể, trong số các nhà máy điện hiện có, đang xây dựng kết nối với lưới điện Lào, Lào có thể chuyển đổi các nhà máy điện gần nước láng giềng để xuất khẩu như sau:

Bảng 11.3: Các nguồn điện hiện có và đang xây dựng của Lào dự kiến sẽ chuyển đổi bán điện sang các nước láng giềng

Tỉnh	Dự án	Công suất (MW)	Loại nguồn	Tiến độ	Dự kiến bán cho
Borkeo	Nam Tha 1	168	TĐ hồ chứa	Đang xây dựng	Myanmar
Luangnamtha	Nam Long	5	TĐ dòng chảy	Hiện có	Myanmar
Luangnamtha	Nam Long 2	13.1	TĐ dòng chảy	Đang xây dựng	Myanmar

Tỉnh	Dự án	Công suất (MW)	Loại nguồn	Tiến độ	Dự kiến bán cho
Phongsaly	Nam Ou 5	240	TĐ hồ chứa	Hiện có	Việt Nam
Phongsaly	Nam Ou 6	180	TĐ hồ chứa	Hiện có	Việt Nam
Phongsaly	Nam Ou 7	210	TĐ hồ chứa	Đang xây dựng	Việt Nam
Phongsaly	Nam Ou 4	132	TĐ hồ chứa	Đang xây dựng	Việt Nam
Luangprabang	Nam Ou 3	210	TĐ dòng chảy	Đang xây dựng	Việt Nam
Attapeu	Nam Kong 2	66	TĐ hồ chứa	Hiện có	Việt Nam
Champasak	MK.Donsahong	260	TĐ dòng chảy	Đang xây dựng	Campuchia

Nguồn: The Study on Power Network System Master Plan in Lao PDR, JICA, tháng 2/2020

Các nhà máy điện chuyển đổi sang xuất khẩu đều lựa chọn là các nhà máy điện nằm gần biên giới với các nước láng giềng, xa các trung tâm phụ tải như Viêng Chăn. Lượng điện năng từ các nhà máy điện hiện có và đang xây dựng sẽ vượt quá nhu cầu cho đến năm 2027 ngay cả trong mùa khô của tháng 3.

Tổng hợp các dự án dự kiến xuất khẩu trong giai đoạn đến năm 2030 của Lào như sau:

Bảng 11.4: Tổng hợp các dự án điện xuất khẩu trong giai đoạn đến 2030 của Lào

TT	Tên nhà máy	Tỉnh	Miền	Loại nguồn	CS (MW)	COD	Hiện trạng	Nước xuất khẩu
1	Nam Tha 1	Borkeo	Bắc Lào	TĐ hồ chứa	168	2018	Đang xây dựng	Myanmar
2	Nam Pha	Luangnamtha	Bắc Lào	TĐ hồ chứa	180	2022	CA	Myanmar
3	MK.Pakbeng (d)	Oudomxay	Bắc Lào	TĐ dòng chảy	114	2022	PDA	Myanmar
4	NĐ than Hongsa (T)(e)	Xayaboury	Bắc Lào	Nhiệt điện than	1778	2015	Hiện có	Thái Lan
5	MK.Xayaboury (e)	Xayaboury	Bắc Lào	TĐ dòng chảy	1225	2019	Đang xây dựng	Thái Lan
6	MK.Pakbeng (e)	Oudomxay	Bắc Lào	TĐ dòng chảy	798	2022	PDA	Thái Lan
7	MK.PakLay	Xayaboury	Bắc Lào	TĐ dòng chảy	770	2025	MOU	Thái Lan
8	Nam Ou 5	Phongsaly	Bắc Lào	TĐ hồ chứa	240	2016	Hiện có	Việt Nam
9	Nam Ou 6	Phongsaly	Bắc Lào	TĐ hồ chứa	180	2016	Hiện có	Việt Nam
10	Nam Ou 3	Luongprabang	Bắc Lào	TĐ dòng chảy	210	2020	Đang xây dựng	Việt Nam
11	Nam Ou 4	Phongsaly	Bắc Lào	TĐ hồ chứa	131	2020	Đang xây dựng	Việt Nam
12	Nam Ou 7	Phongsaly	Bắc Lào	TĐ hồ chứa	210	2020	Đang xây dựng	Việt Nam
13	Nam Xam 3	Houaphanh	Bắc Lào	TĐ hồ chứa	156	2020	Đang xây dựng	Việt Nam
14	Nam Xam 1	Houaphanh	Bắc Lào	TĐ hồ chứa	75	2020	PDA	Việt Nam
15	MK.Luongprabang (e)	Luongprabang	Bắc Trung	TĐ dòng chảy	1000	2025	MOU	Việt Nam
16	Nam Ngum 2	Saysomboun	Bắc Trung	TĐ hồ chứa	615	2010	Hiện có	Thái Lan
17	Nam Ngum 3	Saysomboun	Bắc Trung	TĐ hồ chứa	480	2020	Đang xây dựng	Thái Lan
18	Nam Mo 2	Xiengkhuang	Bắc Trung	TĐ hồ chứa	120	2022	Đang xây dựng	Việt Nam

TT	Tên nhà máy	Tỉnh	Miền	Loại nguồn	CS (MW)	COD	Hiện trạng	Nước xuất khẩu
19	NĐ than Xiengkhuang (T)	Xiengkhuang	Bắc Trung	Nhiệt điện than	220	2022	PPA	Việt Nam
20	Nam Mo 1 (Nam Kan)	Xiengkhuang	Bắc Trung	TĐ hồ chứa	60	2023	FS	Việt Nam
21	Nam Ngiep (off take)	Borikhamxai	Bắc Trung	TĐ hồ chứa	294	2019	Đang xây dựng	Thái Lan
22	Nam Theun 1 (e)	Borikhamxai	Bắc Trung	TĐ hồ chứa	520	2022	Đang xây dựng	Thái Lan
23	Theun-Hinboun(e)	Khammouan	Trung Lào	TĐ hồ chứa	440	1998	Hiện có	Thái Lan
24	Nam Theun 2 (e)	Khammouan	Trung Lào	TĐ hồ chứa	1000	2009	Hiện có	Thái Lan
25	MK.Donsahong (e)	Champasak	Nam Lào	TĐ dòng chảy	195	2019	Đang xây dựng	Campuchia
26	Houay Ho (e)	Attapeu	Nam Lào	TĐ hồ chứa	150	1999	Hiện có	Thái Lan
27	Xepien-Xenamnoy (e)	Champasak	Nam Lào	TĐ hồ chứa	370	2019	Đang xây dựng	Thái Lan
28	Sekong 5	Sekong	Nam Lào	TĐ hồ chứa	330	2022	FS	Thái Lan
29	Xekong 4A	Sekong	Nam Lào	TĐ hồ chứa	175	2022	MOU	Thái Lan
30	Xekong 4B	Sekong	Nam Lào	TĐ hồ chứa	165	2022	MOU	Thái Lan
31	MK.Phu Ngoy (Ladseua)	Champasak	Nam Lào	TĐ dòng chảy	686	2028	FS	Thái Lan
32	Xekaman 3 (d)+(e)	Sekong	Nam Lào	TĐ hồ chứa	250	2013	Hiện có	Việt Nam
33	Nam Kong 2	Attapeu	Nam Lào	TĐ hồ chứa	66	2017	Hiện có	Việt Nam
34	Xekaman 1 (d)+(e)	Attapeu	Nam Lào	TĐ hồ chứa	290	2017	Hiện có	Việt Nam
35	Xekaman - Xanxai	Attapeu	Nam Lào	TĐ hồ chứa	32	2017	Hiện có	Việt Nam
36	NĐ than Kalum	Sekong	Nam Lào	Nhiệt điện than	900	2021	FS	Việt Nam
37	Sekong Wind	Sekong	Nam Lào	Điện gió	600	2020	PDA	Việt Nam
38	Nam Kong 1	Attapeu	Nam Lào	TĐ hồ chứa	160	2021	Đang xây dựng	Việt Nam
39	Nam Kong 3	Attapeu	Nam Lào	TĐ hồ chứa	45	2021	Đang xây dựng	Việt Nam
40	Nam Ngorn 1	Sekong	Nam Lào	TĐ hồ chứa	45	2021	FS	Việt Nam
41	Nam Ngorn 2	Sekong	Nam Lào	TĐ hồ chứa	35	2021	FS	Việt Nam
42	Houay La Nge	Sekong	Nam Lào	TĐ hồ chứa	60	2022	PDA	Việt Nam
43	Xekaman 4	Attapeu	Nam Lào	TĐ hồ chứa	70	2023	PDA	Việt Nam
44	Dak Emuen	Sekong	Nam Lào	TĐ hồ chứa	135	2024	PDA	Việt Nam
45	NĐ than Sekong	Sekong	Nam Lào	Nhiệt điện than	900	2026	MOU	Việt Nam
46	Nam Ang	Attapeu	Nam Lào	TĐ hồ chứa	50	2026	FS	Việt Nam
	Tổng				16693			

Nguồn: The Study on Power Network System Master Plan in Lao PDR, JICA, tháng 2/2020

Như vậy trong giai đoạn đến 2030, Lào dự kiến xuất khẩu khoảng 16,7GW nguồn điện. Trong đó 6200MW sang Việt Nam, 9800MW sang Thái Lan, 462 MW sang Myanmar và 195MW sang Campuchia.

Về tiềm năng nguồn điện của Lào khá phong phú về nguồn năng lượng tái tạo:

- Thủy điện: 26GW, thủy điện nhỏ 2GW

- Điện gió: 182GW, khu vực gió rất tốt là 2-3GW
- Điện mặt trời: tiềm năng lớn với số giờ phát công suất cực đại quy đổi trung bình khoảng 1800h/năm
- Biomass: 1-2,5GW

Về tài nguyên hóa thạch, Lào có trữ lượng than khoảng 600 -700 triệu tấn, phần lớn là than non và 1 phần là antraxit. Trữ lượng than non lớn nhất nằm ở Hongsa (tỉnh Xayabouly) với quy mô 400 triệu tấn, than khai thác hiện chủ yếu cấp cho NMND than Hongsa (1800MW) – phần lớn bán cho Thái Lan, khoảng 100MW sử dụng cho Lào. Tổng công suất tiềm năng xây dựng nhiệt điện sử dụng than trong nước khoảng 6GW.

Trong khi nhu cầu phụ tải điện không cao, theo các kịch bản dự báo cao trước đây và báo cáo triển vọng năng lượng 2019 của Lào, nhu cầu phụ tải được dự báo theo kịch bản cao nhất đến năm 2040 chỉ khoảng 70TWh điện năng, công suất cực đại khoảng 12GW. Như vậy tiềm năng xuất khẩu nguồn điện của Lào còn khá lớn, đặc biệt là nguồn năng lượng tái tạo.

c) Hệ thống điện Campuchia

Những năm gần đây nhu cầu phụ tải điện của Campuchia tăng trưởng rất cao, công suất cực đại tăng hơn 20% từ năm 2010 đến 2015, 12-14% trong năm 2016 và 2017, 26% từ năm 2017 đến 2018. Công suất cực đại năm 2019 là 1755MW, cao hơn Lào. Tổng quy mô công suất đặt nguồn điện (kể cả nhập khẩu qua đường dây truyền tải) của Campuchia năm 2019 là 2570MW, trong đó thủy điện chiếm 52%, NĐ than 20%, nhập khẩu điện 18%, dầu FO 8%, điện mặt trời 3%. Campuchia hiện nhập khẩu từ Việt Nam khoảng 250MW, từ Thái Lan 180MW và từ Lào 20MW.

Căn cứ theo thông tin từ Tổng công ty Điện lực Campuchia (EDC) tại Cuộc họp lần thứ 26 của Ủy ban điều phối thương mại điện khu vực (RPTCC-26) tháng 11/2019, công suất cực đại của Campuchia sẽ tiếp tục tăng trưởng với mức 16-17% trong giai đoạn 2021-2030, đạt 4800MW năm 2025 và 10700MW năm 2030. Để đáp ứng nhu cầu, Campuchia có kế hoạch mở rộng công suất xây dựng nguồn điện như bảng sau:

Bảng 11.5: Kế hoạch phát triển nguồn điện đến 2030 của Campuchia

Loại hình nguồn điện/năm	2020	2025	2030
FO	649	536	536
Nhập khẩu	927	2383	3950
Điện mặt trời	235	615	1615
Thủy điện	1330	1330	4224
Nhiệt điện than	640	2240	2240
Nhiệt điện khí LNG	0		4800

Loại hình nguồn điện/năm	2020	2025	2030
Biomass	30	130	130
Điện gió	0	80	80
Tổng công suất đặt (MW)	3811	7314	17575
Pmax (MW)	2215	4828	10749

Nguồn: Báo cáo của EDC tại cuộc họp ADB RPTCC-26, tháng 11/2019

Như vậy Campuchia có kế hoạch mở rộng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng, trong đó nhập khẩu từ Việt Nam giữ nguyên quy mô 250MW, tăng nhập khẩu Lào lên tới 3100MW vào năm 2030, nhập khẩu Thái Lan lên 600MW. Ở Campuchia, do thiếu điện trong mùa khô, nên việc nhập khẩu điện than từ Lào sẽ được ưu tiên thực hiện.

Tiềm năng năng lượng tái tạo của Campuchia khá lớn về nguồn năng lượng tái tạo:

- Tiềm năng thủy điện khoảng 10GW (trong đó 50% nằm trên dòng chính sông Mê Kông nên khó phát triển).
- Điện mặt trời có tiềm năng kỹ thuật khoảng 8000MW, với Tmax đạt 1600-1800h/năm,
- Điện gió có tiềm năng lý thuyết khoảng 65GW, có tốc độ trung bình trên 5m/s, Tmax trung bình khoảng 2350h/năm. Khu vực gió có tốc độ cao 6-7m/s là khu vực phía nam hồ Tonle Sap, miền núi tây nam và dọc bờ biển.
- Biomass: có tiềm năng lý thuyết khoảng 15000GWh/năm.

Nếu Campuchia có kế hoạch phát triển thêm các nguồn năng lượng tái tạo sẽ giảm nhu cầu nhập khẩu trong tương lai.

d) Hệ thống điện Thái Lan

Quy hoạch phát triển điện lực Thái Lan (PDP) và Quy hoạch Năng lượng được phê duyệt bởi Nội các. PDP2015 đã được ban hành vào tháng 6 năm 2015. PDP mới đã được phê duyệt vào tháng 2 năm 2018 tại Ủy ban Chính sách Năng lượng của Quốc hội Thái Lan (NESDB) do Thủ tướng Thái Lan chủ trì. Vào tháng 5 năm 2018, PDP mới đã được Nội các chính thức phê duyệt.

Công suất cực đại của hệ thống điện Thái Lan năm 2016 là khoảng 28 GW, điện năng khoảng 190TWh. Tổng công suất đặt nguồn điện năm 2016 là 41,3 GW, trong đó NĐ khí tự nhiên 27,6 GW chiếm 66,8% (gồm cả ~ 3 GW biofuel), NĐ than 6 GW chiếm 14,6% (gồm cả 1,8 GW nhập khẩu Lào), dầu 0,35 GW chiếm 0,8%, nhập khẩu (qua đường dây truyền tải) 0,3 GW chiếm 0,7%, thủy điện 12,4% (thủy điện trong nước 3,5GW, nhập khẩu Lào 1,6 GW), thủy điện tích năng 0,5GW chiếm 1,2%, năng lượng

tái tạo và khác 1,4GW chiếm 3,4%. Đến đầu năm 2017, PV solar ở Thái Lan đã lắp đặt 2,5GW.

Tiềm năng nguồn năng lượng tái tạo tại Thái Lan:

- Biomass: khoảng 6GW
- Gió: tiềm năng kỹ thuật khoảng 13GW (trên 6m/s ở độ cao 90m), 4 GW ở mức gió trung bình (5-6 m/s)
- Mặt trời: có tiềm năng lớn, theo tài liệu “WWF Power sector vision 2050” của Thái Lan, dự kiến phát triển PV solar năm 2035 có thể lên tới 24GW.
- Thủy điện: chỉ còn khoảng 4GW thủy điện nhỏ

Theo PDP2018, dự báo nhu cầu công suất cực đại của Thái Lan sẽ đạt 41GW vào năm 2030, 53GW vào năm 2037. PDP2018 đã đưa vào phát triển khối lượng lớn năng lượng tái tạo, công nghệ EMS tiên tiến và lưới vi mô, giảm thiểu đầu tư vào phát triển điện và cải thiện hiệu quả hệ thống cung cấp điện, từ đó giảm thuế điện. Chính phủ Thái Lan đặt mục tiêu đạt 20% năng lượng tái tạo vào năm 2037 (trong cơ cấu điện năng). Ngoài ra, sẽ thúc đẩy các nhà máy điện dân dụng (chủ yếu là điện sinh khối) và sử dụng công nghệ lưới vi mô để tiến hành sản xuất điện tại địa phương. Tổng công suất đặt nguồn điện dự kiến vào cuối năm 2030 là 62.554 MW, và vào cuối năm 2037 là 77.211 MW. Tỷ lệ công suất lắp đặt so với nhu cầu cao nhất là 1,40 lần vào năm 2030 và 1,42 lần vào năm 2037, cho thấy có khoảng 40% công suất dự trữ. Dự kiến đến năm 2037 sẽ có khoảng 12,7GW PV solar và 1,5GW điện gió. Năm 2030, nhập khẩu điện của Thái Lan là 7509,3 MW, phần lớn đến từ Lào.

Trong giai đoạn 2018-2037 có 25GW nhà máy điện sẽ hết đời sống dự án và loại bỏ, dự kiến xây mới 57,4GW. Khối lượng xây mới trong giai đoạn 2018-2037 như sau: NLTT trong nước: 12,1GW; nhập khẩu từ láng giềng (thủy điện: 9,5GW, nhiệt điện: 1,5GW); thủy điện tích năng: 2,1GW; đồng phát 4,1GW; TBKHH: 17,5GW; NĐ than: 7,4GW; điện hạt nhân 2GW; nhiệt điện khí: 1,25GW

e) Hệ thống điện Myanmar

Nhu cầu điện năng của Myanmar những năm gần đây luôn tăng theo tỷ lệ từ 10%-20%. Công suất cực đại trong năm 2019 là 3798 MW, tăng khoảng 50% so với năm 2015. Công suất cực đại của Myanmar trong năm 2020 dự kiến sẽ vượt quá 4000 MW. Hiện nay nhu cầu điện năng của Myanmar là 21,7 TWh năm 2018. Tổng công suất đặt nguồn điện của Myanmar tháng 5/2020 là hơn 6GW, trong đó thủy điện 3,3GW, NĐ khí 2,5GW; NĐ than 120MW, NĐ dầu 116MW, điện mặt trời 40GW, nguồn điện xuất khẩu 0,4GW cho Trung Quốc.

Myanmar có tiềm năng lớn về nguồn thủy điện và khí tự nhiên. Căn cứ theo tài liệu “Power sector development in Myanmar” của ADB năm 2015, tổng tiềm năng thủy

điện của Myanmar là 46GW, trong đó tiềm năng ở khu vực biên giới phía Bắc là 21GW. Ngoài thủy điện, Myanmar cũng có tiềm năng lớn về năng lượng mặt trời và khoảng 4GW điện gió tại các bang Shan và Chin. Mặc dù Myamar có trữ lượng khí dồi dào nhưng sản lượng nhà máy điện chạy khí đốt của nước này không như kỳ vọng, hàm lượng nitơ cao của khí từ các mỏ khí ngoài khơi và trên đất liền đã dẫn đến nhiệt trị thấp, khiến các nhà máy điện hoạt động thấp hơn hệ số công suất trung bình là 70%. Ngoài ra, các nhà máy chạy bằng khí đốt cần phải đóng cửa thường xuyên để bảo trì, trong khi các đường ống dẫn khí đốt thiếu sức nén, làm tăng thêm tính kém hiệu quả của các nhà máy đốt bằng khí đốt trong nước.

Theo Dự án Phát triển năng lực lập kế hoạch phát triển ngành điện (tháng 12 năm 2017) của Myanmar, công suất cực đại dự kiến sẽ là 4876 MW vào năm 2020 và 12611 MW vào năm 2030. Myanmar hiện đang tìm kiếm các nguồn năng lượng khẩn cấp như tua-bin khí sử dụng LNG do nhu cầu tăng cao. Có một số kế hoạch phát triển nguồn nhiệt điện quy mô lớn, nhưng do chi phí phát triển cảng và chi phí nhiên liệu nên nhiệt điện ở Myanmar hiện được coi là có chi phí sản xuất điện cao.

Hiện có khoảng 1355MW thủy điện đang được xây dựng chủ yếu ở miền Bắc Myanmar. Do việc phát triển thủy điện trong nước là không chắc chắn và có rất ít địa điểm phù hợp để phát triển nhiệt điện quy mô lớn với hiệu quả kinh tế cao, nên để đáp ứng nhu cầu phụ tải giai đoạn tới Myanmar dự kiến nhập khẩu từ Trung Quốc và Thái Lan. Đặc biệt, do điểm nhập khẩu từ Thái Lan tương đối gần với Yangon, nên rất dễ phát triển đường truyền và hiệu quả kinh tế được coi là cao khi kết hợp với nguồn điện giá rẻ từ Lào. Dự án đường dây truyền tải 500kV từ Trung Quốc đang được xem xét xây dựng, trạm biến áp tiếp nhận là trạm biến áp Payagyi ở phía bắc Yangon, hiện đang được xây dựng. Ngoài ra kế hoạch truyền tải điện trực tiếp từ Lào sang Myanmar đang được thảo luận với Lào. Myanmar dự kiến nhập khẩu từ ba nước tổng cộng khoảng 2000MW giai đoạn đến 2030.

11.2. KHẢ NĂNG LIÊN KẾT GIỮA HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM VỚI HỆ THỐNG ĐIỆN CÁC NƯỚC TRONG KHU VỰC

11.2.1. Về khả năng nhập khẩu điện

Qua phân tích về khả năng xuất nhập khẩu của các nước trong khu vực, có thể thấy rằng Việt Nam có khả năng nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào vì đây là những nước đang dư thừa nguồn điện (đặc biệt là nguồn thủy điện) và có kế hoạch xuất khẩu điện sang các nước láng giềng.

Đối với mua điện Trung Quốc, hiện tại nước ta đang mua điện ở phía Bắc thông qua 2 đường dây 220kV phía Lào Cai và phía Hà Giang bằng hình thức tách lưới. Tổng công suất mua điện hiện tại khoảng 700MW, điện năng khoảng 2-3 tỷ kWh/năm. Hiện chính phủ đã chấp thuận việc xúc tiến nhập khẩu thêm từ Trung Quốc thông qua đường

dây truyền tải 220kV và trạm Back to Back, dự kiến vào vận hành năm 2023-2024. Khi đó, tổng công suất nhập khẩu sẽ đạt khoảng 2GW và điện năng khoảng 9 tỷ kWh/năm. Khối lượng lưới điện kết nối dự kiến xây dựng thêm trong giai đoạn 2021-2023 như sau:

- 1 trạm Back to Back 220kV đặt tại biên giới Trung Quốc và Hà Giang
- 1 trạm Back to Back 220kV đặt tại biên giới Trung Quốc và Lào Cai
- Mạch 2 đường dây 220kV biên giới Trung Quốc – Hà Giang và mạch kép 220kV biên giới Trung Quốc – Bắc Quang
- Mạch kép 220kV biên giới Trung Quốc – Trạm 500/220kV Lào Cai

Tiềm năng nhập khẩu từ phía Trung Quốc sau năm 2025 vẫn còn lớn. Trong khi miền Bắc không có nhiều tiềm năng điện gió, mặt trời, vị trí xây dựng nhà máy nhiệt điện hạn chế, việc nhập khẩu thêm từ phía Trung Quốc và Lào về Bắc Bộ là rất cần thiết. Do đó, trong giai đoạn tới nên tiếp tục nghiên cứu mở rộng nhập khẩu bằng đường dây 1 chiều 500kV để có thể nhập khẩu thêm 3000MW từ Trung Quốc như các nghiên cứu trước đây đã thực hiện.

Đối với nhập khẩu Lào, theo biên bản ghi nhớ giữa 2 chính phủ Việt Nam và Lào năm 2016, Việt Nam có thể nhập khẩu nguồn điện từ Lào với quy mô khoảng 3000MW năm 2025 và 5000MW năm 2030. Theo đó hiện nay đã có khá nhiều các dự án nằm dọc biên giới Việt Nam - Lào xúc tiến nghiên cứu bán điện về Việt Nam với tổng quy mô cũng đã lên đến 5GW. Các dự án này đều dự kiến xuất khẩu vào Việt Nam theo phương thức: NMĐ Lào kết nối trực tiếp với lưới điện Việt Nam và độc lập với lưới điện nội địa Lào. Trong giai đoạn tới, có thể nghiên cứu xây dựng liên kết 500kV thông qua trạm Back to Back đặt tại biên giới Thanh Hóa với Lào để kết nối lưới 500kV Bắc Lào và mua điện từ các nhà máy khu vực Bắc Lào về khu vực Bắc Bộ của Việt Nam. Các NMĐ ở Trung Lào dự kiến bán sang Việt Nam sẽ kết nối với lưới 500kV của Lào và truyền tải ra Bắc Lào để bán điện cho khu vực Bắc Bộ của Việt Nam, do khả năng truyền tải trên lưới điện Việt Nam từ miền Trung Việt Nam ra miền Bắc Việt Nam đã đạt giới hạn.

11.2.2. Về khả năng xuất khẩu điện

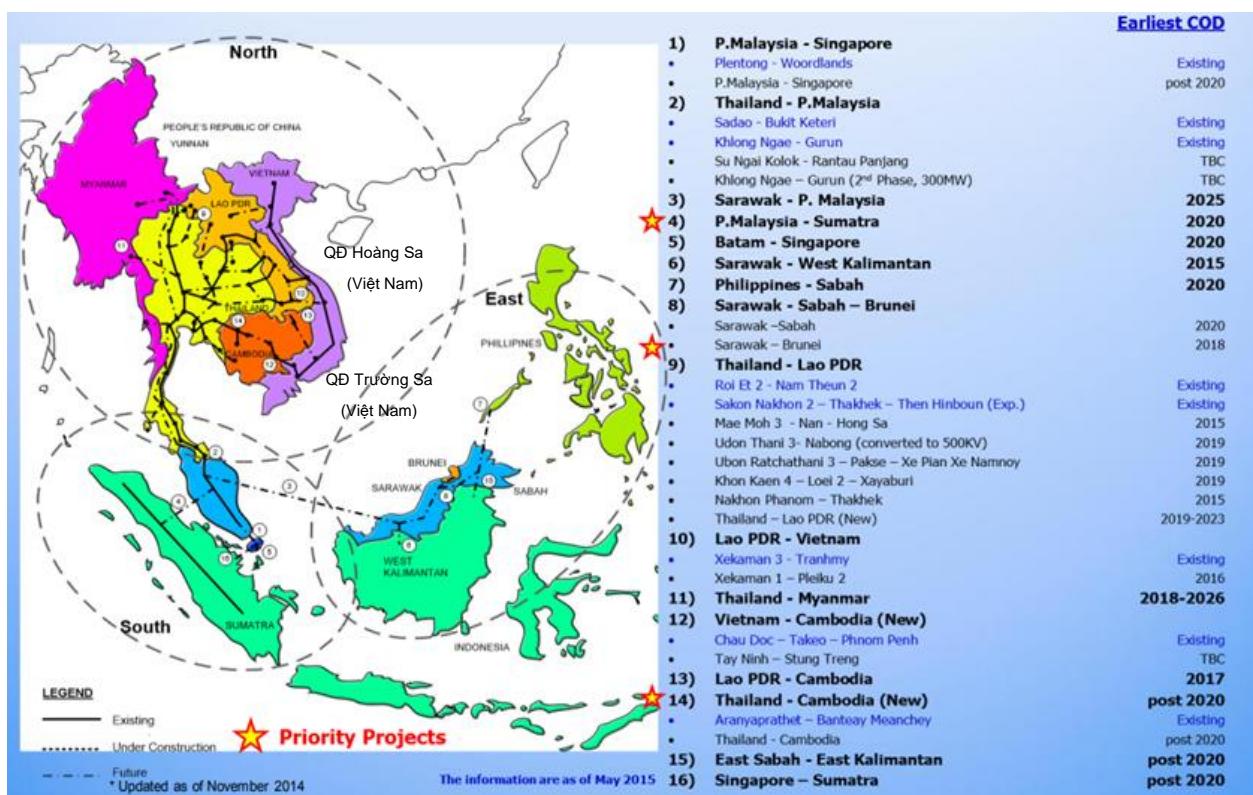
Việt Nam hiện đang xuất khẩu điện cho Campuchia khoảng 250MW thông qua đường dây mạch kép truyền tải 220kV Châu Đốc -Tà Keo dài 77km.

Các nước Campuchia, Thái Lan và Myanmar trong giai đoạn tới đều có nhu cầu nhập khẩu từ các nước láng giềng. Mặc dù các nước này đều có tiềm năng xây dựng nguồn điện, nhưng các đánh giá của họ về phát triển nguồn điện trong nước được coi là có chi phí cao hơn so với việc nhập khẩu từ các nước láng giềng. Vì vậy trong tương

lai, nếu có khả năng dư thừa nguồn điện, Việt Nam có thể xem xét xuất khẩu điện cho Campuchia, Thái Lan và Myanmar.

11.2.3. Về khả năng kết nối lưới điện liên quốc gia

Việc nghiên cứu kết nối giữa các nước khu vực Đông Nam Á (ASEAN) cũng đã được thực hiện từ rất nhiều năm nay. Năm 1997, 10 nền kinh tế Đông Nam Á đã thành lập Hiệp hội lưới điện quốc gia ASEAN (APG), một mạng lưới liên kết xuyên biên giới nhằm sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng trong khu vực, bao gồm cả nhiên liệu hóa thạch và năng lượng tái tạo. Nhóm này bao gồm bảy nền kinh tế APEC: Brunei Darussalam, Indonesia, Malaysia, Philippines, Singapore, Thái Lan, Việt Nam. Và các nền kinh tế ASEAN khác có nguồn tài nguyên thủy điện đáng kể là Myanmar, Campuchia và Lào. Tổ chức lãnh đạo ngành điện các nước ASEAN (HAPUA) thúc đẩy thực hiện APG, bao gồm 16 dự án truyền dẫn xuyên biên giới được phân phối trên các hành lang phía bắc, phía nam và phía đông, tổng công suất 28 GW (ACE, 2015). APG đã được đưa vào Kế hoạch hành động hợp tác năng lượng ASEAN giai đoạn 2016-2025, được Bộ trưởng Năng lượng ASEAN chứng thực vào năm 2014 (ACE, 2015).



Hình 11.3: Các dự án kết nối truyền tải khu vực Đông Nam Á trong Kế hoạch hành động hợp tác năng lượng ASEAN giai đoạn 2016-2025

(Nguồn: Trung tâm năng lượng ASEAN -ACE, 2015)

Với kế hoạch trên, hiện tại Việt Nam đã thực hiện mua điện từ TĐ Xekaman 1 và TĐ Xekaman 3 của Lào bằng kết nối trực tiếp nhà máy về hệ thống Việt Nam. Đường dây Chau Đốc – Tà Keo – PhnomPenh bán điện cho Campuchia cũng đã thực hiện theo

hình thức tách lưới khu vực Campuchia, chỉ riêng đường Tây Ninh – Stung Treng không thực hiện do phía Campuchia đã thay đổi kế hoạch xuất khẩu dự án thủy điện Stung Treng.

Hiện nay, tình hình phát triển kinh tế xã hội và nguồn điện khu vực đã có khá nhiều thay đổi, đặc biệt là sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn năng lượng tái tạo do chi phí đầu tư giảm. Khu vực ASEAN lại có tiềm năng lớn về nguồn năng lượng tái tạo. Do đó cần thiết phải nghiên cứu lại hệ thống liên kết lưới điện khu vực, đặc biệt là kết nối truyền tải giữa các nước tiêu vùng sông Mê Kông.

Trong giai đoạn sau 2030, cần tiếp tục nghiên cứu xem xét xây dựng hệ thống lưới điện kết nối hệ thống điện các nước trong khu vực GMS. Khi đó các đường dây truyền tải 1 chiều (HVDC) hoặc trạm Back to Back sẽ được sử dụng để liên kết giữa các hệ thống.

11.3. PHÂN TÍCH HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM TRONG MỐI LIÊN KẾT VỚI HỆ THỐNG ĐIỆN CÁC NƯỚC TRONG KHU VỰC

Căn cứ theo tiềm năng phát triển các loại hình nguồn điện của Việt Nam trong giai đoạn tới, khu vực miền Nam và miền Trung sẽ phát triển quy mô lớn các nguồn năng lượng tái tạo gió, mặt trời, đặc biệt là gió offshore ở Nam Trung Bộ. Khu vực Nam Trung Bộ và miền Trung sẽ dư thừa công suất và điện năng, có khả năng phải truyền tải ra Bắc Bộ bằng đường dây truyền tải siêu cao áp 1 chiều dài gần 1500km. Trong khi khoảng cách liên kết từ Nam Bộ đi Campuchia và Trung Bộ đi Thái Lan chỉ khoảng 300-600km. Vì vậy khu vực miền Nam và miền Trung Việt Nam nên được nghiên cứu thêm khả năng liên kết bán điện cho các nước Campuchia và Thái Lan.

Khu vực Bắc Bộ có nhu cầu phụ tải lớn, trong khi tiềm năng xây dựng nguồn điện không nhiều như khu vực miền Trung và miền Nam. Bắc Bộ cần được nghiên cứu tăng cường liên kết mua điện thêm điện từ Lào và Trung Quốc. QHD8 mới dừng lại ở việc mô phỏng cố định quy mô nhập khẩu từ Lào và Trung Quốc trong các kịch bản phát triển nguồn theo đánh giá khả năng thực hiện. Việc tính toán khả năng kết nối giữa các nước trong khu vực cần phải có thông tin đầy đủ về hệ thống điện của các nước để có thể mô phỏng vận hành của toàn bộ các hệ thống điện liên kết. Do đó khả năng kết nối giữa các nước trong khu vực cần được thực hiện trong một đề án riêng.

Nếu hình thành các lưới điện liên kết với các nước trong khu vực, Việt Nam có thể sử dụng đầy đủ các lợi ích của kết nối như sau:

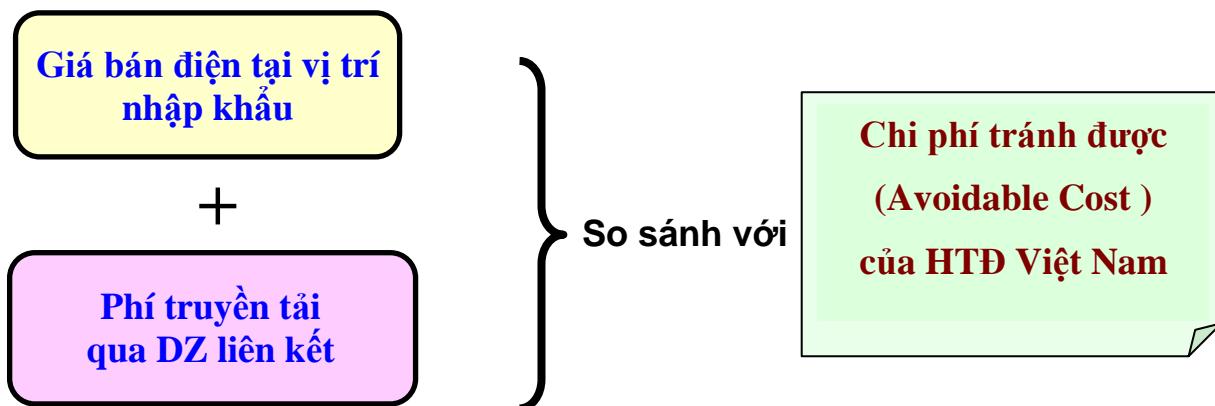
- Giảm công suất dự phòng nguồn điện, đạt được sự hỗ trợ lẫn nhau của thủy điện, nhiệt điện và năng lượng tái tạo.
- Giảm khí nhà kính và khí thải ô nhiễm khác, mang lại hiệu quả môi trường đáng kể

- Giúp phân bổ tối ưu các nguồn năng lượng trong khu vực. Kết nối hệ thống điện là một cách để giải quyết các vấn đề về năng lượng tái tạo, không đồng đều cả về thời gian và địa điểm. Kết nối cung cấp một phương pháp để phát triển năng lượng sơ cấp theo cách hợp lý và kinh tế hơn. Ví dụ, khu vực miền Nam có thể phát triển năng lượng tái tạo để bán sang Campuchia và Thái Lan, khói lượng đầu tư lưới điện truyền tải sẽ thấp hơn so với việc truyền tải từ miền Nam ra miền Bắc của Việt Nam.
- Tăng cường hiệu quả kinh tế: Các nhà máy điện có thể được xây dựng ở khu vực có nguồn tài nguyên phong phú. Hệ thống điện có thể được vận hành theo cách tiết kiệm hơn thông qua kết nối. Với công suất phụ tải tăng lên nhờ kết nối, thiết bị có công suất lớn với hiệu suất cao có thể được huy động tốt hơn, điều này làm cho các hệ thống hoạt động kinh tế hơn.

11.4. NGUYÊN TẮC XÂY DỰNG GIÁ ĐIỆN NHẬP KHẨU HỢP LÝ TỪ CÁC NƯỚC TRONG KHU VỰC

Nguyên tắc lựa chọn giá điện nhập khẩu hợp lý là giá điện nhập khẩu không lớn hơn giá điện sản xuất từ nguồn điện mới trong nước. Giá nhập khẩu được tính toán theo nguyên tắc đảm bảo lợi ích hài hòa của các bên và không làm tăng chi phí so với việc xây dựng nguồn trong nước.

Chi phí tránh được (Avoided Cost): Giá mua điện tối đa có thể chấp nhận được, tương đương với giá thành mà hệ thống tự phát điện bằng các tổ máy của mình, hoặc giá thành điện của các nhà cung cấp sẵn có khác.



Hình 11.4: Mô tả phương pháp chi phí tránh được

Để xây dựng giá nhập khẩu hợp lý cần thực hiện mô phỏng vận hành hệ thống và tính toán chi phí hệ thống trong suốt đời sống dự án. So sánh chi phí toàn hệ thống theo các kịch bản sau:

- Các kịch bản nhập khẩu điện theo các mức công suất và các mức giá nhập khẩu

- Kịch bản không nhập khẩu và thay thế bằng đầu tư nguồn điện trong nước.

Với kịch bản giá nhập khẩu điện có chi phí toàn hệ thống thấp hơn kịch bản xây dựng nguồn điện trong nước thì mức giá đó là mức giá nhập khẩu hợp lý.

Hiện nay các mô hình tính toán vận hành hệ thống và tính toán mở rộng như BALMOREL, PLEXOS công suất đều có thể tính toán quy mô liên kết và trao đổi điện năng tối ưu giữa các nước trong khu vực thông qua mô phỏng hệ thống điện của các nước liên kết.

11.5. DANH MỤC LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI LIÊN KẾT, TRAO ĐỔI ĐIỆN NĂNG VỚI CÁC NƯỚC TRONG KHU VỰC

11.5.1. Kế hoạch xuất nhập khẩu điện của Việt Nam giai đoạn đến 2030.

Dưới đây là bảng tổng hợp các dự án nhập khẩu điện từ Lào đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận chủ trương nhập khẩu và các dự án được lựa chọn nhập khẩu trong chương trình phát triển nguồn điện (chương 9). Cụ thể như sau:

Bảng 11.6: Quy mô các nguồn điện dự kiến nhập khẩu về Việt Nam giai đoạn đến 2030 – Đơn vị: MW

TT	Miền	Hiện có	Vào vận hành GĐ 2021-2025	Vào vận hành GĐ 2026-2030	Công suất đến 2030
I	Bắc Bộ				
	Mua điện Trung Quốc 220kV (Lào Cai, Hà Giang)	700			700
	TĐ Nam Ou 3 (Lào)		210		210
	TĐ Nam Ou 4 (Lào)		132		132
	TĐ Nam Ou 5 (Lào)		240		240
	TĐ Nam Ou 6 (Lào)		180		180
	TĐ Nam Ou 7 (Lào)		210		210
	TĐ Nam Leng (Lào)			60	60
II	Bắc Trung Bộ				
	Nậm Mô 1 (Lao)	60			60
	Nậm Mô 2 (Lao)	120			120
	Nam Mouan (Lao)	100			100
	Nam Sannoi (Lao)	45			45
	TĐ Nam San 3A	69			69
	TĐ Nam San 3B	45			45
	TĐ Nam Tai	21			21
	TĐ Nam Xao 2,3	0	17		17
	TĐ Nam Sak, Nam Chao	0	28		28
	TĐ Sam Neua	0	200		200
	Cụm NMTĐ Nam Yeuang	0	84		84
	TĐ Nam Nuen 1	0	124		124
	Nậm Sum 3 (Lao)	156			156

TT	Miền	Hiện có	Vào vận hành GĐ 2021-2025	Vào vận hành GĐ 2026-2030	Công suất đến 2030
	Nậm Sum 1AB (Lao)		64		64
	Nậm Sum 3A (Lao)		45		45
III	Trung Trung Bộ				
	TĐ Xekaman 3	250			250
	TĐ Xekaman 4		70		70
	Cụm TĐ Xavanakhet			360	360
	TĐ Nậm Emeun		129		129
	TĐ Houay La Ngea		60		60
	Điện gió Monsoon			600	600
	Cụm TĐ Xe Kong			300	300
IV	Tây Nguyên				
	TĐ Xekaman sanxay	32			32
	TĐ Xekaman 1	290			290
	TĐ Nam Kong 3		54		54
	TĐ Nam Kong 1		160		160
	TĐ Nam Kong 2		66		66
	TĐ Sekong3A			129	129
	TĐ Sekong3B			146	146
	TĐ Nam Ang			41	41
	TĐ Nam Ngone 1			45	45
	TĐ Nam Ngone 2			35	35
V	Tổng	1272	2236	2169	5677

Nguồn: Phụ lục chương 9 – QHĐ8

Đối với khu vực Bắc Bộ, do khả năng phát triển phụ tải cao trong giai đoạn tới, cùng với tiềm năng xây dựng nguồn điện rất hạn chế, có nguy cơ thiếu điện vào năm 2025 do các dự án nhiệt điện than chậm tiến độ. Cần xem xét sớm nhập khẩu các nguồn thủy điện (có hồ chứa) từ Lào (Cụm Nậm Ou) và nhập khẩu thêm Trung Quốc qua trạm Back to Back 220kV phía Lào Cai và Hà Giang trước năm 2025.

Trên cơ sở các nguồn điện trên, đề án tổng hợp khôi lượng đường dây đấu nối vào lưới điện Việt Nam theo các dự án đã nghiên cứu và chương 10 – thiết kế lưới điện truyền tải.

Bảng 11.7: Danh mục các đường dây truyền tải đấu nối các dự án nhập khẩu điện về Việt Nam giai đoạn đến 2030

STT	Tên đường dây	Cấp điện áp (kV)	Khối lượng (mạch x km)	Liên kết lưới điện	Tỉnh	Ghi chú
1	Biên giới Trung Quốc (Hà Giang) - Hà Giang	220	1 x 27	Trung Quốc	Hà Giang	Hiện hữu
2	Biên giới Trung Quốc (Lào Cai) - Lào Cai	220	2 x 27	Trung Quốc	Lào Cai	Hiện hữu

STT	Tên đường dây	Cấp điện áp (kV)	Khối lượng (mạch x km)	Liên kết lưới điện	Tỉnh	Ghi chú
3	TĐ Xekaman 1 - Pleiku 2	220	2 x 190	Lào	Gia Lai	Hiện hữu
4	TĐ Xekaman 3 - Thạnh Mỹ	220	2 x 110	Lào	Gia Lai	Hiện hữu
5	Mạch 2 Biên giới Trung Quốc (Hà Giang) - Hà Giang	220	1 x 30	Trung Quốc	Hà Giang	2021-2025
6	Biên giới Trung Quốc (Hà Giang) - Bắc Quang	220	2 x 55	Trung Quốc	Hà Giang	2021-2025
7	Biên giới Trung Quốc (Lào Cai) - TBA 500kV Lào Cai	220	2 x 40	Trung Quốc	Lào Cai	2021-2025
8	Nậm Ou 5 – Điện Biên	220	2 x 70	Lào	Điện Biên	2021-2025
9	Nậm Ou 7 – Lai Châu	220	2 x 90	Lào	Lai Châu	2021-2025
10	Trạm 500kV Nậm Ou – Tích năng Mộc Châu	500	2 x 270	Lào	Sơn La	2026-2030
11	TĐ Nam Sum (Lào) - Nông Cống	220	2 x 115	Lào	Thanh Hóa	2021-2025
12	Nậm Mô 2 (Lào) - Tương Dương	220	2 x 77	Lào	Nghệ An	2021-2025
13	Cum TĐ Xavanakhet (Lào) - 500kV Hướng Hóa	220	2 x 42	Lào	Quảng Trị	2026-2030
14	Điện gió Monsoon – Thạnh Mỹ	500	2 x 50	Lào	Quảng Nam	2021-2025
15	TĐ Nam Emoun – Trạm cát Đak Ooc	220	1 x 51	Lào	Quảng Nam	2021-2025
16	Nam Kong 3 – TC Bờ Y	220	2 x 76	Lào	Kon Tum	2021-2025
17	TC Sê Kong 3 – TC Bờ Y	220	2 x 50	Lào	Kon Tum	2021-2025
18	TC Bờ Y - rẽ Xekaman 1 - Pleiku 2	220	4 x 2	Lào	Kon Tum	2021-2025
19	Trạm 500 HatXan – trạm 500kv Kon Tum (tiềm năng nếu tăng cường nhập khẩu tại Nam Lào)	500	2 x 100	Lào	Kon Tum	Tiềm năng

Nguồn: Phụ lục chương 10 – QHD8

Các dự án điện tại Lào dự kiến nhập khẩu về Việt Nam trong giai đoạn đến năm 2030 hiện đều được nghiên cứu theo phương thức đấu trực tiếp vào lưới điện Việt Nam, được coi như nguồn điện của Việt Nam trong vận hành. Do đó cần nghiên cứu kỹ về giá mua điện, khả năng truyền tải của hệ thống, khả năng hấp thu nguồn năng lượng tái tạo và chi phí của hệ thống để tích hợp nguồn điện NLTT. Xem xét ưu tiên nhập khẩu nguồn điện có khả năng điều tiết như thủy điện có hồ chứa, hạn chế nguồn điện biến đổi vì sẽ làm tăng gánh nặng về chi phí linh hoạt của hệ thống Việt Nam. Đặc biệt các dự án điện gió và mặt trời của Lào dự kiến đấu nối về Tây Nguyên và Trung Trung Bộ cần được xem xét kỹ vì vừa làm tăng gánh nặng lên lưới truyền tải ra Bắc Bộ, vừa làm tăng chi phí linh hoạt của hệ thống Việt Nam.

Ngoài các nguồn nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào, Việt Nam hiện đang bán điện cho Campuchia khoảng 250MW thông qua đường dây mạch kép truyền tải 220kV Châu Đốc -Tà Keo dài 77km. Trong giai đoạn đến 2030, sẽ vẫn tiếp tục bán điện cho Campuchia do phía Campuchia vẫn có nhu cầu nhập khẩu từ Việt Nam.

11.5.2. Triển vọng liên kết lưới điện khu vực

Đối với miền Bắc, tiếp tục xem xét khả năng mua thêm điện Trung Quốc qua lưới 500kV (3000MW) như đã từng được đề xuất trước đây. Tiềm năng xây dựng nguồn thủy điện khu vực Bắc Lào khá lớn, cần tiếp tục xem xét tăng cường mua thêm các dự án điện tiềm năng, xem xét khả năng xây dựng các đường dây liên kết với lưới điện Bắc Lào để mua nguồn điện dư thừa của Lào về miền Bắc Việt Nam. Có thể nghiên cứu xây dựng liên kết 500kV thông qua trạm Back to Back đặt tại biên giới Thanh Hóa với Lào để kết nối lưới 500kV Bắc Lào và mua điện từ các nhà máy điện của Lào về khu vực Bắc Bộ của Việt Nam. Các NMĐ ở Trung Lào dự kiến bán sang Việt Nam (ví dụ các NMNĐ trong MOU như NĐ Xieng Khoang, NĐ La Man (700MW, tỉnh SeKong) và NĐ Baulapha (1800MW, tỉnh Xaphanakhet)) sẽ nên được xem xét kết nối với lưới 500kV của Lào và truyền tải ra Bắc Lào để bán điện cho khu vực Bắc Bộ của Việt Nam. Điều này là do khả năng truyền tải trên lưới điện Việt Nam từ miền Trung Việt Nam ra miền Bắc Việt Nam đã đạt giới hạn. Các liên kết Bắc Bộ với Trung Quốc và Lào sẽ có xu hướng truyền tải chính là mua điện về Bắc Bộ

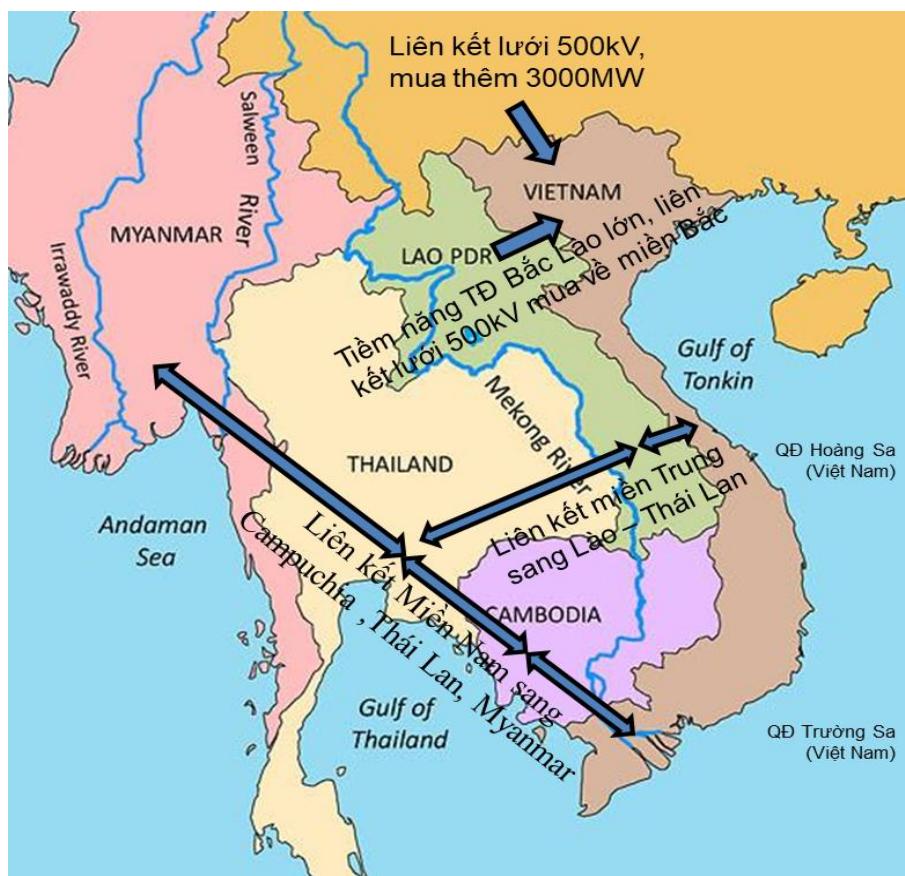
Cần xem xét thêm khả năng mở rộng quy mô liên kết lưới điện sang Campuchia và Thái Lan, do Việt Nam có tiềm năng phát triển nguồn điện, đặc biệt là nguồn năng lượng tái tạo gió và mặt trời tại miền Nam và Tây Nguyên và Nam Trung Bộ. Như vậy, phía miền Trung và miền Nam sẽ nghiên cứu xây dựng các liên kết sang Lào, Thái Lan, Campuchia và Myanmar để bán điện từ miền Trung và miền Nam khi dư thừa nguồn điện (đặc biệt là nguồn điện gió, mặt trời).

Việc liên kết và mua điện từ các nước láng giềng còn phụ thuộc nhiều vào điều kiện chính trị của các nước, vì vậy QHĐ8 sẽ tính toán phương án nguồn điện đảm bảo cho khả năng có thể xảy ra là chưa thực hiện được liên kết (ngoài kế hoạch nhập khẩu đến năm 2030 ở phần trên). Tuy nhiên, quan điểm của QHĐ8 là ưu tiên việc nhập khẩu từ các nước láng giềng và liên kết lưới điện khu vực. Tổng hợp các liên kết sẽ tiếp tục được nghiên cứu trong giai đoạn tới như sau:

- Liên kết lưới điện 500kV thông qua đường dây 1 chiều hoặc trạm Back to Back từ Trung Quốc đến trạm 500kV Vĩnh Yên để mua thêm 3000MW phía Trung Quốc.
- Liên kết lưới điện 500kV thông qua trạm Back to Back đặt tại biên giới Thanh Hóa với Lào để kết nối lưới 500kV Bắc Lào và mua điện từ các nhà máy của Lào về khu vực Bắc Bộ của Việt Nam

- Liên kết từ khu vực Trung Trung Bộ và Tây Nguyên sang Lào và Thái Lan để bán điện cho các nước này khi dư thừa nguồn điện
- Liên kết từ khu vực Nam Trung Bộ và Đông Nam Bộ sang Campuchia, Thái Lan và Myanmar để bán điện cho các nước này khi dư thừa nguồn điện

Triển vọng liên kết lưới điện từ Việt Nam sang các nước trong khu vực xem hình dưới đây:



Hình 11.5: Triển vọng liên kết lưới điện khu vực giai đoạn sau 2030

CHƯƠNG 12. ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN ĐIỆN NÔNG THÔN

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Đến đầu năm 2020, kết quả thực hiện chương trình Điện khí hóa nông thôn giai đoạn trước đã đạt được nhiều thành tựu đáng kể. Trong điều kiện của nước đang phát triển, phải đối diện với rất nhiều rào cản về công nghệ, nguồn vốn, trình độ quản lý, tỷ lệ 100% số xã có điện, hơn 99,47% số hộ dân có điện, trong đó có 99,18% số hộ nông dân có điện, đây có thể xem như là một thành quả rất lớn của Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN). Theo đánh giá của các tổ chức quốc tế, mức độ phủ điện đến các hộ dân vùng sâu, vùng xa, vùng hải đảo của Việt Nam là thành tựu mà không nhiều quốc gia trên thế giới đạt được.

Trong giai đoạn 2021-2030, sẽ tiếp tục thực hiện mục tiêu 100% số hộ dân đều có điện. Tiếp tục hoàn thành Chương trình mục tiêu cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo tại quyết định 1740/QĐ-TTg ngày 13/12/2018. Để đạt mục tiêu đảm bảo 100% hộ dân cả nước đều có điện, nước ta cần tiếp tục hoàn thành các nhiệm vụ sau: Tiếp tục đầu tư cải tạo và mở rộng lưới phân phối hiện có; Đảm bảo sự phát triển bền vững của lưới điện nông thôn; Mở rộng kết nối điện cho những hộ chưa có điện; Tiếp tục đảm bảo giá điện hợp lý cho người nghèo.

Ngoài việc tìm ra cách thích hợp nhất để mở rộng kết nối điện cho phần dân cư còn lại hiện đang không có điện, Việt Nam phải tiếp tục thực hiện các khoản đầu tư cần thiết cho khôi phục cải tạo và nâng cấp hệ thống hiện có, đảm bảo tính bền vững vận hành các lưới điện và đảm bảo giá điện ở mức phải chăng cho người nghèo.

Một số chủ trương cụ thể về cải tạo lưới điện nông thôn như sau:

- Hoàn thành cải tạo toàn bộ lưới 6, 10, 15kV hiện có lên cấp điện áp 22kV.
- Đối với các khu vực vùng núi, những nơi có mật độ phụ tải thấp và dân cư thưa thớt, bán kính cung cấp điện lớn (trên 50 km) có thể chấp nhận giải pháp cấp điện bằng cấp điện áp 35kV.

- Đối với lưới điện phân phối 0,4kV phải tiến hành đồng thời cả 2 nhiệm vụ cải tạo lưới điện hiện hữu ở những vùng đã được nối lưới nhưng chất lượng không đảm bảo yêu cầu kỹ thuật và xây dựng hệ thống lưới điện mới cho các khu vực chưa có lưới điện vươn tới.

- Đối với những khu vực lưới điện quốc gia không thể kéo đến được, cần xem xét đầu tư nguồn điện tại chỗ (thuỷ điện nhỏ và cực nhỏ, pin mặt trời và tua bin gió kết hợp với nguồn tích trữ điện và nguồn điện diezen) để cấp điện cho tất cả các hộ dân chưa có

điện. Cần xây dựng cơ chế quản lý, đầu tư thuận lợi để duy trì và phát triển các nguồn điện ở những khu vực này.

Giai đoạn sau năm 2030, tiếp tục đảm bảo sự phát triển bền vững của lưới điện nông thôn thông qua cải tạo nâng cấp hệ thống điện hiện có, đáp ứng nhu cầu sinh hoạt và sản xuất ngày càng tăng của người dân. Thực hiện chuyển dần việc cấp điện cho các đảo từ nguồn điện diesel sang nguồn cấp kết hợp năng lượng tái tạo và pin tích năng để giảm dần chi phí bù giá điện của nhà nước cho các khu vực vùng sâu, vùng xa và hải đảo.

12.1. ĐẶC ĐIỂM CÁC VÙNG NÔNG THÔN VIỆT NAM

Các vùng nông thôn Việt Nam phân theo khu vực địa lý trên cả nước như sau:

- Vùng Trung du và miền núi phía Bắc: gồm 15 tỉnh. Khu vực Đông Bắc bao gồm 8 tỉnh: Quảng Ninh, Bắc Giang, Thái Nguyên, Lạng Sơn, Tuyên Quang, Cao Bằng, Bắc Kạn, Hà Giang; khu vực Tây Bắc bao gồm 7 tỉnh: Lào Cai, Yên Bái, Lai Châu, Điện Biên, Sơn La, Phú Thọ và Hòa Bình
- Vùng đồng bằng sông Hồng: gồm 10 tỉnh thành: Hà Nội, Bắc Ninh, Hà Nam, Hải Dương, Hải Phòng, Hưng Yên, Nam Định, Thái Bình, Vĩnh Phúc, Ninh Bình
- Vùng Đồng bằng duyên hải miền Trung: gồm 14 tỉnh thành ven biển miền Trung kéo dài từ Thanh Hóa đến Bình Thuận (Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh, Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên Huế, thành phố Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi, Bình Định, Phú Yên và Khánh Hòa, Ninh Thuận, Bình Thuận).
- Vùng Tây Nguyên gồm các tỉnh Gia Lai, Kon Tum, Đăk Lăk, Đăk Nông và Lâm Đồng
- Vùng Đông Nam Bộ: 7 tỉnh thành (Bình Dương, Bình Phước, Đồng Nai, Tây Ninh, Bà Rịa Vũng Tàu, Tây Ninh, TP Hồ Chí Minh)
- Vùng Tây Nam Bộ: 13 tỉnh thành (An Giang, Bến Tre, Bạc Liêu, Cà Mau, TP Cần Thơ, Đồng Tháp, Hậu Giang, Kiên Giang, Long An, Sóc Trăng, Tiền Giang, Trà Vinh, Vĩnh Long)

Vùng Trung du miền núi phía Bắc là địa bàn chiến lược đặc biệt quan trọng về kinh tế, xã hội, an ninh, quốc phòng và đối ngoại của cả nước; có vai trò lớn về môi trường sinh thái của cả vùng Bắc Bộ với nhiều tiềm năng lợi thế về nông lâm nghiệp, thủy điện, khoáng sản, du lịch, kinh tế cửa khẩu và kinh tế trang trại. Đây là vùng có nhiều đồng bào dân tộc sinh sống gắn bó lâu đời. Vùng trung du miền núi phía Bắc hiện có diện tích lớn nhất so với các vùng khác trên toàn quốc với tổng diện tích trên 89.000 km² chiếm khoảng trên 27% tổng diện tích của cả nước. Đây là vùng có mật độ dân số trung bình khá thưa thớt, khoảng 50-100 người/km² tại các tỉnh miền núi và khoảng 100-400 người/km² tại các tỉnh trung du. Mặc dù là khu vực có tốc độ phát triển kinh tế xã hội còn chưa cao nhưng trong những năm vừa qua Đảng và Chính phủ rất quan tâm đầu tư cũng như đề xuất nhiều chủ trương, chính sách và các giải pháp tạo động lực thúc đẩy phát triển kinh tế xã hội của vùng. Vùng trung du miền núi phía Bắc do Tổng Công ty Điện lực Miền Bắc cấp điện, hiện có khoảng 13 tỉnh thành vẫn còn có hộ dân chưa được cấp điện, chủ yếu do sinh sống ở các vùng sâu, vùng xa, hải đảo. Các tỉnh có hộ dân chưa có điện gồm: Lạng Sơn, Thái Nguyên, Tuyên Quang, Cao Bằng, Bắc Kạn, Hà Giang, Lào Cai, Yên Bái, Lai Châu, Điện Biên, Sơn La, Hòa Bình, Phú Thọ

Vùng Đồng bằng sông Hồng có khu vực nông thôn khá phát triển, tốc độ xây dựng nông thôn mới đứng đầu cả nước trong những năm gần đây. Kết quả xây dựng nông thôn mới của vùng đã tác động tích cực đến cơ cấu sản xuất, lao động khu vực nông thôn, góp phần nâng cao đời sống nhân dân về vật chất, tinh thần và đẩy mạnh công tác giảm nghèo. Thu nhập ở khu vực nông thôn đồng bằng sông Hồng đạt 43,3 triệu đồng/người/năm năm 2019; tỷ lệ hộ nghèo thấp nhất nước, đạt 1,7%. Khu vực nông thôn vùng Đồng bằng sông Hồng đã đạt 100% số hộ đều có điện (Riêng thành phố Hải Phòng có huyện đảo Bạch Long Vỹ xa bờ 100km, các hộ dân được cấp điện từ nguồn Diesel)

Vùng đồng bằng duyên hải miền Trung có nhiều thuận lợi trong việc phát triển kinh tế, đặc biệt là kinh tế biển. Nơi đây tập trung nhiều ngư trường lớn, chủ yếu là ở Nam Trung Bộ. Vùng này cũng là nơi chịu rất nhiều ảnh hưởng của các cơn bão, tập trung nhiều về tháng 9, 10, 11, 12. Khu vực nông thôn có đội ngũ ngư dân đông đảo, hạ tầng kinh tế - xã hội còn chưa đồng bộ, trình độ phát triển kinh tế - xã hội vẫn còn thấp so với mặt bằng chung cả nước. Các khu vực nằm ở vùng núi biên giới và các hải đảo cần được quan tâm để đảm bảo cấp điện đầy đủ cho các hộ dân. Vùng duyên hải miền Trung thuộc 3 tổng công ty cấp điện. Các tỉnh Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh do Tổng Công ty Điện lực Miền Bắc cấp điện, hiện nay tỉnh Thanh Hóa và Nghệ An vẫn còn hộ nông thôn chưa có điện. Các tỉnh từ Quảng Bình đến Khánh Hòa do Tổng Công ty Điện lực Miền Trung cấp điện, năm 2019 các tỉnh vẫn còn có hộ nông thôn chưa có điện là Quảng Bình, Quảng Trị, Quảng Nam, Quảng Ngãi, Phú Yên. Các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận thuộc Tổng Công ty Điện lực Miền Nam cấp điện, hiện vẫn còn có hộ nông thôn chưa được cấp điện.

Vùng Tây Nguyên có địa hình vùng núi, thuận lợi cho phát triển nông, lâm nghiệp với quy mô lớn. Khí hậu Tây Nguyên có hai mùa rõ rệt mùa khô và mùa mưa. Mùa khô nóng hạn, thiếu nước trầm trọng, mùa mưa nóng ẩm, tập trung 85-90% lượng mưa của cả năm. So với các vùng khác trong cả nước, điều kiện kinh tế - xã hội của Tây Nguyên có nhiều khó khăn, như là thiếu lao động lành nghề. Khu vực nông thôn các dân tộc thiểu số có mức sống còn thấp. Năm 2019, các tỉnh Kon Tum, Gia Lai, Đăk Lak, Đăk Nông. Lâm Đồng vẫn còn hộ nông thôn chưa được cấp điện.

Đông Nam Bộ là vùng có kinh tế phát triển nhất Việt Nam, dân số đông và dẫn đầu cả nước về xuất khẩu, đầu tư trực tiếp nước ngoài, GDP, cũng như nhiều yếu tố kinh tế - xã hội khác. Trong 10 năm qua, tốc độ gia tăng thu nhập của người dân nông thôn ở vùng Đông Nam Bộ nhanh hơn so với tốc độ gia tăng thu nhập của người dân đô thị, góp phần rút ngắn khoảng cách chênh lệch thu nhập giữa nông thôn và thành thị. Mặc dù vậy, các tỉnh thuộc Đông Nam Bộ (trừ TP Hồ Chí Minh) vẫn còn có hộ nông thôn chưa được cấp điện do nằm quá xa lưới điện khu vực.

Vùng Tây Nam Bộ hay Đồng bằng sông Cửu Long (ĐBSCL) là một trong những đồng bằng châu thổ rộng và phì nhiêu ở Đông Nam Á và thế giới, là vùng sản xuất lương thực, vùng thủy sản, vùng cây ăn trái nhiệt đới lớn nhất cả nước; có bờ biển dài trên 700 km, khoảng 360.000 km² vùng kinh tế đặc quyền, giáp biển Đông và Vịnh Thái Lan, rất thuận lợi cho phát triển kinh tế biển. Hàng năm vùng bị ngập lũ gần 50% diện tích từ 3 - 4 tháng là mặt hạn chế lớn đối với canh tác, trồng trọt và gây nhiều khó khăn cho đời sống dân cư nhưng đồng thời cũng tạo nên những điều kiện thuận lợi cho việc đánh bắt, nuôi trồng thủy sản và bổ sung độ phì nhiêu cho đất trồng. Hiện nay, nguồn nước mặt ở ĐBSCL đang bị ô nhiễm do việc sử dụng bùa bãi thuốc trừ sâu trong nông nghiệp, nuôi trồng thủy sản thiếu quy hoạch hợp lý, nước thải sinh hoạt và công nghiệp chưa được xử lý thải trực tiếp ra sông... Điều này dẫn đến tình trạng ngày càng nhiều vùng khát nước sinh hoạt, nước phục vụ sản xuất nông nghiệp vào những tháng mùa khô và diễn biến ngày càng trầm trọng. Vùng Tây Nam Bộ do Tổng công ty Điện lực miền Nam cấp điện, năm 2019 vẫn còn 10 tỉnh có các hộ chưa được cấp điện từ lưới điện quốc gia, bao gồm: Long An, Bến Tre, Trà Vinh, Vĩnh Long, An Giang, Kiên Giang, Cần Thơ, Hậu Giang, Sóc Trăng, Bạc Liêu, Cà Mau.

12.2. HIỆN TRẠNG CUNG CẤP ĐIỆN CHO NÔNG THÔN VIỆT NAM

a) Về tỷ lệ số hộ nông thôn có điện

Tính đến thời điểm cuối năm 2019, tỷ lệ số hộ dân có điện trong cả nước đạt 99,5% và số hộ dân nông thôn được dùng điện đạt tỷ lệ 99,18% nhưng phân bố không đều.

- Trong cả nước có 20 tỉnh, thành phố có tỷ lệ 100% số hộ nông thôn có điện
- 34 tỉnh có số hộ dân nông thôn có điện đạt tỷ lệ trên 98%
- 5 tỉnh có số hộ dân nông thôn có điện đạt tỷ lệ từ 90% đến 98%
- 03 tỉnh có số hộ dân nông thôn có điện đạt tỷ lệ dưới 90% như: Điện Biên, Hà Giang, Cao Bằng.

Theo thống kê, tính đến thời điểm hiện nay, trên cả nước 100% xã đã được cấp điện. Các khu vực chưa có điện hiện nay đều là khu vực các thôn, buôn, bản vùng sâu, vùng xa, biên giới, hải đảo, vùng đặc biệt khó khăn. Ở những vùng này, địa phương không có khả năng bố trí được nguồn vốn đầu tư để thực hiện việc cấp điện cho các hộ dân chưa có điện, chủ yếu là đồng bào các dân tộc thiểu số.

Đến hết năm 2019, tỷ lệ số hộ dân nông thôn được cấp điện lưới quốc gia như sau:

- Khu vực miền Bắc (không tính TP. Hà Nội) do Tổng công ty Điện lực miền Bắc bán điện có 7.960.477 hộ/8.061.305 hộ có điện lưới đạt 98,75%
- Khu vực miền Trung do Tổng công ty Điện lực miền Trung cấp điện có 2.855.526 hộ/2.868.405 hộ có điện lưới đạt 99,55%

- Khu vực miền Nam (không tính TP.HCM) do Tổng công ty Điện lực miền Nam cấp điện có 5.199.869 hộ/5.224.815 hộ có điện lưới đạt 99,52%.

Bảng 12.1: Thống kê tình hình cấp điện nông thôn đến hết năm 2019 của Tổng Công ty Điện lực Miền Bắc

TT	Tỉnh, TP	Tổng số hộ nông thôn	Số hộ có điện lưới	Tỷ lệ có điện (%)	Số hộ chưa có điện lưới
	Tổng cộng	8061305	7960477	98.75	100828
1	Quảng Ninh	136375	136375	100.00	0
2	Bắc Giang	478738	478738	100.00	0
3	Lạng Sơn	151198	147949	97.85	3249
4	Thái Nguyên	239399	239293	99.96	106
5	Tuyên Quang	199598	197252	98.82	2346
6	Cao Bằng	92729	82635	89.11	10094
7	Bắc Cạn	62722	60581	96.59	2141
8	Hà Giang	148554	129063	86.88	19491
9	Lào Cai	127028	119946	94.42	7082
10	Yên Bái	164450	159606	97.05	4844
11	Lai Châu	75910	70795	93.26	5115
12	Điện Biên	106867	92846	86.88	14021
13	Sơn La	244276	231141	94.62	13135
14	Hoà Bình	189814	189800	99.99	14
15	Phú Thọ	346293	344973	99.62	1320
16	Vĩnh Phúc	250027	250027	100.00	0
17	Bắc Ninh	296025	296025	100.00	0
18	Hưng Yên	355274	355274	100.00	0
19	Hà Nam	280043	280043	100.00	0
20	Hải Phòng	380393	380238	99.96	155
21	Hải Dương	499064	499064	100.00	0
22	Nam Định	485388	485388	100.00	0
23	Thái Bình	565629	565629	100.00	0
24	Ninh Bình	255506	255506	100.00	0
25	Thanh Hoá	823943	817925	99.27	6018
26	Nghệ An	735820	724123	98.41	11697
27	Hà Tĩnh	370242	370242	100.00	0

Ghi chú: Số hộ chưa có điện lưới tại Hải Phòng là tại huyện đảo Bạch Long Vỹ đang được cấp điện từ nguồn Diesel.

Nguồn: Tổng công ty Điện lực miền Bắc – 1/2020

Bảng 12.2: Thống kê tình hình cấp điện nông thôn đến hết năm 2019 của Tổng Công ty Điện lực Miền Trung

TT	Tỉnh, TP	Số hộ dân đã được cấp điện	% số hộ dân có điện	Tổng số hộ nông thôn	Số hộ nông thôn chưa có điện	% số hộ dân nông thôn có điện
1	Quảng Bình	234848	99.98%	186681	38	99.98%
2	Quảng Trị	202757	99.99%	135155	12	99.99%
3	Thừa Thiên Huế	323825	100.00%	194295	0	100.00%
4	Đà Nẵng	335365	100.00%	124131	0	100.00%
5	Quảng Nam	425280	99.16%	327305	3 594	98.90%
6	Quảng Ngãi	346050	99.46%	295011	1 887	99.36%
7	Bình Định	429193	100.00%	278975	0	100.00%
8	Phú Yên	263298	100.00%	188591	12	99.99%
9	Khánh Hòa	414709	100.00%	186619	0	100.00%
10	Kon Tum	145330	99.81%	93082	283	99.70%
11	Gia Lai	379509	99.85%	315283	566	99.82%
12	Đăk Lăk	488914	99.10%	394889	4 452	98.87%
13	Đăk Nông	166450	98.79%	148388	2 035	98.63%
	Toàn TCTDL	4155528	99.69%	2868405	12879	99.55%

Nguồn: Tổng công ty Điện lực miền Trung – 1/2020

Bảng 12.3: Thống kê tình hình cấp điện nông thôn đến hết năm 2019 của Tổng Công ty Điện lực Miền Nam

TT	Tên địa danh hành chính	Số hộ nông thôn	Số hộ chưa có điện	Tỷ lệ số hộ nông thôn có điện (%)
1	Tỉnh Lâm Đồng	203187	493	99.76
2	Tỉnh Ninh Thuận	113087	31	99.97
3	Tỉnh Bình Thuận	198544	723	99.64
4	Tỉnh Bình Phước	201840	3160	98.43
5	Tỉnh Tây Ninh	241273	1080	99.55
6	Tỉnh Bình Dương	135900	18	99.99
7	Tỉnh Đồng Nai	433950	121	99.97
8	Tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu	139298	0	100.00
9	Tỉnh Long An	341286	310	99.91
10	Tỉnh Tiền Giang	404761	0	100.00

TT	Tên địa danh hành chính	Số hộ nông thôn	Số hộ chưa có điện	Tỷ lệ số hộ nông thôn có điện (%)
11	Tỉnh Bến Tre	354273	332	99.91
12	Tỉnh Trà Vinh	234336	3019	98.71
13	Tỉnh Vĩnh Long	228100	386	99.83
14	Tỉnh Đồng Tháp	419355	69	99.98
15	Tỉnh An Giang	382053	469	99.88
16	Tỉnh Kiên Giang	309799	3840	98.76
17	Thành phố Cần Thơ	111989	108	99.90
18	Tỉnh Hậu Giang	142060	843	99.41
19	Tỉnh Sóc Trăng	236684	3547	98.50
20	Tỉnh Bạc Liêu	158723	1198	99.25
21	Tỉnh Cà Mau	234317	5199	97.78
	Tổng cộng	5224815	24946	99.52

Nguồn: Tổng công ty Điện lực miền Nam – I/2020

b) Hiện trạng lưới điện và tiêu thụ điện nông thôn

Lưới điện nông thôn phát triển theo khả năng huy động vốn của từng địa phương nên nhiều nơi còn mang tính chấp vá, cũ nát, chưa tính đến phát triển phụ tải sau này. Nhu cầu điện phục vụ sinh hoạt và sản xuất của người dân nông thôn tăng rất nhanh. Tình hình quá tải lưới điện và các trạm biến áp phân phối rát phổ biến ảnh hưởng tới sinh hoạt và sản xuất của người dân.

Một số khu vực (đặc biệt ở miền Bắc), lưới điện hạ áp còn sử dụng dây trần, bán kính cáp điện lớn, không đảm bảo các tiêu chuẩn kỹ thuật, an toàn, dẫn đến chất lượng điện kém, tổn thất điện năng trong lưới hạ áp còn cao.

Tiêu thụ điện thấp trong các vùng nông thôn gây ra chi phí lớn và doanh thu bán điện thấp. Điều này dẫn đến khó khăn trong việc huy động vốn đầu tư, đặc biệt ở các vùng sâu, vùng xa, hải đảo, dân cư thưa thớt.

Tiến độ và chất lượng công trình đầu tư điện nông thôn còn chưa đáp ứng yêu cầu do: khối lượng thực hiện lớn, thiếu vốn đầu tư, địa hình thi công khó khăn, phức tạp, công tác đèn bù giải phóng mặt bằng chưa kịp thời.

12.3. ĐÁNH GIÁ VIỆC THỰC HIỆN CHƯƠNG TRÌNH ĐIỆN KHÍ HÓA NÔNG THÔN GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH TRƯỚC

a. Chương trình Điện khí hóa nông thôn giai đoạn trước:

Căn cứ theo Quyết định phê duyệt chủ trương đầu tư các Chương trình mục tiêu giai đoạn 2016-2020 tại Nghị quyết 73/NQ-CP. Mục tiêu Chương trình Cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo giai đoạn 2016-2020, và quyết định 1740/QĐ-TTg ngày

13/12/2018 phê duyệt chương trình mục tiêu cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo giai đoạn 2016-2020. Theo đó mục tiêu chung được đưa ra là: Cung cấp điện từ lưới điện quốc gia và từ nguồn năng lượng mới và tái tạo cho khu vực nông thôn, miền núi và hải đảo, thực hiện mục tiêu đến năm 2020 hầu hết số hộ dân nông thôn có điện. Mục tiêu cụ thể như sau:

- Số xã chưa có điện được cấp điện đến trung tâm: 17 xã (đạt 100% số xã có điện);
- Số huyện đảo được cấp điện ổn định bằng nguồn điện năng lượng tái tạo: 01 huyện (Bạch Long Vỹ) và cấp điện lưới quốc gia 02 huyện (Cồn Cỏ, Lý Sơn);
- Số đảo, xã đảo được cấp điện lưới quốc gia: 8 đảo, bao gồm đảo Cái Chiên, huyện Hải Hà và đảo Trần, huyện Cô Tô, tỉnh Quảng Ninh; đảo Cù lao Chàm, tỉnh Quảng Nam; đảo Nhơn Châu, tỉnh Bình Định; các xã đảo: Hòn Nghệ, Tiên Hải, Nam Du, An Sơn của tỉnh Kiên Giang (các đảo Sơn Hải, Hòn Thom do EVN đầu tư);
- Số thôn, bản được cấp điện: 9.890 thôn, bản (đạt 100% số thôn, bản có điện), với khoảng 29.300 cụm dân cư;
- Số hộ dân nông thôn được cấp điện từ lưới điện quốc gia khoảng 1.055.000 hộ dân (đạt 99,9% số hộ dân nông thôn có điện);
- Số hộ dân được cấp điện từ nguồn điện năng lượng tái tạo ngoài lưới điện quốc gia khoảng 21.000 hộ.

Khối lượng đầu tư của chương trình mục tiêu cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo tại quyết định 1740/QĐ-TTg ngày 13/12/2018 như sau:

Bảng 12.4. Tổng hợp khối lượng xây dựng mới đường dây trung, hạ áp

STT	Khu vực	DZ Trung áp (km)		DZ Hạ áp (km)	
		1 pha	3 pha	1 pha	3 pha
1	Khu vực miền Bắc		5.258,3	488,1	7.986,9
2	Khu vực miền Trung	1.095,2	2.189,8	396,0	5.672,4
3	Khu vực miền Nam	5.050,1	392,8	12.469,7	672,1
	Tổng	6.145,3	7.840,9	13.353,7	14.331,4

Bảng 12.5. Tổng hợp khối lượng xây dựng mới trạm biến áp

STT	Khu vực	Trạm biến áp 1 pha		Trạm biến áp 3 pha	
		Trạm	Dung lượng	Trạm	Dung lượng
1	Khu vực miền Bắc	-	-	2.198	143.915
2	Khu vực miền Trung	3	200	1.471	121.770
3	Khu vực miền Nam	7.104	217.206	278	30.123
	Tổng	7.107	217.406	3.947	295.808

Bảng 12.6. Tổng hợp khối lượng lắp mới lượng công tơ

STT	Khu vực	Cáp điện lưới (bộ)	Cáp điện NLTT (bộ)	Tổng cộng (bộ)
1	Khu vực miền Bắc	408.611	12.834	421.445
2	Khu vực miền Trung	271.367	6.250	277.617
3	Khu vực miền Nam	410.921	2.281	413.203
	Tổng	1.090.900	21.365	1.112.265

b. Kết quả thực hiện chương trình Điện khí hóa nông thôn giai đoạn trước:

Đến đầu năm 2020, khá nhiều mục tiêu đã đạt được, cụ thể như sau:

- Đạt 100% số xã đã được cấp điện đến trung tâm
- Hiện nay EVN đã tiếp nhận lưới điện và bán điện trực tiếp cho 11/12 huyện đảo toàn quốc (trừ huyện đảo Hoàng Sa thuộc TP Đà Nẵng). Các huyện đảo Cồn Cỏ, Lý Sơn đã được cấp điện từ lưới điện quốc gia. Chỉ riêng huyện đảo Bạch Long Vỹ vẫn đang dùng điện từ nguồn Diesel và chưa được thực hiện đầu tư nguồn gió, mặt trời kết với diesel như dự kiến
- Các đảo và xã đảo đã có điện lưới quốc gia: đảo Cái Chiên, huyện Hải Hà và đảo Trần, huyện Cô Tô, tỉnh Quảng Ninh (đã hoàn thành từ 2017); đảo Cù lao Chàm, tỉnh Quảng Nam; đảo Nhơn Châu, tỉnh Bình Định (đến tháng 8/2020 đã đưa vào vận hành cáp ngầm xuyên biển cấp cho Nhơn Châu). Đến đầu tháng 1/2020, toàn tỉnh Kiên Giang đã có 6/9 xã đảo có điện lưới quốc gia kéo từ đất liền ra, gồm: Hòn Tre, Lại Sơn (Kiên Hải), Hòn Nghệ, Sơn Hải (Kiên Lương), Hòn Thơm (Phú Quốc), Tiên Hải (TP. Hà Tiên); còn 3 xã đảo chưa có điện lưới quốc gia là An Sơn, Nam Du (Kiên Hải) và Thổ Chu (Phú Quốc)
- Tỷ lệ số hộ dân có điện là hơn 99,5%. Trong đó số hộ dân nông thôn được cấp điện đạt 99,18% so với tiêu chí đạt 100% trong quy hoạch giai đoạn trước.

Trong điều kiện của nước đang phát triển, phải đối diện với rất nhiều rào cản về công nghệ, nguồn vốn, trình độ quản lý, **tỷ lệ 100% số xã có điện, hơn 99,5% số hộ dân có điện, trong đó có 99,18% số hộ nông thôn có điện**, đây có thể xem như là một thành quả rất lớn của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và Bộ Công Thương. Theo đánh giá của các tổ chức quốc tế, mức độ phủ điện đến các hộ dân vùng sâu, vùng xa, vùng hải đảo của Việt Nam là thành tựu mà không nhiều quốc gia trên thế giới đạt được.

c. Đánh giá lợi ích việc đầu tư phát triển điện nông thôn:

Trong những năm qua từ nhiều nguồn vốn khác nhau: vốn khâu hao cơ bản, vốn vay WB, AFD..., nguồn vốn ngân sách và được sự quan tâm của các cấp chính quyền địa phương cũng như các bộ ngành Trung ương, các Tổng công ty Điện lực đã từng

bước đầu tư cải tạo nâng cấp và xây dựng mới các tuyến đường dây điện trải dài trên toàn địa bàn. Trong đó chú trọng đến việc đầu tư cho khu vực nông thôn, vùng sâu, vùng xa. Nhiều dự án sau khi xây dựng hoàn thành đưa vào sử dụng đã kịp thời cung cấp điện phục vụ nhu cầu sinh hoạt, sản xuất và đáp ứng nhu cầu sử dụng điện của nhân dân, từng bước góp phần thúc đẩy kinh tế xã hội của địa phương phát triển, nâng cao đời sống vật chất tinh thần cho nhân dân, rút ngắn khoảng cách giữa nông thôn và thành thị, đảm bảo trật tự, an toàn xã hội, an ninh quốc phòng trong khu vực.

Việc bán điện trực tiếp đến hộ dân nông thôn đã đem lại lợi ích thiết thực cho người dân nông thôn, đó là được sử dụng điện đúng với mức giá quy định của Nhà nước, người dân trực tiếp được hưởng chính sách hỗ trợ của Chính phủ.

d. Khó khăn tồn tại:

Trong điều kiện còn hạn chế về nguồn vốn đầu tư, trong những năm qua nhờ sự phối hợp và hỗ trợ tốt của địa phương đã giúp cho ngành điện chủ động trong việc cân đối, bố trí xây dựng lưới điện ngày càng hoàn chỉnh đáp ứng cơ bản nhu cầu phát triển kinh tế xã hội của địa phương. Tuy nhiên, khối lượng đầu tư, cũng như tiến độ đạt được vẫn chưa đáp ứng được như mong muốn, vẫn còn nhiều khu vực có nhu cầu cung cấp điện phục vụ sinh hoạt và sản xuất của người dân, nhưng do chi phí đầu tư lớn, nguồn vốn hạn hẹp nên chưa được cấp điện.

Với đặc thù là nông thôn, số hộ dân tăng tự phát trong khu vực liên tục tăng theo thời gian. Đặc biệt, các hộ dân sống không tập trung, rải rác ở trên các triền núi cao hoặc sâu trong vùng kẽm rạch nên việc phát triển lưới điện sâu vào khu vực chưa có điện, để cấp điện đến 100% là rất khó khăn. Với suất đầu tư lớn, không hiệu quả về mặt tài chính trong đầu tư cũng như bán điện sau đầu tư là một khó khăn lớn trong đầu tư bán điện tại khu vực nông thôn.

Các công trình vùng sâu vùng xa đều phải đổi mới với việc thi công xây dựng và vận hành đều rất khó khăn. Đối với các công trình ở biển đảo thường xuyên phải hứng chịu giông, bão khắc nghiệt, do ảnh hưởng của khí hậu biển, các thiết bị điện trên đảo dễ bị hư hỏng do hàm lượng muối trong không khí khá cao, gây nhiều nguy cơ cho việc vận hành tin cậy hệ thống điện.

e. Các bài học kinh nghiệm.

Có sự chỉ đạo, cũng như cơ chế đặc thù về vốn cũng như cơ chế thực hiện của Chính phủ. Mặc dù, với nguồn lực có hạn, nhưng Chính phủ nỗ lực bằng các giải pháp nguồn lực cao nhất trong và ngoài nước để có tiền đầu tư lưới điện nông thôn.

Cần sự quan tâm của các ban ngành địa phương trong việc phối hợp với Chủ đầu tư thực hiện, đặc biệt trong công tác đền bù, giải phóng mặt bằng.

Có sự phân công phân cấp chịu trách nhiệm thực hiện rõ ràng từ khâu phê duyệt dự án đầu tư, kế hoạch đấu thầu, triển khai thi công, giám sát, kiểm tra, thanh quyết toán.

Có tiến độ cấp vốn kịp thời phù hợp với tiến độ thi công. Tránh kéo dài tiến độ thi công sẽ phát sinh thêm các chi phí không lường trước như biến động giá, thiên tai....

Thành công của Việt Nam trong công cuộc điện khí hóa nông thôn có thể được giải thích bằng một loạt các yếu tố, bao gồm:

- Cam kết vững chắc của Chính phủ, đáp ứng nhu cầu cao của xã hội.
- Tầm nhìn dài hạn, phương pháp tiếp cận từng bước, có ưu tiên và có tính linh hoạt.
- Chia sẻ chi phí của tất cả các bên liên quan và huy động các nguồn lực khác nhau.
- Phân định rõ trách nhiệm của các cấp chính quyền, các đơn vị trong ngành và người tiêu dùng.
- Sự xuất hiện của EVN với tư cách là đơn vị chủ lực cho điện khí hóa nông thôn sau năm 1999.
- Thực hiện các lựa chọn về mặt kỹ thuật phù hợp với tình hình và các ưu tiên của ngành.
- Đảm bảo tính bền vững về mặt kinh tế và tài chính của cung cấp điện nông thôn đồng thời với thiết lập và duy trì kiểm soát tài chính

12.4. CHƯƠNG TRÌNH ĐIỆN KHÍ HÓA NÔNG THÔN VIỆT NAM GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH

Trong giai đoạn tới, sẽ tiếp tục xem xét đầu tư lưới điện cấp cho các hộ chưa có điện hiện nay, phấn đấu trong giai đoạn 2021- 2030 toàn quốc sẽ đạt mục tiêu 100% số hộ dân có điện. Đồng thời, tiếp tục đảm bảo sự phát triển bền vững của lưới điện nông thôn thông qua cải tạo nâng cấp hệ thống điện hiện có, đáp ứng nhu cầu sinh hoạt và sản xuất ngày càng tăng của người dân. Cùng với đó là quá trình đầu tư, chuyển đổi sang sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo và pin tích năng tại chỗ để cấp điện cho vùng sâu, vùng xa, hải đảo, giảm chi phí bù giá điện của nhà nước cho các khu vực này.

12.4.1. Nhu cầu điện của các hộ nông thôn chưa có điện

Để có căn cứ đầu tư lưới điện và các dạng năng lượng khác phục vụ người dân miền núi vùng sâu vùng xa và hải đảo để xác định hành tinh toán nhu cầu tiêu thụ điện dựa trên tiêu chí đáp ứng các nhu cầu điện phục vụ các hoạt động sinh hoạt như chiếu sáng, quạt làm mát, nồi cơm điện, tủ lạnh và một số phương tiện truyền thông như tivi, radio ...

Bảng 12.7. Chỉ tiêu tính toán nhu cầu điện cho các hộ vùng sâu vùng xa

STT	Loại khách hàng	Quy mô	Phụ tải cực đại/hộ (kW)
1	Hộ gia đình	2-4 người	0,7
2	Hộ gia đình	Trên 5 người	1,0
3	Trang trại	Trên 3 người	1,50
4	Xưởng	Trên 3 người	1,0
5	Trường học	2 người *	0,7
6	Trạm xá	2 người *	0,7

(*) Đối với trường học dự kiến có 2 giáo viên nội trú, bệnh xá có 2 người trực và sử dụng điện vào buổi tối

Kết quả tính toán nhu cầu điện sơ bộ của các hộ chưa có điện còn lại tại các tỉnh như sau:

Bảng 12.8: Ước tính nhu cầu điện của các hộ chưa có điện (năm 2020)

TT	Tên tỉnh	Nhu cầu công suất (kW)	Điện năng (MWh)
1	Lạng Sơn	2534	4055
2	Thái Nguyên	83	132
3	Tuyên Quang	1830	2928
4	Cao Bằng	7873	12598
5	Bắc Cạn	1670	2672
6	Hà Giang	15203	24325
7	Lào Cai	5524	8838
8	Yên Bái	3779	6046
9	Lai Châu	3990	6384
10	Điện Biên	10937	17498
11	Sơn La	10246	16392
12	Hoà Bình	11	18
13	Phú Thọ	1030	1648
14	Hải Phòng	121	193
15	Thanh Hoá	4694	7511
16	Nghệ An	9124	14598
1	Tổng miền Bắc	78646	125833
1	Quảng Bình	30	48
2	Quảng Trị	10	14
3	Quảng Nam	2803	4486
4	Quảng Ngãi	1472	2354
5	Phú Yên	10	14
6	Kon Tum	186	298
7	Gia Lai	442	707
8	Đăk Lăk	3473	5556

TT	Tên tỉnh	Nhu cầu công suất (kW)	Điện năng (MWh)
9	Đăk Nông	1588	2539
II	Tổng miền Trung	10010	16017
1	Lâm Đồng	353	564
2	Ninh Thuận	24	38
3	Bình Thuận	521	833
4	Bình Phước	2446	3912
5	Tây Ninh	842	1348
6	Bình Dương	12	19
7	Đồng Nai	95	151
8	Long An	238	379
9	Bến Tre	257	410
10	Trà Vinh	2221	3553
11	Vĩnh Long	287	458
12	Đồng Tháp	54	86
13	An Giang	366	586
14	Kiên Giang	2660	4256
15	Cần Thơ	79	126
16	Hậu Giang	654	1048
17	Sóc Trăng	2419	3870
18	Bạc Liêu	906	1448
19	Cà Mau	4054	6486
III	Tổng miền Nam	18482	29573

Như vậy, trong những năm tới, nhu cầu đầu tư nguồn lưới điện cấp cho các hộ nông thôn chưa có điện lớn nhất và chủ yếu nằm các tỉnh miền núi phía Bắc như: Hà Giang, Điện Biên, Sơn La, Cao Bằng, Nghệ An.

12.4.2. Chương trình điện khí hóa nông thôn trong giai đoạn quy hoạch

Trong giai đoạn 2021-2030, sẽ tiếp tục thực hiện mục tiêu 100% số hộ dân đều có điện. Tiếp tục hoàn thành Chương trình mục tiêu cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo tại quyết định 1740/QĐ-TTg ngày 13/12/2018. Để đạt mục tiêu đảm bảo 100% hộ dân cả nước đều có điện, nước ta cần tiếp tục hoàn thành các nhiệm vụ sau:

- Tiếp tục đầu tư cải tạo và mở rộng lưới phân phối hiện có
- Đảm bảo sự bền vững trong vận hành lưới điện nông thôn
- Mở rộng kết nối điện cho những hộ dân chưa có điện
- Tiếp tục đảm bảo giá điện hợp lý cho người nghèo.

Ngoài việc tìm ra cách thích hợp nhất để mở rộng kết nối điện cho phần dân cư còn lại hiện đang không có điện, Việt Nam phải tiếp tục thực hiện các khoản đầu tư cần

thiết cho khôi phục cải tạo và nâng cấp hệ thống hiện có, đảm bảo tính bền vững vận hành của lưới điện và đảm bảo giá điện ở mức phải chăng cho người nghèo.

Một số chủ trương cụ thể về cải tạo lưới điện nông thôn như sau:

- Hoàn thành cải tạo toàn bộ lưới 6, 10, 15kV hiện có lên cấp điện áp 22kV.
- Đối với các khu vực vùng núi, những nơi có mật độ phụ tải thấp và dân cư thưa thớt, bán kính cung cấp điện lớn (trên 50 km) có thể chấp nhận giải pháp cấp điện bằng cấp điện áp 35kV.
- Đối với lưới điện phân phối 0,4kV phải tiến hành đồng thời cả 2 nhiệm vụ cải tạo lưới điện hiện hữu ở những vùng đã được nối lưới nhưng chất lượng không đảm bảo yêu cầu kỹ thuật và xây dựng hệ thống lưới điện mới cho các khu vực chưa có lưới điện vươn tới.
- Đối với những khu vực lưới điện quốc gia không thể kéo đến được, cần xem xét đầu tư nguồn điện tại chỗ (thủy điện nhỏ, cực nhỏ, pin mặt trời, tua bin gió kết hợp với nguồn tích trữ điện và nguồn điện diezen) để cấp điện cho tất cả các hộ dân chưa có điện. Cần xây dựng cơ chế quản lý, đầu tư thuận lợi để duy trì và phát triển các nguồn điện ở những khu vực này.

Giai đoạn sau năm 2030, tiếp tục đảm bảo sự phát triển bền vững của lưới điện nông thôn thông qua cải tạo nâng cấp hệ thống điện hiện có, đáp ứng nhu cầu sinh hoạt và sản xuất ngày càng tăng của người dân. Thực hiện chuyển dần việc cấp điện cho các đảo từ nguồn điện diesel sang nguồn cấp kết hợp năng lượng tái tạo và pin tích năng để giảm dần chi phí bù giá điện của nhà nước cho các khu vực vùng sâu, vùng xa và hải đảo.

12.5. CÁC GIẢI PHÁP CUNG ỨNG ĐIỆN CHO CÁC KHU VỰC VÙNG SÂU, VÙNG XA, MÀ LUỚI ĐIỆN QUỐC GIA KHÔNG THỂ CẤP TỐI ĐƯỢC

Khu vực vùng sâu vùng xa và hải đảo sẽ được tính toán ưu tiên phương án cấp điện từ điện lưới trước, nếu nhu cầu điện phù hợp với khoảng cách cấp điện cho phép của từng cấp điện áp của lưới điện. Tuy nhiên trong trường hợp các hải đảo quá xa đất liền (như đảo Bạch Long Vỹ, Hoàng Sa, Trường Sa...), việc kéo lưới điện từ đất liền ra đảo là không thể đảm bảo được các thông số kỹ thuật vận hành, cần xem xét các phương án cấp nguồn điện cho đảo từ các loại nguồn điện độc lập.

Hiện nay, phần lớn các đảo không thể cấp điện từ điện lưới quốc gia của Việt Nam được cấp điện từ nguồn điện Diesel với chi phí sản xuất điện trung bình khá cao (khoảng 50 UScent/kWh). Chỉ riêng huyện đảo Phú Quý (tỉnh Bình Thuận) được cấp điện từ kết hợp nguồn Diesel và tua bin gió nên chi phí sản xuất điện trung bình chỉ khoảng 30 UScent/kWh.

Đề án tính toán chi phí sản xuất điện quy dân LCOE của các kịch bản cấp nguồn điện độc lập cho một đảo, với chi phí đầu tư nguồn điện bằng thời điểm năm 2019, kết quả xem trong bảng sau. Giả thiết đảo có nhu cầu phụ tải đỉnh khoảng 2,7MW, nhu cầu điện năng khoảng 4500MWh/năm.

Bảng 12.9: Chi phí cấp điện cho đảo có phụ tải đỉnh 2,7MW theo các kịch bản

Kịch bản cấp điện	Nguồn Diesel (kW)	PV solar (kW)	Pin tích năng (kW)	Vốn đầu tư (Nghìn USD)	Lượng diesel sử dụng (triệu lít/năm)	LCOE (Uscent/kWh)
Chi cấp từ nguồn Diesel	3500			2100	4.0	54.6
Diesel+pin tích năng	3500		500kW/2 hours	2600	3.0	45.8
Diesel+PV	3500	500		3100	3.9	56.8
Diesel+ PV solar + pin tích năng	3500	2000	1000kW/2hours	5100	2.0	40.6
PV solar + Battery		7000	3000kW/4hours	13000	0.0	38.6

Ghi chú: Giá thiết giá dầu Diesel là 0,5USD/lít.

Tham khảo mức tiêu thụ nhiên liệu Diesel từ báo cáo “Electricity Storage and Renewables for Island Power- IRENA, 2012”

Việc kết hợp sử dụng pin tích năng sẽ giúp nguồn điện Diesel được vận hành ở mức phụ tải cao nhiều hơn, tương ứng với việc vận hành ở mức hiệu suất cao nhiều hơn. Do đó tiêu thụ nhiên liệu Diesel sẽ giảm và chi phí sản xuất điện trung bình sẽ thấp hơn.

Với chi phí đầu tư nguồn NLTT (gió, mặt trời) và pin tích năng như hiện nay, phương án đầu tư nguồn NLTT + pin tích năng đã có chi phí sản xuất điện thấp nhất. Trong tương lai, chi phí đầu tư của nguồn gió, mặt trời và pin tích năng được dự báo sẽ giảm rất nhiều theo khả năng phát triển của công nghệ. Vì vậy phương án chuyển dần sang cấp điện cho các đảo hoàn toàn từ nguồn NLTT + pin tích năng rất nên được xem xét trong tương lai. Hiện nay vốn đầu tư ban đầu vẫn rất cao nếu đầu tư cấp nguồn từ NLTT luôn từ đầu. Vì vậy các đảo hiện tại đang được cấp điện từ nguồn Diesel, khi phụ tải tăng dần nên được đầu tư thêm dàn các nguồn điện gió, mặt trời và pin tích năng.

Hiện nay, các mô hình năng lượng tái tạo cấp điện không nối lưới cho khu vực nông thôn cũng đang trở thành xu hướng ở các nước trên thế giới. Tại Việt Nam, năm 2018 Trung tâm Sáng tạo xanh Green ID đã triển khai 2 mô hình năng lượng tái tạo không nối lưới ở Đăk Lăk, An Giang. Đó là mô hình hệ thống cấp điện mặt trời mini không nối lưới tại bản Erot - một bản xa xôi, hẻo lánh của xã Cư Pui, huyện Krongbong, tỉnh Đăk Lăk (cấp điện cho 23 hộ gia đình, 1 nhà thờ và 1 hệ thống cấp nước uống tinh khiết); và mô hình “Áp sử dụng 100% tấm pin năng lượng mặt trời” xã An Hảo, huyện Tịnh Biên, tỉnh An Giang (lắp đặt pin năng lượng mặt trời độc lập cho 274 hộ dân ở áp

Vồ Bà và Tà Lợt). Hệ thống điện mặt trời ở những khu vực này đã giúp các hộ dân có đủ điện phục vụ nhu cầu thiết yếu như: Thắp sáng, sử dụng quạt, xem tivi, nghe đài... Những hộ dân ở đây chủ yếu là người dân tộc thiểu số, nhu cầu sử dụng điện không cao (chỉ khoảng 3 kWh/hộ gia đình/tháng). Do vậy, việc ứng dụng các mô hình năng lượng tái tạo tại chỗ như: Đèn xách tay năng lượng mặt trời, pin năng lượng mặt trời, thủy điện nhỏ..., hoàn toàn có thể đáp ứng được. Giải pháp này vừa giúp người dân có điện sử dụng, vừa có thể giảm được chi phí so với kéo điện lưới quốc gia, ngành Điện cũng tiết kiệm được nguồn nhân lực thực hiện công tác quản lý, vận hành, thu tiền điện...

Hiện tại, Bộ Công Thương cũng đã phê duyệt quy hoạch cấp nguồn NLTT cho một số đảo theo đề xuất của quy hoạch tính như sau:

- Huyện đảo Bạch Long Vĩ: sẽ được đầu tư hệ thống cung cấp nguồn điện hỗn hợp: gió + mặt trời + diesel + lưu trữ năng lượng (2MVA diesel+1MW gió + 0,5MW điện mặt trời+ 7,5MWh pin tích điện).
- Đảo Long Châu: để đáp ứng điều kiện sinh hoạt của các chiến sĩ bộ đội biên phòng trên đảo có thể lắp đặt 1,5 kW hệ thống dàn pin NLMT+pin tích trữ.
- Đầu tư cấp điện cho các xã đảo gồm Nam Du, An Sơn, Thổ Chu (tỉnh Kiên Giang) bằng hệ thống nguồn năng lượng tái tạo (điện gió+điện mặt trời+pin tích trữ), thông qua nguồn vốn hỗ trợ không hoàn lại của Liên minh châu Âu dành cho Việt Nam. Hiện nay người dân các đảo này đang dùng điện từ các nguồn Diesel nhỏ lẻ.

Quy mô nguồn điện hỗn hợp (gió + mặt trời + diesel + lưu trữ năng lượng) dự kiến đầu tư tại các đảo cần được nghiên cứu kỹ trên cơ sở dự báo nhu cầu phụ tải, đánh giá tiềm năng năng lượng tái tạo, mô phỏng vận hành hàng năm theo biểu đồ phụ tải 8760h. Để có thể lựa chọn quy mô phù hợp, đảm bảo khả năng vận hành và có tính kinh tế, giảm chi phí bù giá điện của nhà nước cho các khu vực vùng sâu, vùng xa.

Do chi phí xây dựng nguồn NLTT và pin tích năng ngày càng rẻ, sau năm 2025 cần xem xét chuyển dần các khu vực huyện đảo đang được cấp điện từ nguồn điện diesel sang nguồn điện gió, mặt trời và pin tích năng khi nhu cầu tiêu thụ điện tăng lên. Sau năm 2030, có thể xem xét cấp nguồn cho các hải đảo toàn bộ từ nguồn năng lượng tái tạo và pin tích năng.

CHƯƠNG 13. ĐIỀU ĐỘ VÀ THÔNG TIN HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Trên cơ sở định hướng phát triển hệ thống điện và thị trường điện trong những năm tới, sẽ có rất nhiều các vấn đề thách thức mới đối với tổ chức điều độ quốc gia. Vì vậy tổ chức điều độ sẽ cần được cải tổ để phù hợp với tình hình mới.

a) Giai đoạn đến năm 2025

Cơ sở đề xuất mô hình tổ chức điều độ sẽ dựa trên định hướng tái cơ cấu ngành điện theo QĐ 168/QĐ-TTg ngày 07/02/2017: theo đó TT Điều độ HTĐ quốc gia sẽ trở thành Công ty TNHH MTV 100% vốn nhà nước hạch toán độc lập (NSMO), thực hiện chức năng điều hành hệ thống điện và điều hành thị trường điện quốc gia. Trong giai đoạn này NSMO sẽ là công ty hạch toán độc lập trong EVN. Giai đoạn 2021-2025 sẽ là giai đoạn NSMO phải hoàn thiện cơ chế thị trường bán buôn điện cạnh tranh và triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Ngoài ra, đây cũng là giai đoạn tổ chức điều độ cần tăng cường năng lực trong dự báo phụ tải, dự báo khả năng huy động nguồn điện trong ngắn hạn và trung hạn, tập trung vào dự báo khả năng phát của điện gió, điện mặt trời.

b) Giai đoạn 2026-2030

Trong giai đoạn này, NSMO sẽ tách khỏi EVN. Khối lượng nguồn lưới điện liên kết với các nước trong khu vực sẽ tăng, NSMO sẽ cần đẩy mạnh bộ phận hợp tác và giao dịch quốc tế. Thị trường điện sẽ hình thành thị trường phái sinh, tăng cường điều chỉnh phụ tải theo giá, áp dụng các dụng cụ điện thông minh, áp dụng công nghệ 4.0 trong vận hành hệ thống điện. Đây sẽ là giai đoạn xây dựng hệ thống tích hợp thông minh.

c) Tầm nhìn 2031-2045

Sau 2030, hệ thống điện sẽ tiếp tục phát triển mạnh hơn các nguồn NLTT và tập chung vào phát triển lưới điện thông minh. Dự kiến sẽ xây dựng mô hình điều độ theo hướng:

- Tiếp tục xây dựng hệ thống tích hợp thông minh
- Tích hợp đa ngành năng lượng và dịch vụ: điện, gas, nước
- Phát triển mô hình tinh gọn và nâng cao năng suất

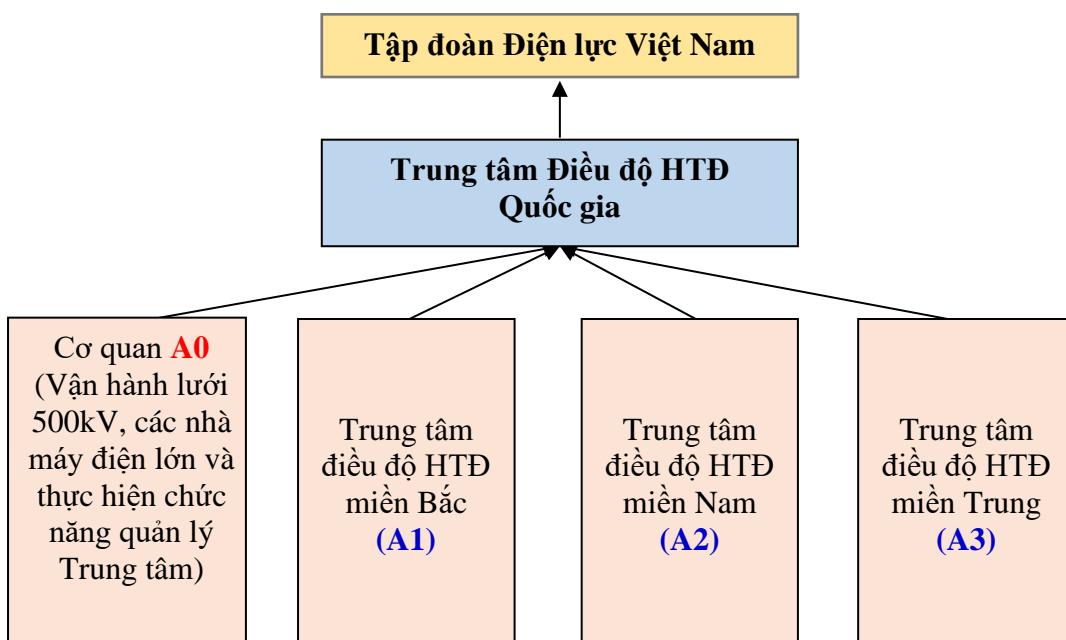
13.1. ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

13.1.1. Hiện trạng điều độ hệ thống điện

a) Phân cấp điều độ

Hiện nay, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC) là đơn vị hạch toán phụ thuộc EVN, thực hiện các chức năng vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Mô hình hạch toán tại NLDC được thể hiện trong hình 13.1. Ngành nghề sản xuất kinh doanh chủ yếu của NLDC bao gồm:

- Chỉ huy, điều khiển các đơn vị phát điện, truyền tải điện, phân phối điện, thực hiện phương thức vận hành HTĐ Quốc gia (chức năng điều hành hệ thống).
- Điều hành giao dịch thị trường điện Việt Nam (chức năng điều hành thị trường).
- Quản lý, vận hành, bảo trì và bảo dưỡng hệ thống SCADA/EMS/MMS của hệ thống điện Việt Nam (SCADA: Giám sát điều khiển và thu thập số liệu; EMS: Quản lý năng lượng; MMS: Hệ thống thông tin quản lý thị trường điện) và hệ thống viễn thông - CNTT chuyên ngành phục vụ điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện.
- Đào tạo phát triển nguồn nhân lực quản lý vận hành HTĐ và thị trường điện.



Hình 13.1: Mô hình hạch toán tại NLDC

Về mặt điều hành hệ thống điện, tổ chức điều độ được phân thành 3 cấp: Cấp điều độ Quốc gia, cấp điều độ miền và cấp điều độ phân phối. Điều này được quy định chi tiết tại Thông tư số 40/2014/TT-BCT.

- **Cấp điều độ Quốc gia:** là cấp chỉ huy, điều độ cao nhất trong công tác điều độ HTĐ Quốc gia, do Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia - A0 đảm nhiệm.
- **Cấp điều độ miền:** là cấp chỉ huy, điều độ hệ thống điện miền, chịu sự chỉ huy trực tiếp của Cấp điều độ Quốc gia. Cấp điều độ miền do các Trung tâm Điều độ miền (A1, A2, A3) đảm nhiệm.
- **Cấp điều độ lưới phân phối:**
 - + **Cấp điều độ phân phối tỉnh:** là cấp chỉ huy, điều độ HTĐ phân phối trên địa bàn tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, chịu sự chỉ huy trực tiếp về điều độ của Cấp điều độ miền tương ứng. Cấp điều độ phân phối tỉnh do đơn vị điều độ trực thuộc TCTDL TP Hà Nội, TCTDL TP Hồ Chí Minh và các Công ty Điện lực tỉnh đảm nhiệm.
 - + **Cấp điều độ phân phối quận, huyện:** là cấp chỉ huy điều độ HTĐ phân phối quận, huyện trên địa bàn tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, chịu sự chỉ huy trực tiếp về điều độ của Cấp điều độ phân phối tỉnh.

b) Các quy định về chức năng, nhiệm vụ của các cấp điều độ

Hiện nay, NLDC đang quản lý cấp điều độ Quốc gia (A0) và cấp điều độ miền (Ax). Phân cấp quyền điều khiển trong công tác điều độ HTĐ của A0 và các Ax được quy định tại Điều 11 và Điều 14 – Thông tư 40/2014/TT-BCT. Trong đó, khái niệm "*quyền điều khiển*" được định nghĩa tại Điều 7 của Thông tư này. Nội dung Điều 7, Điều 11 và Điều 14 cụ thể như sau:

Điều 7. Quyền điều khiển

- Quyền điều khiển là quyền thay đổi chế độ vận hành của HTĐ hoặc thiết bị điện thuộc quyền điều khiển.
- Mọi sự thay đổi chế độ vận hành HTĐ hoặc thiết bị điện chỉ được tiến hành theo lệnh điều độ của cấp điều độ có quyền điều khiển (trừ trường hợp quy định tại Khoản 2, Điều 10, Thông tư 40/2014/TT-BCT).

Điều 11. Quyền điều khiển của Cấp điều độ Quốc gia

- Tần số hệ thống điện quốc gia.
- Điện áp trên lưới điện 500 kV.
- Tổ máy phát của nhà máy điện lớn, trừ nhà máy điện lớn quy định tại Khoản 5, Khoản 6 Điều 14 Thông tư này.
- Lưới điện 500 kV (bao gồm cả thiết bị bù, thiết bị đóng cắt phía 220 kV, 35 kV hoặc 22 kV của máy biến áp 500 kV).
- Phụ tải hệ thống điện Quốc gia.

Điều 14. Quyền điều khiển của Cấp điều độ miền

- Tần số hệ thống điện miền hoặc một phần của hệ thống điện miền trong trường hợp vận hành độc lập với phần còn lại của hệ thống điện quốc gia.

- Điện áp trên lưới điện 66 kV, 110 kV, 220 kV thuộc hệ thống điện miền.
- Công suất phản kháng của các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện 110 kV, 220 kV thuộc hệ thống điện miền, trừ các nhà máy điện thuộc quyền điều khiển của Cấp điều độ quốc gia.
- Lưới điện cấp điện áp 66 kV, 110 kV, 220 kV thuộc hệ thống điện miền (bao gồm các thiết bị có cấp điện áp 110 kV, 220 kV và các bộ tổng đầu ra/vào các phía còn lại của máy biến áp 110 kV, 220 kV).
- Tổ máy phát của nhà máy điện nhỏ đấu nối vào lưới điện cấp điện áp 110 kV, 220 kV thuộc hệ thống điện miền.
- Tổ máy phát của nhà máy điện lớn đấu nối vào lưới điện cấp điện áp 110 kV, 220 kV thuộc hệ thống điện miền trong trường hợp vận hành độc lập với phần còn lại của hệ thống điện quốc gia hoặc được ủy quyền điều khiển của Cấp điều độ quốc gia.
- Tổ máy phát của nhà máy điện lớn đấu nối vào lưới điện có cấp điện áp dưới 110 kV thuộc hệ thống điện miền.
- Phụ tải hệ thống điện miền.
- Trong đó, các nhà máy điện lớn và nhà máy điện nhỏ được định nghĩa như sau:
 - Nhà máy điện lớn: là nhà máy điện có tổng công suất đặt lớn hơn 30 MW
 - Nhà máy điện nhỏ: là nhà máy điện có tổng công suất đặt từ 30 MW trở xuống.

Ngoài ra, các quyền kiểm tra và quyền nắm thông tin của các Điều độ Quốc gia và Điều độ miền cũng được quy định cụ thể tại Điều 12, Điều 13 (với cấp Điều độ Quốc gia) và Điều 15, Điều 16 (với cấp Điều độ miền).

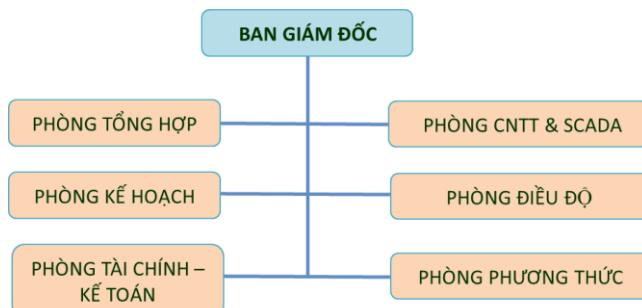
Ngoài công tác điều hành HTĐ (theo quy định tại Thông tư 40/2014/TT-BCT), NLDC còn thực hiện một số nhiệm vụ khác trong do EVN giao như:

- Thực hiện đánh giá an ninh trung hạn hệ thống điện, cân đối nhu cầu điện năng, tính toán sơ bộ chế độ vận hành hệ thống cho giai đoạn 2-5 năm tiếp theo phục vụ việc lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện, nghiên cứu phát triển hệ thống điện.
- Xây dựng nghiên cứu phát triển HTĐ Quốc gia (đặc biệt các vấn đề mà HTĐ Việt nam đang và sẽ phải đối mặt trong giai đoạn tới 2025).
- Vận hành thị trường điện VCGM, VWEM; Vận hành HTĐ Việt nam khi các trung tâm NLTT, thủy điện tích năng vào vận hành...).

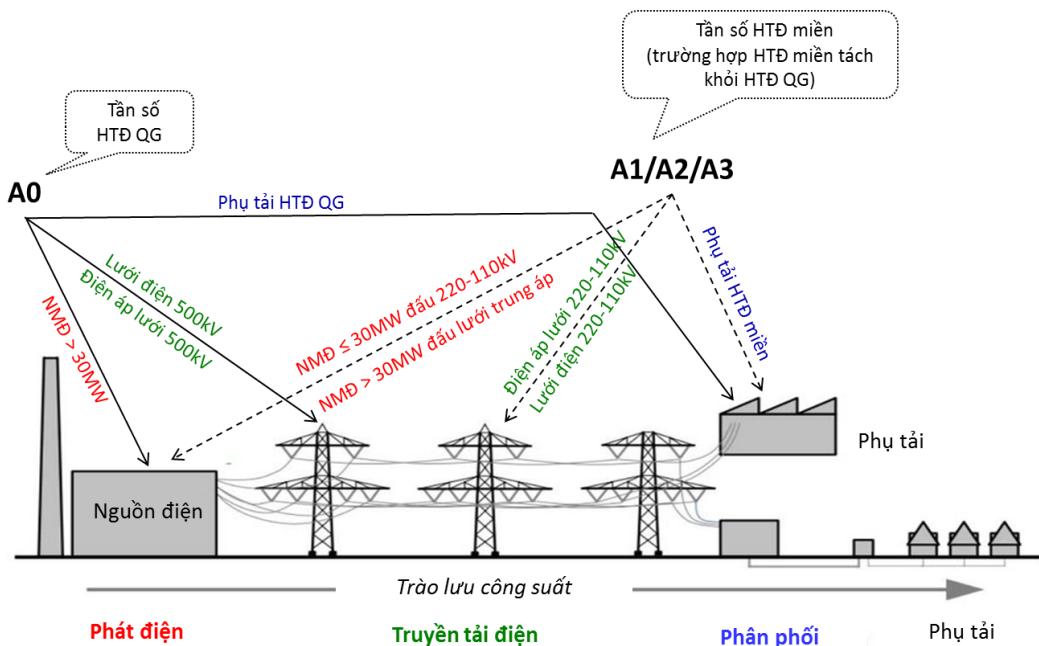
- Nghiên cứu tính toán, kiểm tra và phân tích chuyên sâu về khả năng cung ứng điện, đánh giá an ninh, độ tin cậy, ổn định của HTĐ Việt Nam cho từng năm và 4 năm tiếp theo.
- Thực hiện các nghiên cứu tính toán, kiểm tra và phân tích chuyên sâu về khả năng cung ứng điện, độ tin cậy, ổn định của HTĐ Việt Nam.
- Đề xuất, tham mưu cho EVN, ERAV, MOIT về tính phù hợp của kế hoạch phát triển nguồn và lưới điện trung/dài hạn; đề xuất thiết lập, sửa đổi các tiêu chuẩn và quy trình quy hoạch nguồn, lưới; rà soát, đề xuất sửa đổi hoặc ban hành mới tiêu chuẩn thiết kế/vận hành HTĐ và thị trường điện; rà soát, đề xuất sửa đổi hoặc ban hành các tiêu chuẩn về hệ thống role bảo vệ và tự hóa của các TBA và NMĐ trên HTĐ truyền tải...

c) Mô hình tổ chức và phân cấp quyền điều khiển

Sơ đồ tổ chức và phân cấp quyền điều khiển của các Điều độ miền Ax như sau:



Hình 13.2: Hiện trạng sơ đồ tổ chức tại các Điều độ miền (A1, A2, A3)



Hình 13.3: Phân cấp quyền điều khiển của NLDC (A0, Ax)

Theo quy định tại Điều 14 – Thông tư số 40/2014/TT-BCT, các nhà máy điện nhỏ đấu nối vào lưới điện 220-110 kV thuộc quyền điều khiển của các Trung tâm Điều độ HTĐ miền – Ax. Trong đó, nhà máy điện nhỏ được định nghĩa là nhà máy điện có tổng công suất đặt từ 30 MW trở xuống. Trước đây, nguồn điện dưới 30 MW chủ yếu là thủy điện nhỏ. Tuy nhiên, từ năm 2019, cơ cấu nguồn điện đã có sự thay đổi, nhiều dự án điện gió, điện mặt trời đã vào vận hành, tính đến tháng 06/2019, cả nước đã có hơn 540 MW nguồn NLTT thuộc quyền điều độ của Ax. Với lưới điện truyền tải, các Trung tâm Điều độ HTĐ miền đang giữ quyền điều khiển lưới điện 220 kV, trong đó có các TBA 220 kV không người trực.

Phân cấp điều độ hệ thống điện Quốc gia hiện nay được tóm tắt trong bảng dưới đây.

Bảng 13.1: Sơ đồ phân cấp điều độ hệ thống điện Quốc gia hiện nay (theo Thông tư 40/2014/TT-BCT)

CẤP ĐIỀU ĐỘ	MÔ HÌNH TỔ CHỨC	QUYỀN ĐIỀU KHIỂN	QUYỀN KIỂM TRA
ĐIỀU ĐỘ QUỐC GIA		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tân số HTĐ quốc gia ▪ Các nhà máy điện lớn ▪ Lưới điện 500 kV ▪ Điện áp trên lưới 500 kV ▪ Phụ tải HTĐ quốc gia 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Các NMĐ không thuộc quyền điều khiển <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lưới điện 220-110 kV ▪ Trạm phân phối NMĐ lớn ▪ Nguồn tự dùng của TBA 500 kV hoặc NMĐ lớn
ĐIỀU ĐỘ MIỀN		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Các NMĐ được phân cấp theo quy định riêng <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lưới điện 220-110-66 kV ▪ Điện áp trên lưới 220-110-66 kV ▪ Công suất vô công NMĐ thuộc quyền điều khiển ▪ Các NMĐ nhỏ ▪ Phụ tải HTĐ miền 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Các trạm, ĐZ phân phối 110-66 kV phân cấp cho điều độ lưới điện phân phối điều khiển ▪ Các hộ sử dụng điện quan trọng trong LPP ▪ NMĐ nhỏ thuộc quyền Điều độ LPP
ĐIỀU ĐỘ LUỐI ĐIỆN PHÂN PHỐI (LPP)		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Các trạm, ĐZ 110-66 kV phân cấp cho điều độ LPP điều khiển <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lưới điện phân phối ▪ Các NMĐ nhỏ, các trạm diesel, trạm bù trong lưới điện phân phối ▪ Phụ tải HTĐ phân phối 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Các TBA, ĐZ phân phối của khách hàng điều khiển ▪ Nguồn tự dùng của TBA hoặc NMĐ nhỏ thuộc quyền điều khiển ▪ Nguồn diesel của khách hàng có đấu nối với LPP

d) Cơ sở hạ tầng phục vụ điều độ hệ thống điện và thị trường điện

+ Hệ thống SCADA/EMS/DMS:

SCADA/EMS là hệ thống thu thập dữ liệu, giám sát, điều khiển và quản lý năng lượng, phục vụ điều khiển, giám sát và thu thập số liệu trạng thái hoạt động của các thiết bị tại từng thời điểm vận hành của hệ thống. Năm 2012, NLDC đã chính thức ký kết hợp đồng với nhà cung cấp OSI của Mỹ để trang bị hệ thống SCADA/EMS hoàn toàn mới đồng bộ cho các Trung tâm điều độ miền. Từ cuối năm 2015, NLDC thực hiện chuyển đổi hệ thống SCADA/EMS cũ của ABB sang hệ thống mới của OSI.

Hệ thống SCADA/EMS mới của OSI được trang bị hiện đại với nhiều chức năng EMS đã được thử nghiệm tốt và đang từng bước được triển khai vào vận hành bao gồm: dự báo phụ tải, trào lưu công suất, tối ưu trào lưu công suất, tự động điều chỉnh công suất tổ máy, đánh giá trạng thái, bộ lưu trữ các tham số thích ứng, lập lịch sửa chữa thiết bị, phân tích sự cố, phân tích ổn định điện áp, phân tích ổn định quá độ, trao đổi thông tin với hệ thống truyền tải điện.

Trong việc quản lý và điều hành hệ thống điện, hệ thống SCADA/EMS đóng vai trò rất quan trọng, giúp cho Đơn vị điều hành HTĐ nắm bắt và xử lý chính xác, theo sát mọi diễn biến trong hệ thống điện. Đảm bảo an ninh, an toàn cho điều độ hệ thống điện là nhiệm vụ quan trọng của bộ phận quản lý hệ thống SCADA/EMS (EVNI). Hiện nay, hệ thống SCADA/EMS dựa trên công nghệ của OSI của NLDC có thể hỗ trợ thực hiện các chức năng sau:

- Các giao diện cung cấp thông tin về trạng thái thời gian thực của hệ thống điện
 - Các giao diện yêu cầu định dạng file ICCP, CIM XML và CSV.
- Hệ thống dự báo phụ tải ngắn hạn của hệ thống SCADA/EMS hiện đã được cấu hình và thiết lập nhưng chưa đáp ứng các yêu cầu của VWEM như: RTD, DAP và WAP.
- Hệ thống quản lý ngừng vận hành đã được thực hiện và có thể cung cấp các thông tin cần thiết về ngừng vận hành/sửa chữa của hệ thống máy phát và lưới truyền tải đáp ứng các quy trình thị trường.
- Chức năng AGC có thể cập nhật và gửi tín hiệu thay đổi công suất điều độ của các tổ máy (setpoint) được tính toán bởi Hệ thống điều độ thời gian thực (RTD) cho chu kỳ 5 phút. Chức năng AGC cũng đã được triển khai để áp dụng trong điều chỉnh tần số trong HTĐ. Tuy nhiên, chức năng AGC cần tiếp tục hoàn thiện và nâng cấp đảm bảo đáp ứng đầy đủ các yêu cầu trong VWEM (ví dụ gửi lệnh khởi động/ngừng tổ máy, tính toán đến công suất dự phòng điều tần – dự phòng quay theo thị trường dịch vụ phụ trong thị trường điện từ hệ thống MMS...)

- Hệ thống giám sát tuân thủ tự động phù hợp với MMS có thể thực hiện trực tiếp trong hệ thống SCADA/EMS, vì nó liên quan đến một số tính toán dựa trên các kết quả đo đếm thời gian thực.

Các thành phần chính của hệ thống SCADA/EMS được tóm tắt trong bảng dưới đây.

Bảng 13.2: Các hợp phần chính của SCADA/EMS của NLDC

Hệ thống thành phần	Các chức năng chính
Công việc tích hợp AGC (tự động điều chỉnh CS phát)	<ul style="list-style-type: none"> - Điều chỉnh dữ liệu đầu vào của AGC để cho phép điều độ chu kỳ 5 phút theo công suất tính toán bởi RTD. - Điều chỉnh AGC để tăng và giảm tần số theo chu kỳ 5 phút dựa trên các kết quả của RTD, cho phép cả chức năng ngừng/khởi động các tổ máy cần thiết. - Hoàn thiện, nâng cấp AGC để đáp ứng được với các yêu cầu về công suất dự phòng điều tần, dự phòng quay từ Hệ thống điều độ thời gian thực. - Kết hợp với các chức năng khác, có thể triển khai ở hệ thống SCADA/EMS hiện tại.
Giao diện ICCP	<ul style="list-style-type: none"> - Giao thức trao đổi thông tin giữa các trung tâm điều khiển để hỗ trợ dữ liệu vận hành thời gian thực tới các ứng dụng trong MMS theo yêu cầu. - Điều này có thể thực hiện đối với hệ thống SCADA/EMS hiện tại.
Snapshot lưới hệ thống dạng file CIM XML/CSV	<ul style="list-style-type: none"> - Có khả năng chuyển các tập tin snapshot về trạng thái hiện tại của hệ thống điện trong định dạng XML CIM và/hoặc các file CSV. - Có thể được thực hiện đối với hệ thống SCADA/EMS hiện tại.
Hệ thống quản lý công tác vận hành/ sửa chữa nguồn và lưới	<ul style="list-style-type: none"> - Ghi lại việc ngừng vận hành/sửa chữa đã được gửi bởi đơn vị chịu trách nhiệm (đơn vị phát điện, đơn vị chào giá thay, ETSP). - Các thông tin cần thiết có thể được chuyển đến cơ sở dữ liệu trung tâm VWEM để các hệ thống khác có thể truy cập và sử dụng.
Hệ thống dự báo phụ tải ngắn hạn	<ul style="list-style-type: none"> - Hệ thống dự báo phụ tải ngắn hạn hiện tại không đáp ứng các yêu cầu của RTD, DAP và WAP. - Cần nâng cấp hoặc nhà cung cấp MMS cung cấp một giải pháp thích hợp.

Một số đánh giá về hiện trạng hệ thống SCADA/EMS tại NLDC được tổng hợp trong bảng dưới đây.

Bảng 13.3: Đánh giá hiện trạng hệ thống SCADA/EMS của NLDC

Hệ thống thành phần	Kết quả khảo sát	Kết quả đánh giá
Mục tiêu đáp ứng chu kỳ điều độ 5 phút và các yêu tố tham gia AGC (tự động điều chỉnh công suất phát) dựa trên kết quả của RTD (hệ thống điều độ thời gian thực).	Khảo sát cho thấy SCADA/EMS hiện tại có khả năng thực hiện gửi lệnh điều độ thay đổi công suất (setpoint) cho các tổ máy, có khả năng đặt trạng thái điều chỉnh tần	Cần nâng cấp các chức năng đáp ứng yêu cầu điều độ trong VWEM (bao gồm cả gửi lệnh/tín hiệu điều độ công suất tổ máy, điều chỉnh tần số, dự phòng quay).

Hệ thống thành phần	Kết quả khảo sát	Kết quả đánh giá
	số cho các tổ máy thông qua chức năng AGC.	Yêu cầu công việc tích hợp cho SCADA/EMS khi có MMS (hệ thống thông tin quản lý thị trường điện).
Giao diện ICCP	Có sẵn trong nền tảng SCADA/EMS. Có thể hỗ trợ truyền thông tin thời gian thực từ SCADA/EMS sang MMS.	Cung cấp MMS với yêu cầu có thể được tích hợp với SCADA/EMS để truyền thông tin thời gian thực. Yêu cầu công việc tích hợp cho SCADA/EMS khi có MMS.
Snapshot của hệ thống file CIM XML/CSV	Nền tảng SCADA/EMS hỗ trợ chức năng này. SCADA/EMS có thể truyền file snapshot định dạng CIM XML/CSV, có thể sử dụng cho quá trình khác (MMS).	Yêu cầu một số công việc tích hợp.
Hệ thống quản lý lịch sửa chữa nguồn và lưới	Đã có như một ứng dụng trong SCADA/EMS của NLDC.	Kết nối MMS với hệ thống SCADA/EMS hiện có.
Hệ thống dự báo phụ tải ngắn hạn	Không đáp ứng các yêu cầu dự báo phụ tải của VWEM.	Yêu cầu đầu tư mới trong MMS.

Nguồn: Tổng hợp đánh giá của NLDC năm 2019

+ **Hệ thống FR/PQ/PMU (Hệ thống giám sát ghi sự cố FR, giám sát chất lượng điện năng PQs, và thiết bị đo góc pha PMU):**

Chức năng của hệ thống FR/PQ/PMU như sau:

- Hỗ trợ giám sát các phần tử của nhà máy bằng việc đo lường các thông số của các ngăn lô
- Lưu trữ thông tin sự cố xảy ra trong nhà máy làm cơ sở dữ liệu cho các phân tích tìm nguyên nhân sự cố, phân tích chuyên sâu, thí nghiệm các thiết bị rơ-le bảo vệ cũng như đánh giá tính chính xác của các giá trị chính định;
- Hỗ trợ giám sát dự phòng các chức năng và các thiết bị bảo vệ;
- Thực hiện các tính toán có độ chính xác cao để cung cấp thông tin cho việc xử lý sự cố, nhanh chóng khôi phục hệ thống sau sự cố.

Hệ thống FR/PQ/PMU được trang bị cho các ngăn lô có cấp điện áp $\geq 110\text{kV}$ của nhà máy. Đồng thời trang bị các thiết bị phục vụ kết nối và đồng bộ thời gian: Router, Ethernet Switch, cáp quang, thiết bị đồng bộ thời gian..., và thiết lập 01 kênh thông tin để kết nối hệ thống ghi sự cố của nhà máy với hệ thống giám sát và thu thập tín hiệu tại Trung tâm điều độ HTĐ Miền (từ Ax đã kết nối với A0).

+ **Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm MDMS:**

Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm MDMS (Meter Data Management System) là giải pháp thiết yếu cho hạ tầng đo đếm tiên tiến AMI đang được triển khai áp dụng tại các quốc gia tiên tiến. MDMS ứng dụng mạng internet và công nghệ mạng viễn thông (GPRS/EDGE/3G), dùng để theo dõi số liệu công tơ 3 pha trực tuyến 24/24 tại các nhà máy điện, ranh giới mua bán điện, các cơ sở sản xuất,... đáp ứng nhu cầu hiện đại hóa hệ thống đo đếm điện năng theo lộ trình hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực Việt Nam, đồng thời nhằm đáp ứng nhu cầu quản lý, điều hành hệ thống điện, tăng năng suất lao động, giảm chi phí sản xuất và kinh doanh điện năng, nâng cao chất lượng dịch vụ khách hàng của EVN.

+ **Hệ thống thông tin liên lạc – trực thông, DIM**

DIM (viết tắt theo tiếng Anh: Dispatch Instruction Management) là hệ thống quản lý thông tin lệnh điều độ giữa cấp điều độ có quyền điều khiển với nhà máy điện hoặc Trung tâm Điều khiển các nhà máy điện. Yêu cầu lệnh điều độ hệ thống điện quốc gia bằng chữ viết được thực hiện thông qua hệ thống quản lý thông tin điều độ DIM. Hệ thống truyền lệnh điều độ điện tử phải đảm bảo tiêu chuẩn an toàn truyền tin (mã hóa, dự phòng), bảo mật (phần mềm, dữ liệu) theo tiêu chuẩn Việt Nam hoặc quốc tế; Thời gian lưu trữ lệnh điều độ điện tử ít nhất là 05 năm;

+ **Hệ thống CNTT phục vụ vận hành và giám sát thị trường điện**

Căn cứ theo Quyết định 2760/QĐ-BCT ngày 30/6/2016, cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin (CNTT) phục vụ vận hành và giám sát hoạt động của Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam bao gồm 8 hệ thống công nghệ thông tin chính với các phần mềm được cài đặt trên các thiết bị phần cứng, được kết nối, tích hợp với nhau nhằm đảm bảo phục vụ vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh an toàn, liên tục, tin cậy và hiệu quả; cụ thể như sau:

- *Hệ thống lập kế hoạch vận hành trung và dài hạn*: Phục vụ công tác lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong trung hạn (hàng năm, hàng tháng) và dài hạn (nhiều năm) của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, bao gồm: Hệ thống mô phỏng tính toán giá trị nước của các nhà máy thủy điện; Hệ thống mô phỏng thị trường điện; Hệ thống dự báo phụ tải trung và dài hạn; Hệ thống dự báo nguồn năng lượng tái tạo trung và dài hạn.

Hệ thống lập kế hoạch vận hành trung và dài hạn còn có các chức năng bổ sung như: Tự động tính toán theo khung thời gian quy định, có giao diện với hệ thống cơ sở dữ liệu trung tâm và công cụ để nhập các dữ liệu đầu vào phục vụ công tác tính toán kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong trung và dài hạn.

- *Hệ thống quản lý vận hành thị trường điện*: Hỗ trợ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện các công tác quản lý thành viên thị trường, tính toán vận hành thị trường điện hàng tuần, hàng ngày và từng chu kỳ giao dịch, tính toán điều

độ hệ thống điện trong thời gian thực, bao gồm: Hệ thống cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện; Hệ thống quản lý mô hình mô phỏng lưới điện truyền tải và các ràng buộc an ninh hệ thống (có giao diện kết nối với hệ thống điều khiển giám sát, thu thập dữ liệu và quản lý năng lượng SCADA/EMS hiện hữu); Hệ thống điều độ thời gian thực; Hệ thống mô phỏng lập kế hoạch vận hành ngày tới; Hệ thống mô phỏng lập kế hoạch vận hành tuần tới; Hệ thống dự báo phụ tải ngắn hạn (có giao diện kết nối với hệ thống điều khiển giám sát, thu thập dữ liệu và quản lý năng lượng SCADA/EMS hiện hữu); Hệ thống tính toán giá thị trường điện; Hệ thống tính toán thanh toán thị trường điện; Hệ thống quản lý bảo lãnh thanh toán trong thị trường điện; Hệ thống quản lý thành viên thị trường điện; Hệ thống quản lý lịch sửa chữa nguồn và lưới điện (có giao diện kết nối với hệ thống điều khiển giám sát, thu thập dữ liệu và quản lý năng lượng SCADA/EMS hiện hữu); Hệ thống tự động giám sát tuân thủ (có giao diện kết nối với hệ thống điều khiển giám sát, thu thập dữ liệu và quản lý năng lượng SCADA/EMS hiện hữu); Giao diện trao đổi thông tin với các thành viên thị trường điện; Hệ thống giám sát, cảnh báo và hiển thị; Hệ thống nghiên cứu, phân tích hệ thống và mô phỏng đào tạo; Hệ thống quản lý vận hành sàn giao dịch hợp đồng và quyền truyền tải tài chính; Hệ thống dự báo biểu đồ phát của các nguồn năng lượng tái tạo trong ngắn hạn (có giao diện kết nối với hệ thống điều khiển giám sát, thu thập dữ liệu và quản lý năng lượng SCADA/EMS hiện hữu).

- *Hệ thống cơ sở dữ liệu trung tâm*: Phục vụ lưu trữ toàn bộ các dữ liệu quá khứ, các số liệu đầu vào và kết quả tính toán của các quy trình vận hành thị trường điện, vận hành hệ thống điện và thanh toán; đồng bộ các dữ liệu từ cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện quy định.

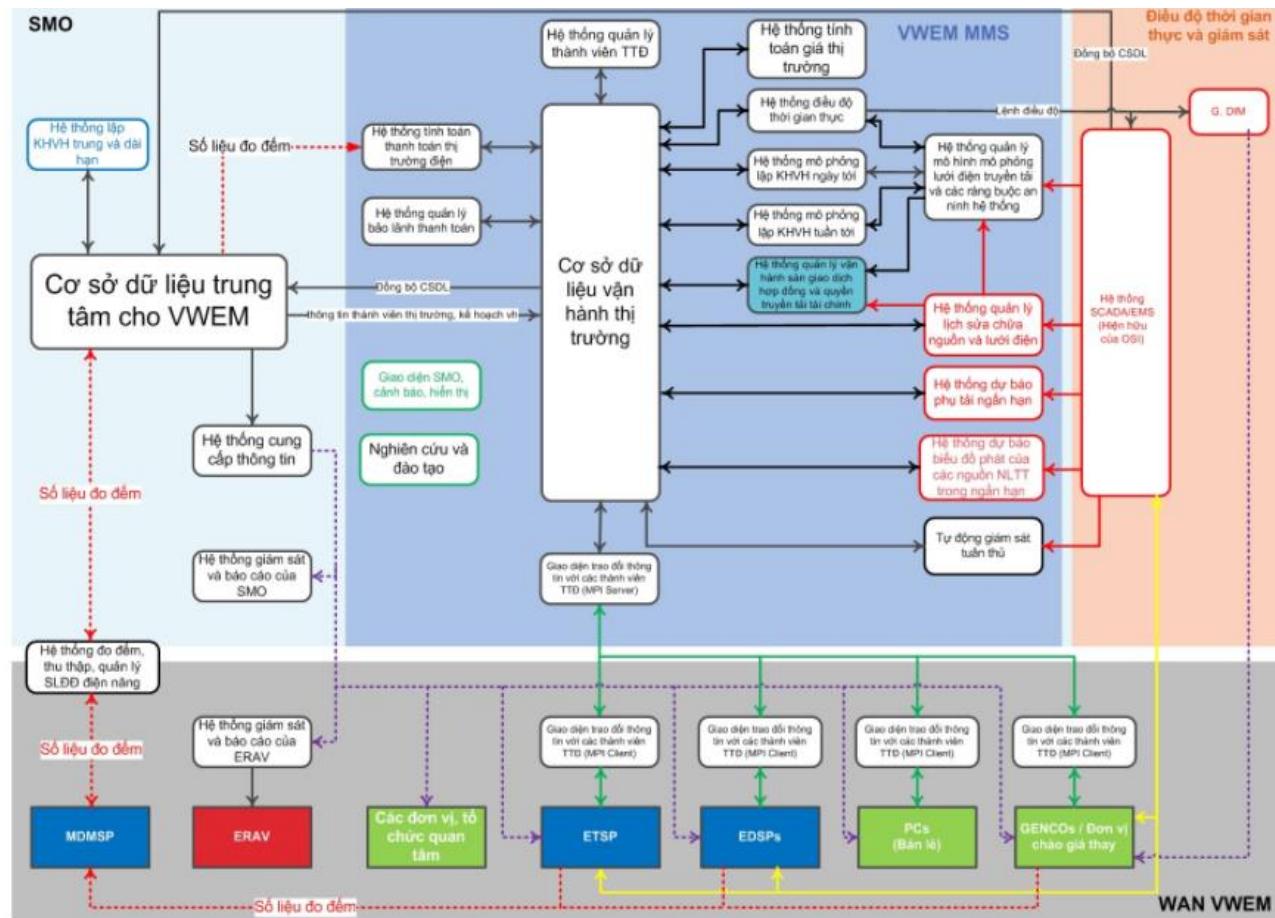
- *Hệ thống đo đếm, thu thập và quản lý số liệu đo đếm điện năng*: Phục vụ đo đếm, thu thập, xử lý, lưu trữ và quản lý số liệu đo đếm điện năng tại các điểm giao nhận với các nhà máy điện, giao nhận giữa lưới truyền tải và lưới phân phối điện, giao nhận giữa các đơn vị phân phối, giao nhận với khách hàng sử dụng điện lớn tham gia thị trường điện, các điểm giao nhận xuất nhập khẩu điện, đảm bảo cho vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh, bao gồm: Hệ thống đo đếm điện năng; Hệ thống thu thập số liệu đo đếm điện năng; Hệ thống quản lý số liệu đo đếm điện năng.

- *Hệ thống cung cấp thông tin thị trường điện*: Phục vụ công bố, cung cấp các dữ liệu, thông tin thị trường điện từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho các thành viên tham gia thị trường; phục vụ công tác giám sát thị trường điện của Cục Điều tiết điện lực và hỗ trợ các giao dịch thương mại điện tử, bao gồm: Hệ thống truyền file dữ liệu (FTP Server); Hệ thống ánh xạ dữ liệu; Cổng thông tin nội bộ thị trường điện; Cổng thông tin công cộng thị trường điện; Hệ thống giao dịch thương mại điện tử.

- **Hệ thống giám sát thị trường điện:** Phục vụ công tác theo dõi, giám sát, lập báo cáo vận hành hệ thống điện và thị trường điện, bao gồm: Hệ thống giám sát tại Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện; Hệ thống giám sát tại Cục Điều tiết điện lực.

- **Hệ thống quản lý lệnh điều độ:** Phục vụ truyền, nhận và lưu trữ các lệnh điều độ giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các nhà máy điện trong công tác vận hành hệ thống điện và thị trường điện, bao gồm: Hệ thống máy chủ trung tâm đặt tại Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện; Hệ thống máy trạm đặt tại các đơn vị phát điện và đơn vị chào giá thay.

- **Hệ thống viễn thông, mạng kết nối và bảo mật:** Phục vụ kết nối, trao đổi dữ liệu, thông tin thị trường điện giữa các thành viên tham gia thị trường điện và bảo mật thông tin, bao gồm: Mạng nội bộ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện; Mạng điện rộng phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện; Hệ thống bảo mật thông tin.



Hình 13.4: Sơ đồ cấu trúc CSHT CNTT phục vụ VWEM

Nguồn: Quyết định 2760/QĐ-BCT ngày 30/6/2016

e) Các tồn tại khó khăn, cơ hội và thách thức

- Khung pháp lý và cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin cho thị trường bán buôn điện cạnh tranh chưa hoàn thiện.
- Nhu cầu về tự động hóa thông tin, cơ sở dữ liệu tập trung để phục vụ điều độ hệ thống điện có quy mô ngày một tăng. Nhu cầu vốn đầu tư cho lắp đặt mới và cải tạo hệ thống cơ sở hạ tầng thông tin, các thiết bị tự động hóa trên hệ thống là rất lớn.
- Năng lượng tái tạo ngày càng phát triển là một thách thức lớn đối với vận hành hệ thống. Công suất phát điện của nguồn điện gió và mặt trời luôn biến đổi và không điều khiển được, đòi hỏi hệ thống luôn cần phải duy trì một lượng công suất dự phòng điều chỉnh tần số tương ứng, gây khó khăn và tăng chi phí trong công tác vận hành. Cần thiết phải xây dựng thêm trung tâm dự báo thời tiết và điều khiển nguồn điện gió và mặt trời trong giai đoạn tới.
- Việc điều hành các trạm biến áp không người trực vẫn còn khó khăn, do tình trạng các thiết bị trên lưới truyền tải hiện chưa đồng bộ, nhiều thiết bị đã vận hành lâu năm, không đảm bảo độ tin cậy cho việc điều khiển từ xa, số lượng lao động tại các trung tâm vận hành không đủ để thực hiện các công tác quản lý kỹ thuật.
- Khó khăn trong chuyển đổi mô hình tổ chức của Điều độ trong thị trường điện: Hiện nay NLDC đang trong lộ trình chuyển đổi thành công ty TNHH MTV, tuy nhiên nhu cầu vốn đầu tư vượt quá khả năng thu xếp vốn, NLDC chưa có kinh nghiệm vận hành công ty TNHH MTV (các khâu quản lý vốn, đầu tư, kiểm tra giám sát cần được nâng cao). Tuy nhiên việc chuyển đổi sang công ty TNHH MTV cũng là cơ hội cho NLDC tự chủ hơn về tài chính, tăng hiệu quả sử dụng vốn, đẩy mạnh công tác giám sát nội bộ, quản lý dự án và thực hiện các chức năng theo quy định thị trường điện.

13.1.2. Định hướng phát triển hệ thống điện và thị trường điện trong giai đoạn đến 2045

a) Định hướng phát triển hệ thống điện

Trong giai đoạn quy hoạch hệ thống điện Việt Nam sẽ có quy mô rất lớn với công suất phụ tải đạt cực đại dự báo tăng từ khoảng gần 40GW hiện nay lên 84GW năm 2030 và 151MW vào năm 2045. Theo đó quy mô công suất nguồn điện lựa chọn phát triển sẽ tăng từ 59GW hiện nay lên 138GW năm 2030, 270GW năm 2045, với tổng công suất nguồn năng lượng tái tạo biến đổi (gió và mặt trời) sẽ đạt 28% năm 2030 và 42% năm 2045. Cùng với đó là các nguồn pin tích trữ năng lượng và thủy điện tích năng, các nguồn nhiệt điện linh hoạt ICE, SCGT sẽ được đưa vào hệ thống để đảm bảo dự phòng và tích hợp năng lượng tái tạo biến đổi. Hệ thống điện trong giai đoạn tới sẽ có cơ cấu nguồn phức tạp hơn hiện nay rất nhiều, cần tăng cường năng lực điều độ và dự báo nguồn NLTT biến đổi.

Khối lượng lưới điện truyền tải sẽ tăng gấp hơn 2 lần vào 2030 và gấp hơn 4 lần vào năm 2045 so với hiện nay (xem bảng dưới), có khả năng sẽ xuất hiện lưới điện 1 chiều siêu cao áp đến 800kV (nếu phát triển nguồn điện ở miền Nam với quy mô lớn) là những thách thức mới trong vận hành lưới điện truyền tải. Ngoài ra, để tối ưu hóa vận hành hệ thống phát triển quy mô lớn các nguồn NLTT, việc tăng cường liên kết lưới điện với các nước láng giềng sẽ được nghiên cứu phát triển.

Bảng 13.4: Khối lượng lưới điện truyền tải dự kiến đến năm 2045

Năm	2019		2030		2045	
	Khối lượng	km	MVA	km	MVA	km
AC 500 kV	8496	34050	17333	109050	22562	201150
AC 220 kV	18391	62236	31994	146129	35096	236629

Đề án phát triển lưới điện thông minh tại Việt Nam đã được phê duyệt tại quyết định số 1670/QĐ-TTg ngày 08/11/2012. Theo đó sự phát triển của lưới điện thông minh (smart grids), microgrids, các yêu cầu cải tiến công nghệ, điều khiển từ xa, tối ưu hóa vận hành hệ thống thông qua cải tiến dữ liệu, áp dụng trí tuệ nhân tạo trong vận hành hệ thống sẽ tăng lên theo thời gian. Đây là sự nâng cấp và cập nhật từ hệ thống điện hiện có bằng công nghệ đo lường, điều khiển và bảo vệ kỹ thuật số với hệ thống truyền thông hiện đại nhằm đáp ứng nhu cầu về độ tin cậy, an toàn, chất lượng điện, tiết kiệm năng lượng. Các kỹ thuật điều khiển cho lưới điện thông minh dựa trên cơ sở trí tuệ nhân tạo đã được phát triển và đem lại cho hệ thống điện các tính năng nổi trội. Các ưu điểm chính của hệ thống điện thông minh là:

- Dễ dàng kết nối và đảm bảo vận hành cho tất cả các nguồn điện với các kích cỡ và công nghệ khác nhau, kể cả các nguồn năng lượng tái tạo nói chung và nguồn điện phân tán nói riêng, làm cho toàn bộ hệ thống vận hành hiệu quả hơn.
- Cho phép các hộ tiêu thụ điện chủ động tham gia vào việc vận hành tối ưu hệ thống, làm cho thị trường điện cạnh tranh và phát triển. Cung cấp cho các hộ dùng điện đầy đủ thông tin và các lựa chọn nguồn cung cấp.
- Giảm thách thức về môi trường của hệ thống điện một cách đáng kể, nâng cao độ tin cậy, chất lượng và an toàn của hệ thống cung cấp điện.
- Duy trì và cải tiến các dịch vụ hiện hành một cách hiệu quả.

Để tích hợp các nguồn phân tán trong lưới điện thông minh như (điện gió, pin mặt trời, pin nhiên liệu, thủy điện nhỏ, khí sinh học...), các cảm biến thông minh tốc độ cao (Power Management Unit – PMU) sẽ được phân bố trong mạng để chỉ thị chất lượng điện và một số đáp ứng một cách tự động. Đây được gọi là mô hình nhà máy điện ảo (Virtual Power Plants). Ứng dụng mô hình nhà máy điện ảo trong điều khiển lưới điện thông minh đã phát huy được tối đa công suất của các nguồn phân tán tích hợp vào lưới,

đồng thời mang lại hiệu quả cao về tính kinh tế so với điều khiển các nguồn độc lập. Điều khiển lưới điện thông minh theo mô hình nhà máy điện ảo nhằm hướng đến phát triển tối ưu hóa vận hành hệ thống điện, thông qua hệ thống cáp quang điện thoại và Internet người tiêu dùng có thể lựa chọn nguồn cung cấp, kiểm tra chất lượng điện năng, lượng điện tiêu thụ và hóa đơn tiền điện trực tuyến, thậm chí điều khiển các thiết bị dùng điện từ xa.

Như vậy sẽ có rất nhiều thách thức mới cho Điều độ Hệ thống điện quốc gia trong các giai đoạn tới, đặc biệt là việc tăng cường ứng dụng khoa học kỹ thuật hiện đại.

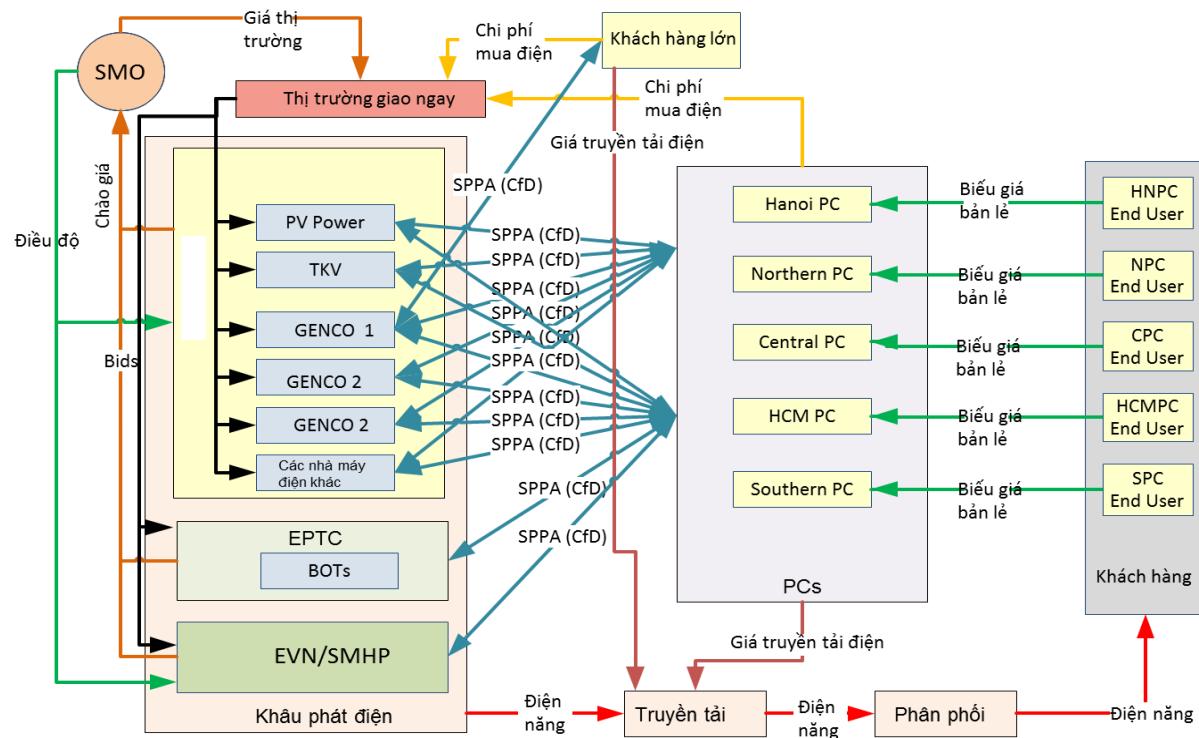
b) Định hướng phát triển thị trường điện

+ Hiện trạng thị trường điện:

Hiện tại thị trường điện Việt Nam đã chuyển sang thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM). Tính đến ngày 31/12/2019, có 98 nhà máy điện với tổng công suất đặt là 25730 MW đã tham gia thị trường điện, chiếm 46% tổng công suất đặt toàn hệ thống. Năm 2019, tỷ lệ sản lượng điện năng của các nhà máy điện được cam kết mua với giá hợp đồng là 80%, tỷ lệ này dự kiến sẽ giảm dần trong những năm tới để tăng dần sản lượng giao dịch trên thị trường. Việc xác định điện năng và thanh toán trong thị trường theo từng chu kỳ 30 phút tại điểm đấu nối. Dù công việc phục vụ cho vận hành VWEM đã sẵn sàng, nhưng vẫn còn nhiều thách thức ở phía trước. Một trong những khó khăn là phải xây dựng được cơ chế bù chéo giữa các TCTDL. Hiện nay, khâu phát điện đã được thực hiện theo giá thị trường, trong khi giá bán lẻ điện vẫn phải chịu sự điều tiết, dẫn tới chênh lệch về doanh thu, chi phí giữa các TCTDL.

Theo lộ trình được phê duyệt, đến hết 2020 toàn bộ các cơ chế cho giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh cần được hoàn thiện và ban hành để thực hiện đầy đủ Quyết định số 8266/QĐ-BCT ngày 10/08/2015 của Bộ Công Thương về việc phê duyệt Thiết kế chi tiết thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam.

Về cấu trúc thị trường theo thiết kế đã phê duyệt, các thành viên tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh được phân loại thành 03 nhóm chính: bên bán điện, bên mua điện và các đơn vị cung cấp dịch vụ. Trong đó, các đơn vị cung cấp dịch vụ bao gồm: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (SMO); Đơn vị cung cấp dịch vụ thu thập và quản lý số liệu đo đếm điện năng; Đơn vị truyền tải điện; Đơn vị phân phối điện. Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam là thị trường toàn phần, điều độ tập trung. Mua bán điện trong thị trường được thực hiện thông qua thị trường giao ngay và hợp đồng mua bán điện. Tổng quan về cấu trúc Thị trường bán buôn điện cạnh tranh được mô tả trong hình dưới đây.



Hình 13.5: Mô hình Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam

+ Định hướng tái cơ cấu ngành điện

Bộ Công Thương đã trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, ký ban hành Quyết định số 168/QĐ-TTg ngày 07/02/2017 phê duyệt Đề án tái cơ cấu ngành điện giai đoạn 2016-2020 định hướng đến năm 2025 và Quyết định số 852/QĐ-TTg ngày 14/06/2017 phê duyệt Đề án tổng thể sắp xếp, tái cơ cấu doanh nghiệp thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam giai đoạn 2017-2020.

Tiếp tục thực hiện các nội dung tái cơ cấu ngành điện theo quy định tại Quyết định số 168/QĐ-TTg, Bộ Công Thương đã chỉ đạo EVN triển khai xây dựng các đề án:

Đề án chuyển đổi Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia thành Công ty TNHH MTV 100% vốn nhà nước hạch toán độc lập. Phạm vi của Đề án hướng tới xây dựng, hoàn thiện chuyển đổi mô hình vận hành của Trung tâm Điều độ theo từng giai đoạn, đảm bảo thực hiện chức năng thanh toán trên thị trường điện giao ngay.

Đề án tách bạch khâu phân phối và khâu bán lẻ điện của các Tổng công ty Điện lực (TCTDL), phù hợp với chiến lược phát triển thị trường điện, đặc biệt là thị trường bán lẻ điện cạnh tranh trong dài hạn, nhằm đảm bảo tính minh bạch, công bằng của thị trường điện.

Định hướng trong giai đoạn 2021-2025 theo Quyết định số 168/QĐ-TTg:

- Tiếp tục thực hiện tách bạch, hạch toán riêng về chi phí giữa hoạt động phân phối điện và hoạt động bán lẻ điện trong các Tổng công ty Điện lực (TCTDL) và xây dựng môi trường cạnh tranh bình đẳng, minh bạch trong hoạt động

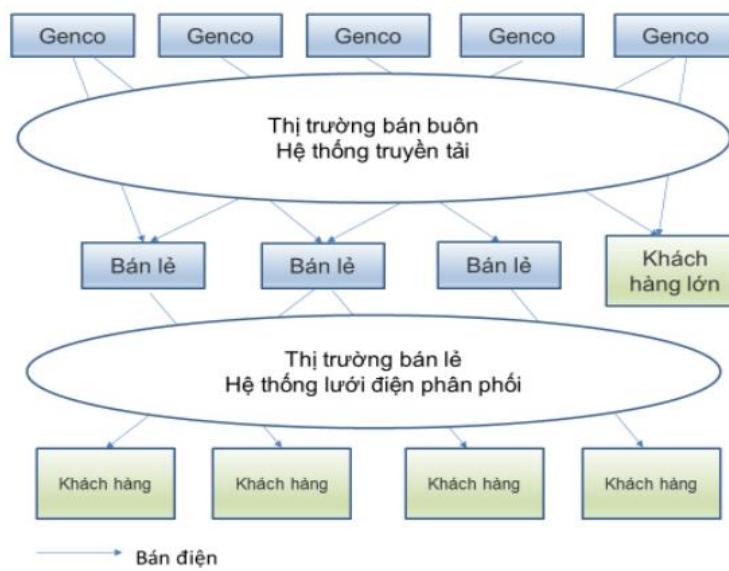
bán lẻ điện giữa các đơn vị tham gia thị trường điện. Xóa bù chéo và tách độc lập các khoản trợ giá điện

- Thực hiện cổ phần hóa các TCTDL theo lộ trình được Thủ tướng Chính phủ quyết định.
- Xây dựng phương án và triển khai thực hiện việc chuyển Công ty TNHH MTV vận hành hệ thống điện và thị trường điện thành đơn vị hoàn toàn độc lập về nhân sự, pháp lý, tài chính, không chung lợi ích với bên bán điện và bên mua điện, do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ.

Tiếp tục thực hiện cơ chế điều tiết giữa các TCTDL và cơ chế giá bán lẻ điện đáp ứng yêu cầu của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Cải cách các quy định về giá bán lẻ điện

+ Phát triển thị trường bán lẻ điện

Tiếp sau thị trường bán buôn điện, thị trường bán lẻ điện là cấp độ phát triển cao nhất của thị trường điện cạnh tranh. Về cơ bản, mô hình thị trường bán lẻ điện cạnh tranh sẽ trao quyền lựa chọn cho khách hàng sử dụng điện cuối cùng, cũng như tạo động lực để các đơn vị bán lẻ điện cạnh tranh với nhau để tìm kiếm và bán điện cho các khách hàng sử dụng điện. Các nguyên tắc hoạt động chung của thị trường điện tuân theo Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 08/11/2013 của Thủ tướng Chính phủ quy định lộ trình và các điều kiện hình thành thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam. Tổng quan về cấu trúc thị trường bán lẻ điện cạnh tranh được mô tả trong hình sau:



Hình 13.6: Tổng quan về cấu trúc thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

Các yêu cầu phát sinh để phát triển thị trường bán lẻ điện: Công cụ hỗ trợ khách hàng lựa chọn đơn vị bán lẻ điện; Cung cấp nhiều lựa chọn cho khách hàng; Bảo lãnh thanh toán.

Cùng với sự phát triển của thị trường, các vấn đề thách thức mới đối với cơ quan điều hành thị trường trong giai đoạn quy hoạch tới như sau:

- Đầu thầu đầu tư nguồn mới
- Xây dựng thị trường công suất.
- Thay đổi về quy định thị trường điện: giá nút, thị trường bán lẻ, mô hình chào giá 2 phía cung và cầu
- Xây dựng thị trường điện khu vực
- Tăng trưởng điều chỉnh phụ tải: hành vi khách hàng thay đổi theo giá, áp dụng các dụng cụ điện thông minh....
- Tích hợp đa ngành năng lượng và dịch vụ: điện, gas, nước
- Thị trường phái sinh thị trường điện

13.1.3. Đề xuất mô hình tổ chức điều độ giai đoạn 2021 -2045

Theo Quyết định số 8266/QĐ-BCT ngày 10/8/2015 của Bộ Công Thương về phê duyệt Thiết kế chi tiết thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam thì đơn vị vận hành hệ thống điện (SO) và thị trường điện (MO) là EVNNLDC.

Đồng thời, theo Quyết định số 168/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ, xây dựng đề án chuyển đổi EVNNLDC thành Công ty TNHH MTV vận hành hệ thống điện và thị trường điện, hạch toán độc lập trong EVN; hoàn thành việc chuyển đổi trước khi Thị trường bán buôn điện cạnh tranh chính thức vận hành. Do vậy, trong giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam, 02 chức năng SO và MO cùng thuộc một tổ chức, đó là EVNNLDC hiện nay, được chuyển thành Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện, hạch toán độc lập trong EVN (đơn vị SMO). Tên gọi của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC) sẽ trở thành Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO).

Trên cơ sở định hướng phát triển hệ thống điện và thị trường điện như trên đã trình bày, rất nhiều vấn đề và thách thức mới được đặt ra đối với đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia. Vì vậy Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia sẽ cần được cải tổ để phù hợp với tình hình mới.

Về mặt tổ chức:

- Thêm chức năng và nhiệm vụ phù hợp với sự phát triển của hệ thống điện và thị trường điện
- Phân tách quản lý và vận hành
- Phân tách các chức năng để giám sát lẫn nhau

Về mặt hạ tầng kỹ thuật:

- Tăng cường ứng dụng khoa học kỹ thuật trong công tác điều độ và vận hành thị trường

d) Giai đoạn 2021 - 2025

Cơ sở đề xuất mô hình tổ chức điều độ sẽ dựa trên định hướng tái cơ cấu ngành điện theo QĐ 168/QĐ-TTg ngày 07/02/2017: theo đó TT Điều độ HTĐ quốc gia sẽ trở thành công ty TNHH MTV 100% vốn nhà nước hạch toán độc lập, thực hiện chức năng điều hành hệ thống điện và điều hành thị trường điện.

Trong giai đoạn 2021-2025, hệ thống điện Việt Nam dự kiến sẽ thiếu hụt về công suất nguồn do ảnh hưởng của các dự án nguồn điện chậm tiến độ của các chủ đầu tư ngoài EVN; hệ thống truyền tải điện vẫn còn nhiều hạn chế với kết cấu lưới yếu, nguồn - lưới chưa đồng bộ, chưa đảm bảo dự phòng sự cố N-1. Trong bối cảnh hệ thống yếu cả về nguồn và lưới cũng như kết cấu hạ tầng và khung pháp lý phục vụ thị trường điện chưa hoàn chỉnh, nhiệm vụ quan trọng của NSMO là đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn và kinh tế, đảm bảo an ninh cung cấp điện. Trong khi lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối vẫn do EVN nắm giữ 100% vốn điều lệ. Để có công cụ điều hành toàn bộ lưới điện truyền tải và phân phối, EVN cần thiết giữ lại chức năng SO, thông qua đó thực hiện chức năng chính là đảm bảo cung cấp điện cho phát triển kinh tế - xã hội đất nước nêu tại Điều lệ tổ chức và hoạt động của EVN ban hành kèm theo Nghị định 26/2018/NĐ-CP của Chính phủ. Vì vậy, trong giai đoạn 2021-2025, NSMO nên vẫn thuộc EVN (là Công ty TNHH một thành viên hạch toán độc lập, do Tập đoàn Điện lực Việt Nam làm chủ sở hữu) để đảm bảo an ninh cung cấp điện cho phụ tải.

Giai đoạn 2021-2025 sẽ là giai đoạn NSMO phải hoàn thiện cơ chế thị trường bán buôn điện cạnh tranh và triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Ngoài ra, đây là giai đoạn tổ chức điều độ cần tăng cường năng lực trong dự báo phụ tải, dự báo khả năng huy động nguồn điện trong ngắn hạn và trung hạn, tập trung vào dự báo khả năng phát của điện gió, điện mặt trời.

Dự kiến một số thay đổi trong mô hình tổ chức:

- Bổ sung bộ phận quản lý và điều hành các nguồn năng lượng tái tạo, dự báo thời tiết và khả năng phát điện của các nguồn NLTT (Phòng Điều hành nguồn năng lượng tái tạo)
- Chuyển đổi mô hình điều hành Thị trường điện: thành lập Trung tâm Điều hành Thị trường điện
- Thành lập đơn vị nghiên cứu và ứng dụng khoa học công nghệ: Phòng Nghiên cứu và Phát triển sẽ có chức năng nghiên cứu phát triển ứng dụng công nghệ 4.0, lưới điện thông minh, áp dụng trí tuệ nhân tạo trong vận hành hệ thống.

- Bổ sung thêm Ban Quản lý dự án hạch toán độc lập trong NSMO đảm bảo đúng yêu cầu của công ty TNHH MTV

e) Giai đoạn 2026 - 2030

Trong giai đoạn này, NSMO sẽ tách khỏi EVN. Khối lượng nguồn lưới điện liên kết với các nước trong khu vực sẽ tăng, nên NSMO sẽ cần đẩy mạnh bộ phận hợp tác và giao dịch quốc tế. Thị trường điện sẽ hình thành thị trường phái sinh, tăng cường điều chỉnh phụ tải theo giá, áp dụng các dụng cụ điện thông minh, áp dụng công nghệ 4.0 trong điều hành hệ thống điện. Mô hình của NSMO giai đoạn 2026-2030 dự kiến thay đổi như sau:

- Tiếp tục tăng cường các chức năng kiểm tra giám sát phù hợp với mô hình công ty TNHH MTV: Thành lập phòng Thanh tra - Bảo vệ - Pháp chế, phòng Kỹ thuật - An toàn
- Mô hình quản lý thị trường điện tiếp tục được cải thiện: phân tách các phòng, ban trong Trung tâm Điều hành Thị trường điện.
- Xây dựng mô hình liên kết quốc tế: hình thành các bộ phận quan hệ quốc tế, hợp tác quốc tế
- Xây dựng hệ thống tích hợp thông minh.

f) Tầm nhìn 2031 - 2045

Sau 2030, hệ thống điện sẽ tiếp tục phát triển mạnh hơn các nguồn NLTT và tập chung vào phát triển lưới điện thông minh. Dự kiến sẽ xây dựng mô hình NSMO theo hướng:

- Tiếp tục xây dựng hệ thống tích hợp thông minh.
- Tích hợp đa ngành năng lượng và dịch vụ: điện, gas, nước
- Xây dựng mô hình tinh gọn và nâng cao năng suất

13.2. HỆ THỐNG THÔNG TIN VIỄN THÔNG ĐIỆN LỰC

13.2.1. Hiện trạng hệ thống viễn thông điện lực

Hệ thống viễn thông điện lực hay hệ thống viễn thông dùng riêng của EVN hiện có chức năng: Đảm bảo thông tin liên lạc phục vụ điều hành sản xuất; Đảm bảo đo lường tín hiệu từ xa tại các nhà máy điện, trạm biến áp phục vụ tự động bảo vệ đường dây điện, điều hành an toàn lưới điện; Truyền các thông tin tín hiệu từ các nhà máy điện, trạm biến áp về các đơn vị Điện lực, Trung tâm Điều độ hệ thống Điện tại các Miền, Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia nhằm đảm bảo nắm bắt kịp thời thông tin lưới điện, phục vụ cho điều hành hệ thống an toàn, tin cậy. Đồng thời, truyền thông tin điều hành đảm bảo tính trong suốt giữa các đơn vị và đảm bảo an ninh, an toàn, bảo mật cho việc vận hành, điều hành trên lưới điện.

EVNICT hiện là đơn vị điều hành toàn quốc hoạt động viễn thông dùng riêng (VTDR) trong EVN, gồm khoảng 130 thiết bị truyền dẫn, 180 PCM, các tổng đài và hệ thống nguồn. Trong đó, có các thiết bị truyền dẫn trên các TBA 500kV mạch 1 và 2, 9 vòng RING liên tỉnh Bắc – Trung – Nam giúp kết nối các trạm biến áp 220 kV và các nhà máy điện về đường trực truyền dẫn 500kV của EVN, thiết bị các trạm truyền dẫn để phục vụ các kênh SCADA, Hotline của Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia và các Trung tâm điều độ miền. Dưới đây là công nghệ và cấu trúc hệ thống viễn thông đang được sử dụng và đầu tư xây dựng trong hệ thống

a) Các công nghệ sử dụng trong hệ thống

Cáp quang

- Sử dụng cáp quang kết hợp dây chống sét OPGW cho các đường dây 500kV, 220kV và một số đường dây 110kV quan trọng.
- Sử dụng cáp quang ADSS treo dưới các đường dây thuộc lưới phân phối (110kV, 35kV, 22kV).

Công nghệ truyền dẫn

- Sử dụng công nghệ DWDM cho các tuyến truyền dẫn đường trực quốc gia, quốc tế và mạng Metro tại các tỉnh/thành phố lớn.
- Sử dụng công nghệ SDH thế hệ sau (NG SDH) để thiết lập các kết nối Ethernet (100Mbps, Gbps, 10Gbps).

Công nghệ truy nhập

- Sử dụng công nghệ truyền thông đa truy nhập ghép kênh theo thời gian - Time Division Multiple Access (TDMA) cho các dịch vụ thông tin chuyên dụng của ngành điện (Hotline, SCADA, rơ le bảo vệ...).
- Công nghệ truy nhập IP.
- Sử dụng các công nghệ truy nhập băng thông rộng có dây (ADSL, ADSL+, FTTx...), không dây (WCDMA/CDMA2000 1X-EVDO...) và hỗn hợp như kết hợp công nghệ truyền thông tin trên đường dây điện lực PowerLine Communication (PLC) với công nghệ không dây Wifi.
- Hội nghị truyền hình: sử dụng công nghệ truyền hình với độ phân giải cao (HD: high definition)

Công nghệ chuyển mạch

- Sử dụng công nghệ chuyển mạch IP.

b) Cấu trúc hệ thống

Mạng cáp quang

- Cáp quang OPGW dùng cho các đường dây truyền tải được tích hợp trong dây chống sét và được đấu nối vào các thiết bị thông tin truyền dữ liệu trong trạm. Số lượng sợi quang tối thiểu 24 sợi theo tiêu chuẩn ITU-T G.652 và G.655 tùy theo yêu cầu và cấu trúc mạng.

Hệ thống truyền dẫn đường trực quốc gia.

- Dung lượng của hệ thống DWDM đường trực mạch 1, 2 (tối đa 40 bước sóng, mỗi bước sóng 10Gbit/s)
- Hệ thống SDH đường trực mạch 3 tốc độ 10Gbit/s từ cấu hình Ring.

Hệ thống truyền dẫn liên tỉnh.

- Mạng liên tỉnh có cấu trúc RING.
- Phương tiện truyền dẫn chủ yếu là thông tin quang đồng bộ thẻ sau NG-SDH với tốc độ từ 2,5Gbps (STM-16) trở lên

13.2.2. Định hướng phát triển cơ sở hạ tầng thông tin điện lực

Trong các giai đoạn tiếp theo, theo định hướng phát triển hệ thống điện và thị trường điện dự kiến sẽ đầu tư trang bị một số cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin như sau:

- a) Giai đoạn 2020-2025
 - Trang bị hệ thống quản lý thị trường điện (MMS) phục vụ TTĐ bán buôn và bán lẻ
 - Tiếp tục thực hiện đồng bộ hóa và tối ưu hóa cơ sở hạ tầng hiện hữu
- b) Giai đoạn 2026 – 2030
 - Đầu tư hạ tầng CNTT phục vụ liên kết lưới khu vực
 - Xây dựng hệ thống SCADA mới kết hợp IoT (Internet of things), điện toán đám mây và điện toán nhận thức trong xây dựng lưới điện thông minh.
 - Đầu tư hạ tầng CNTT phục vụ tích hợp lưới điện thông minh
- c) Giai đoạn 2031 – 2045
 - Đầu tư hạ tầng phục vụ tích hợp thông minh đa hệ thống
 - Đầu tư hạ tầng CNTT phục vụ thị trường điện liên quốc gia.

CHƯƠNG 14. CHƯƠNG TRÌNH ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Với phương án phát triển điện lực lựa chọn, tổng vốn đầu tư phát triển điện lực giai đoạn 2021-2030 là khoảng 128,3 tỷ USD, trong đó: cho nguồn điện là 95,4 tỷ USD, cho lưới điện khoảng 32,9 tỷ USD. Cơ cấu trung bình VĐT nguồn và lưới là 74/26. Giai đoạn 2021 – 2030, trung bình mỗi năm cần đầu tư khoảng 12,8 tỷ USD (9,5 tỷ USD cho nguồn và 3,3 tỷ USD cho lưới).

Tổng vốn đầu tư phát triển điện lực giai đoạn 2031-2045 khoảng 192,3 tỷ USD, trong đó: cho nguồn điện là 140,2 tỷ USD, cho lưới điện khoảng 52,1 tỷ USD. Cơ cấu trung bình VĐT nguồn và lưới là 73/27. Giai đoạn 2031 – 2045, trung bình mỗi năm cần đầu tư khoảng 12,8 tỷ USD (9,3 tỷ USD cho nguồn và 3,4 tỷ USD cho lưới).

14.1. VỐN ĐẦU TƯ CÁC CÔNG TRÌNH NGUỒN ĐIỆN

Cơ sở tính toán tổng đầu tư các công trình nguồn điện:

- Vốn đầu tư các công trình nguồn điện được xác định trên cơ sở các chỉ tiêu kinh tế trong chương 4 có xét đến tính khả thi cho các công trình dự kiến xây dựng.
- Theo tiến độ dự kiến và khối lượng xây dựng các công trình nguồn điện bao gồm các công trình chuyển tiếp và xây dựng mới, nhằm đáp ứng chương trình phát triển nguồn điện.
- Số năm đầu tư xây dựng và dự kiến kế hoạch phân bổ vốn đầu tư theo tỷ lệ hàng năm từng công trình, tùy thuộc vào quy mô và loại hình nhà máy được xây dựng theo quy định.
- Tổng vốn đầu tư các công trình nguồn điện hàng năm giai đoạn 2021-2045 được xác định cho ngành điện, bao gồm vốn đầu tư các công trình thuộc EVN và các công trình của các chủ đầu tư khác.
- Đối với các công trình thuỷ điện và nhiệt điện đã có dự án đầu tư, vốn đầu tư sẽ được xác định trên cơ sở các dự án đã được phê duyệt (mới nhất).
- Đối với các công trình chưa thực hiện bước chuẩn bị đầu tư, vốn đầu tư được xác định từ suất vốn đầu tư mỗi loại tuỳ thuộc theo quy mô công suất từng loại nhà máy.
- Tổng vốn đầu tư các công trình nguồn điện được tính toán từ vốn đầu tư chi tiết theo từng loại nguồn điện tùy thuộc vào công suất tổ máy, nhà máy, được phân bổ vốn từng năm theo tiến độ xây dựng phù hợp với thời gian vào vận hành và khối lượng nguồn của phương án phát triển cơ sở giai đoạn quy hoạch 2021-2045.
- Tổng vốn đầu tư các công trình nguồn điện được tính cho phương án phát triển cơ sở sẽ bao gồm: vốn đầu tư thuần và lãi trong thời gian xây dựng.

Tổng vốn đầu tư các công trình nguồn điện:

Tổng vốn đầu tư thuần (không kể lãi trong thời gian xây dựng) giai đoạn 2021-2045 là: **5.275.809 tỷ đồng** tương ứng với **226,53 tỷ USD**, trong đó:

Giai đoạn 2021-2025 là:	1.120.747 tỷ đồng
Giai đoạn 2026-2030 là:	999.264 tỷ đồng
Giai đoạn 2031-2035 là:	1.344.448 tỷ đồng
Giai đoạn 2036-2040 là:	1.070.857 tỷ đồng
Giai đoạn 2041-2045 là:	760.493 tỷ đồng

Tổng giai đoạn 2021-2030 là: 2.120.011 tỷ đồng

Giai đoạn 2031-2045 là: 3.155.798 tỷ đồng

Như vậy bình quân mỗi năm giai đoạn 2021-2045 cần phải đầu tư thuần cho phần nguồn điện là 211,032 nghìn tỷ đồng, tương ứng 9,06 tỷ USD.

Tổng vốn đầu tư nguồn điện tính cả đầu tư thuần và lãi trong thời gian xây dựng (IDC) giai đoạn 2021-2030 sẽ là 2.221.932 tỷ đồng, tương ứng bình quân mỗi năm giai đoạn này cần phải đầu tư xấp xỉ là 222,1 nghìn tỷ đồng, quy đổi xấp xỉ là 9,35 tỷ USD. Chi tiết bảng sau:

Bảng 14.1: Tổng hợp vốn đầu tư nguồn điện giai đoạn 2021-2030. Đơn vị: Tỷ đồng

Giai đoạn	2021-2025	2026-2030	2021-2030
A- Đầu tư thuần	1.120.747	999.264	2.120.011
- Nhiệt Điện	357.019	218.237	575.256
- Thuỷ Điện	17.478	0	17.478
- Thuỷ Điện Tích Năng+ Pin tích năng	9.750	12.090	21.840
- Điện khí	239.228	234.845	474.073
- NL Tái tạo	497.272	534.093	1.031.365
B.Lãi vay trong thời gian xây dựng(IDC)	59.252	42.669	101.921
- Nhiệt Điện	38.482	19.188	57.670
- Thuỷ Điện	1.880	0	1.880
- Điện khí	18.890	23.481	42.371
Tổng	1.179.999	1.041.933	2.221.932

Các công trình nguồn điện đầu tư toàn giai đoạn này gồm: nhiệt điện than sử dụng than trong nước, nhiệt điện than sử dụng than nhập khẩu, tua bin khí và tua bin khí hỗn hợp, các công trình thuỷ điện, thuỷ điện nhỏ và năng lượng tái tạo. Trong đó các công trình năng lượng tái tạo bao gồm: điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối và năng lượng tái tạo khác, đồng thời suất vốn đầu tư năng lượng tái tạo đã có sự cải thiện đáng kể là giảm dần qua các năm theo các giai đoạn, đã góp phần khá lớn trong tổng vốn đầu tư các công trình nguồn.

Bảng 14.2: Tổng hợp vốn đầu tư nguồn điện 2031- 2045.

Đơn vị: Tỷ đồng

Giai đoạn	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2031-2045
A- Đầu tư thuần	1.344.448	1.070.857	740.493	3.155.798
- Nhiệt Điện	189.555	169.815	64.286	423.655
- Thuỷ Điện	0	0	0	-
- Thủ Công Năng + Pin tích năng	41,672	20,612	20,612	82,895
- Điện khí	393,527	177.706	130.841	702.074
- Điện hạt nhân	0	0	0	-
- NL Tái tạo	719.695	702.724	524.754	1.947.173
B.Lãi vay trong thời gian xây dựng(IDC)	53.388	37.909	20.088	111.385
- Nhiệt Điện	18.895	18.334	7.546	44.775
- Điện khí	34.492	19.575	12.542	66.610
Tổng	1.397.836	1.108.766	760.581	3.267.183

Tổng vốn đầu tư cả lãi vay trong thời gian xây dựng giai đoạn 2031-2045 là 3.267.183 tỷ đồng, bình quân mỗi năm giai đoạn này cần đầu tư khoảng 217,8 nghìn tỷ đồng, tương ứng 9,35 tỷ USD.

Tổng vốn đầu tư nếu tính cả lãi trong thời gian xây dựng toàn giai đoạn 2021-2045 là 5.489.115 tỷ đồng, tương ứng 235,7 tỷ USD.

Như vậy, bình quân mỗi năm trong toàn giai đoạn 2021-2045 cần đầu tư cho phần nguồn điện (cả IDC) là 219,5 nghìn tỷ đồng, tương ứng xấp xỉ 9,4 tỷ USD.

14.2. VỐN ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN

Cơ sở tính toán tổng đầu tư các công trình lưới điện:

- Vốn đầu tư các công trình lưới điện truyền tải được xác định trên cơ sở các chỉ tiêu về suất vốn đầu tư lưới điện trong Chương 4 và khối lượng xây dựng mỗi loại đường dây và trạm biến áp theo từng cấp điện áp. Vốn đầu tư lưới điện phân phối đến hạ áp tính trên cơ sở số thực hiện năm gốc và ngoại suy theo tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm dự báo trong mỗi giai đoạn.

- Theo tiến độ đầu tư, thời gian đưa vào vận hành và khối lượng đầu tư xây dựng các công trình lưới điện hàng năm bao gồm cả lưới truyền tải và phân phối, trong đó:
 - + Lưới truyền tải bao gồm: đường dây và trạm biến áp 500kV; 220kV
 - + Lưới phân phối bao gồm: đường dây và trạm biến áp 110kV; đường dây trung áp; trạm và đường dây hạ áp.
- Vốn đầu tư xây dựng lưới điện truyền tải 500kV và 220kV được xác định theo danh mục các dự án trạm biến áp và đường dây dự kiến xây dựng giai đoạn 2021-2045 và tham khảo kế hoạch đầu tư 5 năm của NPT (2020-2024).
- Vốn đầu tư lưới điện phân phối năm 2019, 2020 được xác định dựa theo khối lượng xây dựng thực hiện và vốn dự kiến của 5 Tổng công ty điện lực. Các năm sau khái toán theo năm gốc 2020 và theo tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm toàn quốc.
- Việc phân chia tỷ lệ vốn đầu tư xây dựng các công trình dựa theo tỷ lệ quy định chung và ước tính.
- Tổng vốn đầu tư xây dựng lưới điện bao gồm vốn đầu tư thuần và lãi xây dựng.

Tổng đầu tư các công trình lưới điện:

Vốn đầu tư thuần lưới điện giai đoạn 2021-2045 là **1.934.346 tỷ đồng**, tương ứng **83,05 tỷ USD**, trong đó:

Giai đoạn 2021-2025 là:	424.689 tỷ đồng
Giai đoạn 2026-2030 là:	324.643 tỷ đồng
Giai đoạn 2031-2035 là:	458.671 tỷ đồng
Giai đoạn 2036-2040 là:	381.774 tỷ đồng
Giai đoạn 2041-2045 là:	344.568 tỷ đồng

Như vậy bình quân mỗi năm cần phải đầu tư thuần cho phần lưới điện là 77,3 nghìn tỷ đồng, tương ứng 3,3 tỷ USD.

Tổng vốn đầu tư kẽ cả lãi trong thời gian xây dựng toàn giai đoạn 2021-2045 là 1.978.802 tỷ đồng, tương ứng 84,9 tỷ USD. Bình quân mỗi năm cần phải đầu tư cho phần lưới điện tính cả lãi xây dựng là 79,2 nghìn tỷ đồng, tương ứng 3,4 tỷ USD/năm.

Chi tiết vốn đầu tư phần lưới điện theo mỗi giai đoạn cho trong bảng sau:

Bảng 14.3: Tổng hợp vốn đầu tư các công trình lưới điện giai đoạn 2021-2045. Đơn vị: Tỷ đồng

Giai đoạn	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
II. Lưới điện	434.382	332.117	469.188	390.576	352.539
A. Đầu tư thuần	424.689	324.643	458.671	381.774	344.568
- Lưới điện truyền tải	239.113	89.685	187.326	87.038	39.436
- Lưới điện phân phối	185.576	234.958	271.345	294.736	305.132
B. Lãi vay xây dựng (IDC)	9.693	7.474	10.517	8.801	7.971
- Lưới điện truyền tải	5.385	2.020	4.219	1.960	888
- Lưới điện phân phối	4.308	5.454	6.298	6.841	7.083

Tổng toàn giai đoạn 2021-2045 đầu tư thuần lưới điện truyền tải là 642.599 tỷ đồng, lưới điện phân phối là 1.291.748 tỷ đồng.

14.3. TỔNG HỢP VỐN ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC ĐẾN NĂM 2045

Tổng vốn đầu tư cả lãi xây dựng toàn ngành điện các giai đoạn như sau:

- Giai đoạn 2021-2025: 1.614.381 tỷ đồng (\approx 69,32 tỷ USD)
 - Giai đoạn 2026-2030: 1.374.050 tỷ đồng (\approx 59,00 tỷ USD)
 - Giai đoạn 2031-2035: 1.867.024 tỷ đồng (\approx 80,16 tỷ USD)
 - Giai đoạn 2036-2040: 1.499.341 tỷ đồng (\approx 64,38 tỷ USD)
 - Giai đoạn 2041-2045: 1.113.120 tỷ đồng (\approx 47,79 tỷ USD)
- Toàn giai đoạn 2021-2030:** **2.988.431 tỷ đồng (\approx 128,3 tỷ USD)**
- Toàn giai đoạn 2021-2045:** **7.467.917 tỷ đồng (\approx 320,65 tỷ USD)**

Bình quân đầu tư hàng năm của toàn ngành điện các giai đoạn như sau:

- Giai đoạn 2021-2025: 322.876 tỷ đồng (\approx 13,9 tỷ USD)
 - Giai đoạn 2026-2030: 274.810 tỷ đồng (\approx 11,8 tỷ USD)
 - Giai đoạn 2031-2035: 373.405 tỷ đồng (\approx 16,0 tỷ USD)
 - Giai đoạn 2036-2040: 299.868 tỷ đồng (\approx 12,9 tỷ USD)
 - Giai đoạn 2041-2045: 222.624 tỷ đồng (\approx 9,6 tỷ USD)
- Toàn giai đoạn 2021-2045:** **298.717 tỷ đồng (\approx 12,82 tỷ USD)**

Như vậy bình quân hàng năm (cho cả giai đoạn 2021-2045) nhu cầu đầu tư cho các công trình điện là rất lớn, đầu tư (tính cả lãi xây dựng) riêng phần nguồn là 9,4 tỷ đô la và toàn ngành xấp xỉ là 12,82 tỷ đô la cho mỗi năm. So với vốn đầu tư tính toán

ở Quy hoạch Điện VII thì vốn đầu tư có thay đổi theo hướng tăng lên, nhất là trong giai đoạn 2021-2030, chủ yếu do suất vốn đầu tư của điện khí, đồng thời khối lượng vốn đầu tư cho phát triển năng lượng tái tạo (chủ yếu điện gió và mặt trời) khá lớn nên góp phần làm tổng vốn đầu tư phần nguồn điện và toàn ngành lớn trong giai đoạn này.

Bảng 14.4: Tổng hợp vốn đầu tư phát triển điện lực quốc gia giai đoạn năm 2021 – 2045.

Đơn vị: Tỷ đồng

Giai đoạn	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2021-2045
I- Nguồn điện	1,179,999	1,041,933	1,397,836	1,108,766	760,581	5,489,115
A- Đầu tư thuần	1,120,747	999,264	1,344,448	1,070,857	740,493	5,275,809
- Nhiệt Điện	357,019	218,237	189,555	169,815	64,286	998,911
- Thuỷ Điện	17,478	0	0	0	0	17,478
- Thuỷ Điện Tích Năng+ Pin tích năng	9,750	12,090	41,672	20,612	20,612	104,735
- Điện khí	239,228	234,845	393,527	177,706	130,841	1,176,147
- NL Tái tạo	497,272	534,093	719,695	702,724	524,754	2,978,538
B.Lãi vay trong thời gian xây dựng(IDC)	59,252	42,669	53,388	37,909	20,088	213,306
- Nhiệt Điện	38,482	19,188	18,895	18,334	7,546	102,445
- Thuỷ Điện	1,880	0	0	0	0	1,880
- Điện khí	18,890	23,481	34,492	19,575	12,542	108,981
II- Lưới điện	434,382	332,117	469,188	390,576	352,539	1,978,802
A. Đầu tư thuần	424,689	324,643	458,671	381,774	344,568	1,934,346
- Lưới điện truyền tải	239,113	89,685	187,326	87,038	39,436	642,599
- Lưới điện phân phối	185,576	234,958	271,345	294,736	305,132	1,291,748
B. Lãi vay xây dựng (IDC)	9,693	7,474	10,517	8,801	7,971	44,456
- Lưới điện truyền tải	5,385	2,020	4,219	1,960	888	14,472
- Lưới điện phân phối	4,308	5,454	6,298	6,841	7,083	29,983
Tổng đầu tư nguồn và lưới điện	1,614,381	1,374,050	1,867,024	1,499,341	1,113,120	7,467,917

14.4. CƠ CẤU VỐN ĐẦU TƯ CHO PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA

14.4.1. Cơ cấu vốn đầu tư nguồn và lưới điện

- Trong giai đoạn quy hoạch từ nay đến năm 2045, tỷ lệ đầu tư nguồn và lưới ở các giai đoạn có sự thay đổi trong tổng vốn đầu tư cho phát triển điện lực quốc gia, do tiến độ xây dựng các công trình nguồn và lưới ở từng giai đoạn khác nhau. Trong đó tỷ trọng đầu tư nguồn điện khá lớn, cụ thể trong giai đoạn 2021 - 2030, tỷ lệ đầu tư cho phần nguồn điện chiếm đến 74%, do có sự đầu tư cho các công trình chuẩn bị vào vận hành sau năm 2020, trong đó có điện gió, điện mặt trời. Nếu tính bình quân toàn giai đoạn quy hoạch 2021-2045, tỷ lệ đầu tư tương ứng nguồn và lưới là 73% và 27%, phù hợp với khối lượng đầu tư và khả năng đáp ứng cũng như mật độ phủ kín lưới điện quốc gia.
- Trong cơ cấu đầu tư phần nguồn điện có sự thay đổi rõ rệt về tỷ lệ đầu tư các công trình nhiệt điện và năng lượng tái tạo theo các giai đoạn. Vốn đầu tư cho các công trình nhiệt điện giảm dần, tỷ lệ đầu tư vào nhiệt điện đạt cao nhất ở ba năm 2024-2026 chiếm khoảng 40% trong tổng đầu tư nguồn điện, các giai đoạn sau tỷ lệ đầu tư vào nhiệt điện giảm dần do chuyển sang đầu tư vào các nhà máy điện khí. Trong toàn kỳ quy hoạch từ nay đến 2045, vốn đầu tư lớn nhất là của các công trình năng lượng tái tạo và nhiệt điện khí. Vốn đầu tư cho các công trình năng lượng tái tạo và thủy điện nhỏ toàn giai đoạn được điều chỉnh tăng lên đến xấp xỉ 40% tổng vốn đầu tư, lớn hơn rất nhiều so với khối lượng đã tính trước đây trong Tổng sơ đồ 7 hiệu chỉnh.
- Để đáp ứng đúng tiến độ đưa các công trình nguồn điện vào vận hành, khối lượng, thời gian và tiến độ huy động vốn đầu tư sẽ khác nhau cho từng loại công trình nguồn điện. Vốn đầu tư cho các công trình năng lượng tái tạo là lớn nhất trong toàn giai đoạn, chiếm đến 40%, tiếp đến là các công trình nhiệt điện khí, bình quân giai đoạn 2021-2045 là 16%.
- Đối với lưới điện, cơ cấu đầu tư theo từng cấp điện áp tương ứng theo khối lượng xây dựng yêu cầu để đảm bảo truyền tải và phân phối nhu cầu điện như đã dự báo.

Chi tiết cơ cấu vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2021-2045 cho ở bảng 14.5

Bảng 14.5: Cơ cấu vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2021-2045

TT	Danh mục	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2021-2045
I	Nguồn điện	73.1%	75.8%	74.9%	74.0%	68.3%	73.5%
	- Nhiệt điện than	24.5%	17.3%	11.2%	12.5%	4.8%	14.7%
	- Thuỷ điện	1.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%

TT	Danh mục	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2021-2045
	- Thuỷ điện tích năng+Pin tích năng	0.6%	0.9%	2.2%	1.4%	1.4%	1.4%
	- Điện khí	16.0%	18.8%	22.9%	13.2%	9.6%	17.2%
	- NL Tái tạo	30.8%	38.9%	38.5%	46.9%	35.0%	39.9%
II	Lưới điện	26.9%	24.2%	25.1%	26.0%	31.7%	26.5%
	A. Đầu tư thuần	97.8%	97.7%	97.8%	97.7%	97.7%	97.8%
	- Lưới điện truyền tải	55.0%	27.0%	39.9%	22.3%	10.1%	32.5%
	- Lưới điện phân phối	42.7%	70.7%	57.8%	75.5%	78.1%	65.3%
	B. Lãi vay xây dựng (IDC)	2.2%	2.3%	2.2%	2.3%	2.0%	2.2%
	- Lưới điện truyền tải	1.2%	0.6%	0.9%	0.5%	0.2%	0.7%
	- Lưới điện phân phối	1.0%	1.6%	1.3%	1.8%	2.0%	1.5%
	Tổng cộng	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

14.4.2. Ván đề huy động vốn đầu tư

Huy động vốn của EVN: Theo quy định của Chính phủ: bao gồm vốn do Nhà nước đầu tư tại EVN, vốn do EVN tự huy động và các loại vốn hợp pháp khác theo quy định của pháp luật như sau:

- EVN được quyền huy động vốn của các tổ chức, cá nhân trong và ngoài nước theo quy định của pháp luật để đáp ứng nhu cầu vốn của EVN và tự chịu trách nhiệm về hiệu quả sử dụng vốn huy động, hoàn trả đầy đủ cả gốc và lãi vay cho chủ nợ mà EVN đã cam kết.
- Hình thức huy động vốn: Phát hành trái phiếu, tín phiếu, kỳ phiếu; vay vốn của các tổ chức tín dụng, các tổ chức tài chính khác, của cá nhân, tổ chức ngoài doanh nghiệp; vay vốn của người lao động và các hình thức huy động vốn khác theo quy định của pháp luật. Ngoài ra, EVN cũng có thể huy động vốn không sử dụng từ các công ty con có vốn điều lệ thuộc sở hữu của EVN
- EVN được huy động các nguồn vốn tín dụng ưu đãi theo quyết định của Thủ tướng Chính phủ để đầu tư các dự án điện, các dự án cải tạo tiếp nhận lưới điện trung hạ nông thôn và lưới điện của các tổ chức khác bàn giao.

Đối với các chủ đầu tư dự án nguồn điện khác:

- Chủ động thu xếp và bảo đảm đủ vốn cho các dự án cần có khả năng thu xếp vốn đối ứng tự có của các chủ đầu tư.
- Kiểm tra chặt chẽ thời gian thực hiện các công đoạn trong thủ tục đầu tư, lựa chọn nhà thầu, tránh tình trạng kéo dài thời gian lập duyệt hồ sơ.

- Tăng cường công tác tự giám sát đánh giá đầu tư, hoàn thiện bộ máy giám sát đánh giá đầu tư và hệ thống thông tin giám sát đánh giá đầu tư.
- Thực hiện phương thức lựa chọn nhà thầu EPC dự án theo phương thức nhà thầu chào thu xếp tài chính.
- Chủ động huy động vốn đầu tư theo các hình thức liên doanh, liên kết góp vốn, phát hành trái phiếu công trình, vay thế chấp tài sản....
- Một số chủ đầu tư có thể đề xuất áp dụng hình thức đầu tư huy động vốn qua thị trường chứng khoán trong và ngoài nước.
- Đề xuất áp dụng với một số dạng công trình đầu tư theo hình thức hợp tác công tư.
- Hiện nay, Chính phủ đã có chính sách cơ chế hỗ trợ để khuyến khích phát triển các dự án phát điện từ năng lượng sạch, năng lượng tái tạo. Các chủ đầu tư cần tận dụng cơ hội này để thực hiện đầu tư các dự án sản xuất điện từ năng lượng mới và tái tạo.

CHƯƠNG 15. ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KINH TẾ - XÃ HỘI CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Theo kết quả tính toán ở phương án cơ sở: chi phí biên theo công suất trung bình phần nguồn điện 289 USD/kW/năm giai đoạn 2021-2030 và 325 USD/kW/năm giai đoạn 2021-2045. Chi phí biên bình quân cho phần nguồn sản xuất 8,8 UScent/kWh giai đoạn 2021-2030 và 9,6 UScent/kWh giai đoạn 2021-2045, chi phí biên bình quân đến lưới phân phối là 11,4 Uscent/kWh giai đoạn 2021-2030 và 12,3 Uscent/kWh giai đoạn 2021-2045.

Phương án quy hoạch mang lại hiệu quả kinh tế với các chỉ tiêu giá trị lợi nhuận ròng hiện tại hóa $NPV > 0$, $B/C > 1$ và hệ số hoàn vốn nội tại kinh tế $EIRR = 17,6\%$ là khả thi vì đủ lớn hơn hệ số chiết khấu kinh tế (ikt) (với hệ số $ikt = 10\%$), $ENPV = 72.451$ tỷ VNĐ

Đối với giá truyền tải điện, do nhu cầu vốn đầu tư giai đoạn 2021-2025 lớn để tăng nguồn vốn đầu tư và cải thiện các chỉ tiêu tài chính theo yêu cầu của nhà tài trợ nước ngoài là: tỷ lệ tự đầu tư tối thiểu 25% và tỷ lệ thanh toán nợ tối thiểu là 1.5 lần và lợi nhuận của NPT khoảng 3%, trong giai đoạn 2021-2025 giá truyền tải cần tăng từ 84,9 đ/kWh năm 2020 lên đạt 137,3 đồng/kWh năm 2025, và đạt khoảng 130 đồng/kWh giai đoạn 2026-2030.

15.1. HỆ THỐNG GIÁ ĐIỆN

15.1.1. Xác định chi phí biên dài hạn cho phát triển điện lực

Chi phí biên là một chỉ tiêu quan trọng trong việc xác định giá điện.

Trong giai đoạn quy hoạch phát triển điện lực để đáp ứng nhu cầu điện cho các năm tương ứng, việc lựa chọn phương pháp tính toán chi phí biên theo *phương pháp chi phí tăng thêm bình quân (AIC)* là phù hợp. Phương pháp này dựa trên kế hoạch phát triển đã định trước. Chi phí biên dài hạn giai đoạn quy hoạch trong đề án Quy hoạch điện VIII được xác định theo phương pháp chi phí tăng thêm bình quân (AIC).

Phương pháp này dựa trên kế hoạch phát triển đã định trước, chi phí biên được xác định trên cơ sở chi phí tăng thêm để đáp ứng nhu cầu phụ tải dự báo tăng lên hàng năm. Phụ tải và chi phí tăng thêm được tính toán bằng chênh lệch so với năm cơ sở.

Chi phí biên thực chất là giá trị gia tăng bình quân trong kỳ kế hoạch T:

$$AIC = \frac{\sum_{t=0}^T \Delta C_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^T \Delta A_t (1+i)^{-t}} \quad (15-1)$$

Trong đó:

- *AIC*: Chi phí biên bình quân kỳ kế hoạch.
- ΔC_t là chi phí phát sinh tăng thêm năm t so với năm cơ sở (năm gốc tính toán).
- ΔA_t là điện năng phát sinh tăng thêm năm t so với năm cơ sở (năm gốc tính toán).
- i : hệ số chiết khấu.

Chi phí biên dài hạn có thể tính theo chi phí biên công suất và chi phí biên điện năng. Chi phí biên công suất là tổng các chi phí cần thiết cho toàn bộ nguồn điện, truyền tải, phân phối để tăng thêm năng lực về công suất của hệ thống. Chi phí biên điện năng là toàn bộ chi phí trên để đáp ứng cho nhu cầu tăng thêm về điện năng. Như vậy, chi phí biên dài hạn cho phần nguồn điện như sau:

Chi phí biên bình quân nguồn điện theo điện năng sẽ là:

$$LRMC_{A(Gen)} = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^m \Delta(I_{jt} + OM_{jt} + NL_{jt} + C_{jmd}) (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^T \Delta A_t (1+i)^{-t}} \text{ (đ/kWh)} \quad (15-2)$$

Chi phí biên bình quân nguồn điện theo công suất là:

$$LRMC_{A(Gen)} = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^m \Delta(I_{jt} + OM_{jt} + NL_{jt} + C_{jmd})(1+i)^{-t}}{\sum_0^T \Delta P_t (1+i)^{-t}} \quad (\text{đ/kW}) \quad (15-3)$$

Trong đó:

- I_{jt} và OM_{jt} : Thu hồi chi phí đầu tư và chi phí vận hành bảo dưỡng của nhà máy j năm t tương ứng với phần công suất tăng thêm ΔP_t và điện năng tăng thêm ΔA_t .
- NL_{jt} : Chi phí nhiên liệu của nhà máy j năm t tương ứng với phần công suất tăng thêm ΔP_t và phần điện năng tăng thêm ΔA_t .
- C_{jmd} : Chi phí nhập khẩu điện nước ngoài và mua điện IPP, BOT của nhà máy j tương ứng với phần công suất tăng thêm ΔP_t và phần điện năng tăng thêm ΔA_t .
- i : Hệ số chiết khấu
- P_t, P_0 : Công suất yêu cầu năm t và năm cơ sở
- A_t, A_0 : Điện năng yêu cầu năm t và năm cơ sở
- $\Delta P_t = P_t - P_0$ (15-4)
- $\Delta A_t = A_t - A_0$ (15-5)

Chi phí biên dài hạn trong thời kỳ quy hoạch 2021-2045 của Quy hoạch điện VIII được tính toán hiệu chỉnh trên cơ sở sau:

Các số liệu đầu vào để tính toán, gồm:

- Thu hồi chi phí đầu tư cho các khâu: nguồn điện sản xuất, truyền tải và phân phối ở các cấp điện áp thời kỳ quy hoạch 2021-2045 (phí vốn).
- Chi phí vận hành bảo dưỡng nguồn điện và lưới điện, chi phí nhiên liệu cho sản xuất điện và chi phí nhập khẩu điện, với sự gia tăng tương ứng của các khâu nguồn điện, lưới điện thời kỳ quy hoạch 2021-2045.
- Điện năng sản xuất, điện năng thương phẩm, công suất cực đại, tự dùng, tổn thất cho truyền tải và phân phối điện ở các cấp điện áp, với sự gia tăng tương ứng theo từng cấp điện áp giai đoạn quy hoạch trên.

Trên nguyên tắc này thì những khách hàng mua điện tại cấp truyền tải thì chỉ chịu phần chi phí sản xuất, chi phí truyền tải, tự dùng và tổn thất tại cấp truyền tải. Các khách hàng tại cấp điện áp phân phối sẽ chịu chi phí của phần sản xuất và truyền tải sau khi đã trừ phần phân bổ cho các khách hàng ở cấp truyền tải và toàn bộ chi phí ở khâu phân phối điện năng.

Kết quả tổng hợp tính toán được đưa ra ở bảng 15-1, chi phí biên tính cho giai đoạn đến năm 2030 và giai đoạn đến năm 2045 theo các cấp điện áp và giá trị bình quân.

Theo kết quả tính toán ở phương án cơ sở: chi phí biên theo công suất trung bình phần nguồn điện 289 USD/kW.năm giai đoạn 2021-2030 và 325 USD/kW.năm giai đoạn 2021-2045. Chi phí biên bình quân cho phần nguồn sản xuất 8,8 UScent/kWh giai đoạn 2021-2030 và 9,6 UScent/kWh giai đoạn 2021-2045, chi phí biên bình quân đến lưới phân phối tương ứng ở hai giai đoạn trên là 11,4 Uscent/kWh và 12,3 Uscent/kWh.

Tỷ giá chuyển đổi được tính theo tỷ giá cố định thời điểm tháng 9/2020, là tỷ giá ngân hàng Ngoại thương Vietcombank: 23.270 đ/USD.

Bảng 15.1: Kết quả tính chi phí biên

CHI PHÍ BIÊN DÀI HƠN SƠN XUỐT, TRUYỀN TƠI VÀ PHÂN PHỐI

Hồ sơ chiết khấu 9%

	Chi phí đến 2030 đến các cấp điện áp qui về hiện tại						Chi phí đến 2045 đến các cấp điện áp qui về hiện tại					
	Chi phí vốn			Chi phí khác			Chi phí vốn			Chi phí khác		
	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng	Tỷ đồng
1. Thanh cái nhà máy điện	790,011	876,910	1,666,922				2,159,190	3,147,743	5,306,933			
2. Đến thanh cái trạm 220 KV	841,270	884,676	1,725,946				2,304,384	3,171,694	5,476,077			
3. Đến thanh cái trạm 110 KV	880,286	893,684	1,773,970				2,421,498	3,201,218	5,622,716			
4. Đến cấp trung áp	874,471	828,827	1,703,298				2,408,103	2,932,702	5,340,805			
5. Đến cấp hạ áp	569,427	521,477	1,090,904				1,597,474	1,870,468	3,467,942			

	Chi phí biên đến 2030 đến các cấp điện áp						Chi phí biên đến 2045 đến các cấp điện áp					
	Công suất			Điện năng đầu nguồn			Công suất			Điện năng đầu nguồn		
	MW	GWh	GWh	GWh	\$ c/kWh	\$/kW.năm	MW	GWh	GWh	GWh	\$ c/kWh	\$/kW.năm
1. Thanh cái nhà máy điện	243,633	861,904	65,945	0	8.8	289	689,123	2,483,729	146,178	0	9.6	325
2. Đến thanh cái trạm 220 KV	227,439	790,502	8,187	0	9.3	321	647,235	2,322,936	21,923	0	10.1	358
3. Đến thanh cái trạm 110 KV	225,193	782,315	10,510	80,921	9.7	333	641,554	2,301,014	24,036	256,666	10.4	370
4. Đến cấp trung áp	195,606	690,883	21,021	257,410	10.7	368	553,592	2,020,311	48,072	740,303	11.4	408
5. Đến cấp hạ áp	118,711	412,452	7,197	405,255	11.4	388	337,164	1,231,936	37,764	1,194,173	12.3	435
<u>Bình quân</u>				<u>11.0</u>		<u>375</u>					<u>11.8</u>	<u>418</u>

Trong đó, chi phí biên phần nguồn điện bao gồm: Chi phí biên của các công trình nguồn điện giai đoạn quy hoạch, giá mua điện nhập khẩu.

Chi phí biên tăng dần theo từng cấp điện áp thấp dần, ở cấp điện áp cao hơn thì chi phí biên thấp hơn do vốn đầu tư ít hơn và tổn thất thấp hơn. Chi phí biên bình quân đã tính đến một phần điện năng dự kiến được bán trực tiếp tại cấp điện áp 110kV và phần chủ yếu sẽ được bán ở cấp trung và hạ áp. Đối với phương án cơ sở, chi phí biên dài hạn bình quân gia quyền cho toàn giai đoạn đến năm 2030 là 11,4 USCent/kWh và đến năm 2045 là 12,3 USCent/kWh.

So với giá trị chi phí biên dài hạn đã tính toán trong Điều chỉnh Quy hoạch điện VII thì giá trị chi phí biên tính toán ở phương án cơ sở QHĐ8 thấp hơn một chút do suất vốn đầu tư của một số nguồn điện giảm, giá nhiên liệu năm cơ sở thấp hơn trước, sản lượng điện sản xuất và Pmax dự báo QHĐ8 thấp hơn đã dự báo trong ĐC QHĐ7 trước đây.

Bảng 15.2: So sánh chi phí biên dài hạn bình quân của Quy hoạch điện VIII

LRMC (USCent/kWh)	LRMC đến năm 2030	LRMC đến năm 2045
TSD VIII (2021- 2045)	11,4	12,3
Điều chỉnh QHĐ VII (2016-2030)	11,85	
Chênh lệch (QHĐ VIII – ĐC QHĐ VII)	-0,45	

15.1.2. Phân tích giá điện của các nước trong khu vực

Nhiều nước trong khu vực đều đã và đang trong tiến trình cải tổ ngành điện. Giá điện minh bạch, rõ ràng theo từng khâu: phát, truyền tải, phân phối và bán lẻ, các chính sách hỗ trợ đều thể hiện rõ ràng minh bạch. Đối với người nghèo trong hoá đơn thể hiện rõ cho khách hàng thấy phần được hỗ trợ là bao nhiêu. Cụ thể như sau:

a) Thái Lan

Biểu giá điện của Thái Lan được phân theo công suất tiêu thụ, mức điện áp, công suất tiêu thụ, bậc thang và biểu giá TOU cho các ngành. Đối với các ngành được chia theo mức công suất tiêu thụ nhỏ hơn 30kW, từ 30kW đến 1000kW và trên 1000kW và các ngành đặc thù riêng như ngành kinh doanh đặc thù như nhà nghỉ, khách sạn, tổ chức phi chính phủ và tưới tiêu cho nông nghiệp sẽ có biểu giá riêng.

Ví dụ như các ngành tiêu thụ công suất nhỏ hơn 30kW thì giá như sau:

Bảng 15.3. Biểu giá bán lẻ cho ngành công nghiệp ở Thái Lan

Phân loại hộ	Bậc thang điện	Giá điện/kWh (bath)	Phí dịch vụ/tháng (bath)
1. Biểu giá bình thường			
Điện áp từ 22-33kV		3.9086	312.24
Điện áp dưới 22kV			38,22
	0-150 kWh	3.2484	
	Đến 250 kWh	4.2218	
	400 kWh trở lên	4.4217	
2. Biểu giá TOU	Giá điện/kWh (bath)	Phí dịch vụ/tháng (bath)	
	Cao điểm	Thấp điểm	
Điện áp từ 22-33kV	5,1135	2,6037	312,24
Điện áp dưới 22kV	5,7982	2,6369	46,16

Đối với biểu giá điện sinh hoạt ở Thái Lan, thì mức tiêu thụ 150kWh được chọn làm mốc phân loại tiêu thụ điện bình quân 3 tháng liên tiếp và có thu phí cố định hàng tháng.

Đối với các hộ tiêu thụ dưới 150kWh, mức phí dịch vụ 8,19 bath, biểu giá điện sinh hoạt bậc thang có 7 bậc tính giá điện theo các mức: 15 kWh đầu tiên, kWh thứ 16 đến 25, kWh thứ 26 đến 35, kWh thứ 36 đến 100, kWh thứ 101 đến 150, kWh thứ 151 đến 400 từ kWh thứ 400 trở lên. Đối với các hộ tiêu thụ dưới 50kWh/tháng được miễn hóa đơn tiền điện của tháng đó. Với các hộ tiêu thụ trên 150kWh, mức phí dịch vụ 38,22 bath (cao hơn gấp 4 lần phí dịch vụ của khách hàng tiêu thụ dưới 150kWh), sẽ chỉ có 3 bậc thang là 150kWh đầu tiên, kWh thứ 151 đến 400 và kWh 401 trở lên.

Bảng 15.4. Biểu giá điện sinh hoạt ở Thái Lan

Phân loại hộ	Bậc thang điện	Giá điện/kWh (bath)	Phí dịch vụ/tháng (bath)
1. Biểu giá bình thường			
Dùng dưới 150 kWh/tháng			8,19
	0-15 kWh	2,35	
	16-25 kWh	2,99	
	26-35 kWh	3,24	
	36-100 kWh	3,62	
	101-150 kWh	3,72	
	151-400 kWh	4,22	
	401 kWh trở lên	4,42	

Phân loại hộ	Bậc thang điện	Giá điện/kWh (bath)	Phí dịch vụ/tháng (bath)
Dùng trên 150 kWh/tháng			38,22
	0-150 kWh	3,25	
	151-400 kWh	4,22	
	401 kWh trở lên	4,42	
2. Biểu giá TOU	Giá điện/kWh (bath)		Phí dịch vụ/tháng (bath)
	Cao điểm	Thấp điểm	
Điện áp từ 22-33kV	5,1135	2,6037	312,24
Điện áp dưới 22kV	5,7982	2,6369	38,22

Nguồn: <https://www.pea.co.th>

Như vậy, biểu giá bán điện ở Thái Lan rất linh hoạt, đối với các ngành kinh tế được áp dụng theo từng mức điện áp, công suất tiêu thụ và theo thời gian sử dụng (biểu giá TOU). Đối với biểu giá điện sinh hoạt, Thái Lan chia làm 7 bậc đối với những khách hàng tiêu thụ dưới 150kWh/ tháng, kèm phí thay đổi dịch vụ và chia làm 3 bậc đối với những khách hàng tiêu thụ trên 150kWh, kèm theo phí thay đổi dịch vụ. Ngoài ra, cũng có thêm biểu giá TOU để khách hàng lựa chọn áp dụng.

b) Hồng Kông

Hồng Kông có 2 đơn vị cung cấp dịch vụ điện cho người tiêu dùng, gồm The Hong Kong Electric Company (Công ty Điện lực Hồng Kông) là công ty đầu tiên và Công ty CLP Power Hong Kong Limited. Biểu giá bán điện ở Hồng Kông được áp dụng cho sinh hoạt và chung cho các ngành khác. Cụ thể, đối với sinh hoạt được chia làm 7 bậc và các ngành khác chia 4 bậc.

Theo biểu giá của Công ty Điện lực Hồng Kông đã niêm yết, danh sách khách hàng mua điện sinh hoạt được áp dụng tính tiền điện theo 7 bậc giá. Trong đó, bậc 1 được tính cho mức tiêu thụ 150 kWh đầu tiên. Bậc 7 tính cho mức tiêu thụ từ 1.500 kWh trở lên trong tháng. Mức chênh tiền điện giữa bậc thấp nhất và bậc cao nhất là 2,55 lần.

Bảng 15.5. Biểu giá điện sinh hoạt ở Hong Kong

Mức tiêu thụ điện	Giá điện 2019 (HK\$/kWh)
Cho mỗi kWh trong 150kWh đầu tiên	0,597
150 kWh tiếp theo (151 - 300)	0,736
200 kWh tiếp theo (301 - 500)	0,875
200 kWh tiếp theo (501 - 700)	1,111

Mức tiêu thụ điện	Giá điện 2019 (HK\$/kWh)
300 kWh tiếp theo (701 - 1,000)	1,250
500 kWh tiếp theo (1,001 - 1,500)	1,389
Từ kWh thứ 1501 trở đi	1,528

Nguồn: <https://www.statistics.gov.hk/>

Biểu giá điện cho các ngành khác được áp dụng tính tiền điện theo 4 bậc giá. Trong đó, bậc 1 được tính cho mức tiêu thụ 500 kWh đầu tiên. Bậc 4 tính cho mức tiêu thụ trên 20.000 kWh/tháng.

Bảng 15.6. Biểu giá cho các ngành khác ở Hong Kong

Mức tiêu thụ điện	Giá điện 2019 (HK\$/kWh)
Cho mỗi kWh trong 500kWh đầu tiên	0,980
1000 kWh tiếp theo (501 - 1500)	1,020
18.500 kWh tiếp theo (1.501 – 20.000)	1,131
Từ kWh thứ 20.000 trở đi	1,158

Nguồn: <https://www.statistics.gov.hk/>

Biểu giá điện ở Hồng Kong được điều chỉnh tự động hàng năm theo biến động của thị trường và mỗi khách hàng đều phải chi phí cố định trên mỗi hóa đơn như trong sinh hoạt là 14,9 HK\$/kWh, các ngành khác là 35HK\$/kWh.

c) Malaysia

Malaysia có 3 công ty cung cấp điện cho 3 khu vực khác nhau (tham khảo biểu giá điện sinh hoạt bậc thang của công ty Tenaga Nasional cung cấp điện cho khu vực Kuala Lumpur), công ty Tenaga Nasional chia thành 6 bậc thang theo các mức: 200kWh đầu tiên, kWh thứ 201 đến 300, kWh 301 đến 600, kWh 601 đến 900, từ 901kWh trở lên.

Bảng 15.7. Biểu giá điện sinh hoạt ở Malaysia

Bậc thang điện	Giá điện/kWh (ringgit)
0-200 kWh	0,218
201-300 kWh	0,334
301-600 kWh	0,516
601-900 kWh	0,546

Bậc thang điện	Giá điện/kWh (ringgit)
901 kWh trở lên	0,0,546

Nguồn: <http://www.tnb.com.my>

Biểu giá điện ở Malaysia được qui định từng ngành kinh tế như thương mại, công nghiệp, nông nghiệp, chiếu sáng công cộng cũng được tính theo mức điện áp, cao điểm, thấp điểm và đều qui định phí tối thiểu trên mỗi hóa đơn. Biểu giá bán điện năm 2019 cho các ngành kinh tế khoảng 10,4 cent/kWh đã bao gồm phí công suất, phân phối và thuế.

d) Hàn Quốc

Giá bán điện ở Hàn Quốc được xây dựng cho các ngành như công nghiệp, giáo dục, nông nghiệp, chiếu sáng công cộng, dân cư và mức riêng cho khách hàng ngoài 4 ngành trên nếu nhu cầu điện từ 4kW đến dưới 300kW.

Biểu giá điện được tính theo:

- 4 mức điện áp Low voltage từ 220-380V, High voltage(A) từ 3.300V- 66.000V, High voltage(B) từ 154.000V, High voltage(C) trên 345.000
- Theo mùa: hè, đông và mùa xuân/thu).
- Theo nhu cầu công suất
- Giờ cao điểm, thấp điểm
- Theo số giờ sử dụng/ tháng: Có 3 mức qui định: dưới 200 giờ, từ 200-500 giờ và trên 500 giờ.

Đối với giá điện sinh hoạt: Hàn Quốc áp dụng biểu giá bậc thang đối với giá dịch vụ cố định và giá điện. Giá dịch vụ cố định 3 bậc và giá điện 3 bậc. Công suất thấp hơn 3kW.

Bảng 15.8. Biểu giá điện sinh hoạt ở Hàn Quốc

- Điện áp thấp

Phí cấp điện (KRW/hộ gia đình)	Phí điện năng (KRW/kWh)		
Cho 200kWh đầu tiên	910	Cho 200kWh đầu tiên	93,3
Từ 201-400 kWh	1600	Từ 201-400 kWh	187,9
Từ 401 kWh trở đi	7300	Từ 401 kWh trở đi	280,6

- Điện áp cao

Phí cấp điện (KRW/hộ gia đình)	Phí điện năng (KRW/kWh)		
Cho 200kWh đầu tiên	730	Cho 200kWh đầu tiên	78,3
Từ 201-400 kWh	1260	Từ 201-400 kWh	147,3
Từ 401 kWh trở đi	6060	Từ 401 kWh trở đi	215,6

Nguồn: <http://kepco.co.kr>

Như vậy, các nước trong khu vực đều áp dụng biểu giá bán lẻ theo cấp điện áp, theo thời gian cao điểm, thấp điểm (TOU), theo bậc thang và phân theo các ngành kinh tế. Đối với các nước như Hồng Kong và Hàn Quốc đã áp dụng biểu giá tính đến công suất sử dụng, số giờ sử dụng, cấp điện áp chi tiết. Đây là 1 điểm mới và chưa có trong biểu giá bán lẻ điện Việt Nam.

15.1.3. Phân tích bảng giá điện hiện hành của ngành điện Việt Nam

15.1.3.1. Biểu giá bán điện

Biểu giá bán lẻ điện giai đoạn 2007-2020 có những bước thay đổi sau:

- Biểu giá thực hiện năm 2007 do Thủ tướng Chính phủ quy định từ 4/12/2006, áp dụng từ 1/1/2007, giá điện tăng 7,6% so với năm 2006, lên mức 842 đồng/kWh tại thời điểm này, bao gồm các nhóm đối tượng chính và theo 3 giá (giờ cao điểm, thấp điểm, giờ bình thường) như sau:
 - + Giá bán điện cho sản xuất phân biệt theo 4 cấp điện áp.
 - + Giá bán điện cho tưới tiêu lúa và rau màu phân biệt theo hai cấp điện áp.
 - + Giá bán điện kinh doanh dịch vụ: phân biệt theo 3 cấp điện áp.

Việc quy định giá điện cao và thấp điểm nhằm mục đích hạn chế sử dụng điện vào giờ cao điểm, khuyến khích sử dụng điện vào giờ thấp điểm. Riêng các nhóm đối tượng sau không theo mức 3 giá:

- + Giá bán điện cho các cơ quan hành chính sự nghiệp bao gồm hai cấp điện áp và ba nhóm đối tượng: y tế, giáo dục và hành chính sự nghiệp.
- + Giá bán điện sinh hoạt bậc thang gồm 6 nấc thang, có mức giá chênh nhau giữa nấc thang đầu và nấc thang cuối khá lớn nhằm mục đích khuyến khích sử dụng tiết kiệm điện, càng sử dụng ít điện giá càng rẻ và thực hiện chính sách hỗ trợ cho người nghèo có thu nhập thấp sử dụng ít điện.
- Quyết định số 21/2009/QĐ-TTg ngày 12/2/2009 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt về giá bán điện năm 2009 và các năm 2010-2012 theo cơ chế thị trường.
- Thông tư quy định và hướng dẫn thực hiện giá bán năm 2009 là quyết định của Bộ Công thương số 05/2009/TT-BCT ngày 26/2/2009. Trong đó quy định hướng dẫn biểu giá bán buôn điện và giá bán lẻ điện. Điểm mới quy định giá bán điện theo thời gian sử dụng trong ngày (hình thức 3 giá) là quy định thêm giá cho cao điểm sáng. Biểu giá bán lẻ cơ bản vẫn theo 5 nhóm đối tượng sử dụng chính và từ ngày 1/3/2009, giá điện bình quân tăng 8,92% so với giá bình quân năm 2008, xác lập mức 948,5 đồng/kWh (chưa VAT) tại thời điểm này.

Trong đó giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc thang gồm 7 nấc thang do tách ra chỉ hỗ trợ điện sử dụng hộ gia đình cho 50 kWh đầu tiên.

- Thông tư quy định và hướng dẫn thực hiện giá bán điện năm 2010 của Bộ Công thương số 08/ 2010/TT-BCT ngày 24/2/2010. Cơ cấu biểu giá như năm 2009 được nâng lên tăng 6,8% để đạt giá điện bình quân năm 2010 là 1.058 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 5,4- 5,5 cent/kWh.
- Thông tư quy định và hướng dẫn thực hiện giá bán điện năm 2011 của Bộ Công thương số 05/ 2011/TT-BCT ngày 25/2/2011. Cơ cấu biểu giá như năm 2011 được nâng lên tăng 14,8% để đạt giá điện bình quân năm 2011 là 1.242 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 6 cent/kWh.
- Thông tư quy định và hướng dẫn thực hiện giá bán điện năm 2011 của Bộ Công thương số 42/ 2011/TT-BCT ngày 19/12/2011. Cơ cấu biểu giá như năm 2011 được nâng lên tăng 7,3% để đạt giá điện bình quân năm 2011 là 1.340 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 6,4 cent/kWh.
- Thông tư quy định và hướng dẫn thực hiện giá bán điện năm 2012 của Bộ Công thương số 17/ 2012/TT-BCT ngày 01/7/2012. Cơ cấu biểu giá như năm 2012 được nâng lên tăng 5% để đạt giá điện bình quân năm 2012 là 1.369 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 6,5 cent/kWh.
- Thông tư quy định và hướng dẫn thực hiện giá bán điện năm 2012 của Bộ Công thương số 38/ 2012/TT-BCT ngày 20/12/2012. Cơ cấu biểu giá như năm 2012 được nâng lên tăng 4,7% để đạt giá điện bình quân năm 2012 là 1.437 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 6,8 cent/kWh.
- Thông tư quy định và hướng dẫn thực hiện giá bán điện năm 2013 của Bộ Công thương số 19/ 2013/TT-BCT ngày 31/7/2017. Cơ cấu biểu giá như năm 2013 được nâng lên tăng 5% để đạt giá điện bình quân năm 2013 là 1.508,85 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 7,2 cent/kWh.
- Quyết định 4887/QĐ-BCT quy định chi tiết giá bán lẻ điện cho các nhóm đối tượng khách hàng theo cơ cấu biểu giá bán lẻ điện quy định tại Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg ngày 7/4/2014 của Thủ tướng Chính phủ. Quyết định và hướng dẫn thực hiện giá bán điện năm 2014 vẫn giữ nguyên theo mức quy định tại thông tư của Bộ Công thương số 19/ 2013/TT-BCT ngày 31/7/2017. Cơ cấu biểu giá như năm 2014 là 1.508,85 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 7,2 cent/kWh. Trong đó, với biểu giá bán lẻ điện sinh hoạt, bậc thang giá được chia thành 6 bậc thay vì 7 bậc như mức tính cũ.

- Quyết định 2256/QĐ-BCT ngày 12/3/2015 của Bộ Công Thương về việc điều chỉnh giá bán điện năm 2015. Cơ cấu biểu giá như năm 2015 là 1.622,01 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 7,55 cent/kWh.
- Quyết định 4495/QĐ-BCT ngày 01/12/2017 của Bộ Công Thương về việc điều chỉnh giá bán điện năm 2017. Cơ cấu biểu giá như năm 2017 là 1.720,65 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 7,66 cent/kWh.
- Quyết định 648/QĐ-BCT ngày 20/3/2019 của Bộ Công Thương về việc điều chỉnh giá bán điện năm 2019. Cơ cấu biểu giá như năm 2019 là 1.864,44 đ/kWh (chưa VAT) tương đương 8,14 cent/kWh.

Biểu giá bán buôn điện hiện tại được Bộ Công Thương qui định từ thông tư trên gồm:

- Giá bán buôn điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam bán cho các tổng công ty điện lực.
- Giá bán buôn điện cho nông thôn với hai mục đích sinh hoạt và mục đích khác ngoài mục đích sinh hoạt, không phân biệt cấp điện áp và máy biến áp là tài sản của khách hàng sử dụng điện hay bên bán điện.
- Giá bán buôn điện cho khu tập thể cụm dân cư với mục đích sinh hoạt: có phân biệt máy biến áp là tài sản của khách hàng hay của bên bán điện; còn giá bán điện cho mục đích khác ngoài sinh hoạt được phân biệt theo cấp điện áp.
- Giá bán buôn điện cho các khu công nghiệp: phân biệt theo cấp điện áp và công suất đặt máy biến áp của trạm biến áp, đồng thời theo loại 3 giá: cao điểm, thấp điểm, bình thường.

15.1.3.2. Phân tích giá bán điện giai đoạn từ 2007 đến nay

Biểu giá bán điện từ năm 2007 đến nay được phân theo các ngành, cấp điện áp, theo giờ cao thấp điểm và biểu giá điện sinh hoạt được chia theo bậc thang.

Trải qua 15 năm, với 13 lần thay đổi, cập nhật hoàn thiện biểu giá, hiện tại giá bán điện đã được rút gọn, minh bạch, rõ ràng. Cụ thể:

- Ngành sản xuất: Phân theo 4 cấp điện áp (dưới 6kV, 6kV đến 22kV, 22kV đến 110kV và từ 110kV trở lên); Phân theo giờ Cao điểm, Thấp điểm, giờ bình thường)
- Kinh doanh: Phân theo 3 cấp điện áp (dưới 6kV, 6kV đến 22kV, 22kV trở lên); Phân theo giờ Cao điểm, Thấp điểm, giờ bình thường)
- Hành chính sự nghiệp (Bệnh viện, nhà trẻ, mẫu giáo, trường phổ thông, chiếu sáng công cộng, đơn vị hành chính sự nghiệp): Phân theo 2 cấp điện áp dưới 6kV và trên 6kV.

- Giá bán lẻ cho sinh hoạt: Chia làm 6 bậc, cụ thể như sau:

Bảng 15.9. Biểu giá điện sinh hoạt ở Việt Nam

STT	Giá bán điện sinh hoạt dân cư	Giá (đồng/kWh)
1	Cho 50 KWh đầu tiên	1.678
2	Cho kWh 51 đến 100	1.734
3	Cho kWh 101 đến 200	2.014
4	Cho kWh 201 đến 300	2.536
5	Cho kWh 301 đến 400	2.834
6	Cho kWh từ 401 trở lên	2.927

Biểu giá bán lẻ điện cho sinh hoạt được rút gọn từ 7 bậc xuống còn 6 bậc vào năm 2014 giúp biểu giá đơn giản hơn và đảm bảo mục tiêu tiết kiệm điện năng trong sinh hoạt.

Giá bán điện bình quân năm 2007 là 860,15 đ/kWh. So với năm 2006 cao hơn 65,44 đ/kWh, trong đó: tăng 47,29 đ/kWh do thực hiện quyết định điều chỉnh biểu giá bán điện; tăng 9,79 đ/kWh do dịch chuyển cơ cấu phụ tải cộng với các yếu tố tăng tự nhiên của các đối tượng mua điện; tăng 8,36 đ/kWh do sự nỗ lực phấn đấu của các đơn vị ngành điện.

Do biểu giá điện tăng 7,6% so với năm 2006, do đó giá bán điện bình quân năm 2007 là 860,15 đ/kWh, so với năm 2006 cao hơn 65,44 đ/kWh, trong đó: tăng 47,29 đ/kWh do thực hiện quyết định điều chỉnh biểu giá bán điện; tăng 9,79 đ/kWh do dịch chuyển cơ cấu phụ tải cộng với các yếu tố tăng tự nhiên của các đối tượng mua điện; tăng 8,36 đ/kWh do sự nỗ lực phấn đấu của toàn ngành.

Giá điện tăng năm 2008 chủ yếu do các đối tượng mua điện sử dụng tăng lên.

Từ ngày 1/3/2009 giá điện bình quân tăng 8,92% so với giá bình quân năm 2008, xác lập mức 948,5 đồng/kWh. Sau đó tính cả năm 2009 bình quân là 971 đ/kWh.

Từ ngày 1/3/2010, mức điều chỉnh giá bán điện thấp hơn, chỉ tăng 6,8% và giá bán lẻ bình quân ở mức 1.058 đồng/kWh.

Từ ngày 1/3/2011, mức điều chỉnh giá bán điện tăng 17,39% và giá bán lẻ bình quân ở mức 1.242 đồng/kWh và từ 20/12/2011 mức giá điện bán lẻ bình quân tăng lên 1.304 đồng/kWh.

Từ ngày 01/7/2012, giá bán điện bình quân là 1.369 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), tăng 65 đồng/kWh (5%) so với giá bán điện bình quân đang áp dụng (1.304 đồng/kWh).

Từ ngày 20/12/2012, giá bán điện bình quân là 1.437 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), tăng 68 đồng/kWh (4,9%) so với giá bán điện bình quân đang áp dụng (1.369 đồng/kWh).

Từ ngày 1/08/2013, giá bán điện bình quân là 1.508,85 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), tăng 71,85 đồng/kWh (5%) so với giá bán điện bình quân đang áp dụng (1.437 đồng/kWh).

Từ ngày 16/03/2015, giá bán điện bình quân là 1.622,01 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), tăng 113,16 đồng/kWh (7,4%) so với giá bán điện bình quân đang áp dụng (1.508,85 đồng/kWh).

Từ ngày 20/3/2019, mức giá bán lẻ điện bình quân là 1.864,44 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế GTGT), tăng so với mức giá quy định tại Quyết định 4495/QĐ-BCT năm 2017 là 143,79 đồng/kWh (8,36%).

Bảng 15.10: Giá điện bình quân đã thực hiện điều chỉnh theo các thời điểm đến nay

Năm	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017	2019
Giá BQ (đ/kWh)	860,15	870	971	1060	1242 /1340	1369 /1437	1.508,85	1.508,85	1.622,01	1.720,65	1.864,44
USCent/kWh	5,34	5,25	5,36	5,5	6,5	6,5/6,8	7,2	7,2	7,55	7,66	8,14

15.1.4. Các nguyên tắc cơ bản khi định giá điện trong điều kiện phát triển thị trường trong giai đoạn quy hoạch.

Biểu giá điện được xây dựng theo các điều qui định của luật Điện lực về chính sách giá điện.

Các chính sách hiện hành về giá điện đảm bảo:

- Chính sách công bằng về giá điện: đảm bảo bù giá hợp lý giữa các nhóm khách hàng, giảm dần và tiến tới xoá bỏ việc bù chéo giữa giá điện sản xuất và giá điện sinh hoạt; đảm bảo giá điện dần thực hiện trợ giá đúng đối tượng. Nguyên tắc điều chỉnh cơ cấu biểu giá bán lẻ điện quy định tại quyết định số 28/2014/QĐ-TTg là thực hiện giảm dần bù chéo giữa giá điện cho sản xuất và giá điện sinh hoạt.
- Chính sách hỗ trợ giá điện cho người nghèo và người có thu nhập thấp: giá điện sinh hoạt có trợ giá được áp dụng cho các hộ nghèo và hộ thu nhập thấp; mức hỗ trợ hàng tháng tương đương tiền điện sử dụng 30 kWh tính theo mức giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc 1 hiện hành.
- Chính sách xã hội của nhà nước hỗ trợ cho các hộ sử dụng điện sinh hoạt nông thôn: áp dụng biểu giá điện bậc thang cho điện sinh hoạt khu vực nông thôn cho mọi loại hình tổ chức của các tổ chức kinh doanh điện bán lẻ điện nông thôn; đảm bảo cho người dân nông thôn được hưởng giá điện như ở khu vực

thành phố, không phải chịu giá bán điện quá cao do phải mua điện qua các đơn vị trung gian kinh doanh bán lẻ điện nông thôn.

- Chính sách khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả: biểu giá điện theo thời gian (TOU) được áp dụng đối với các khách hàng sử dụng điện cao thế, trung thế và khách hàng sử dụng điện hạ thế tại những nơi điều kiện kỹ thuật cho phép.
- Cơ chế giá bán điện hai thành phần gồm giá công suất và giá điện năng cho các nhóm khách hàng khi điều kiện kỹ thuật cho phép.
- Cơ chế giá điện khuyến khích để áp dụng thí điểm cho khách hàng tham gia vào chương trình quản lý nhu cầu điện.
- Thực hiện cơ chế bù giá hợp lý giữa các nhóm khách hàng, giảm dần và tiến tới xoá bỏ việc bù chéo giữa giá điện sản xuất và giá điện sinh hoạt, góp phần thúc đẩy sản xuất và tăng sức cạnh tranh của các doanh nghiệp.
- Tạo điều kiện cho các thành phần kinh tế đầu tư phát triển điện lực có lợi nhuận hợp lý, tiết kiệm tài nguyên năng lượng, sử dụng các dạng năng lượng mới, năng lượng tái tạo không gây ô nhiễm môi trường trong hoạt động điện lực, góp phần thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội, đặc biệt là ở nông thôn, miền núi, hải đảo.
- Bảo đảm quyền và lợi ích hợp pháp của các đơn vị điện lực và khách hàng sử dụng điện.

Các nguyên tắc về chính sách giá bán điện theo cơ chế giá thị trường :

Giá điện (và biểu giá điện) được chia tách thành các thành phần giá đảm bảo minh bạch trong hạch toán kinh doanh của ngành điện do giá bán điện được tách bạch cho từng khâu phát điện, truyền tải điện, phân phối bán lẻ điện và điều hành quản lý ngành. Có cơ chế điều chỉnh giá linh hoạt, kịp thời với sự biến động của các yếu tố đầu vào hình thành giá điện và phải đáp ứng được các mục đích sau:

- Biểu giá điện được xây dựng phải phản ánh đúng thực tế theo thị trường cho từng khâu phát điện, truyền tải, phân phối bán lẻ điện, dần xoá bỏ bao cấp trong giá điện.
- Đảm bảo hoạt động kinh doanh có hiệu quả của các đơn vị hoạt động điện lực trong các khâu từ sản xuất đến truyền tải và phân phối bán lẻ điện.

Theo nguyên tắc về cơ chế điều chỉnh giá thì hàng năm, giá bán điện bình quân cơ sở sẽ được tính toán căn cứ vào các yếu tố đầu vào hình thành giá của các khâu phát điện, truyền tải điện, điều hành - quản lý ngành và dịch vụ phụ trợ, phân phối và kinh doanh bán

lẻ điện cho năm áp dụng giá, phần chênh lệch tổng chi phí sản xuất kinh doanh điện được phép điều chỉnh của năm trước do biến động các thông số đầu vào và phần phát điện thực tế khác so với năm trước đó.

Khi có quyết định của chính phủ về cơ chế thực hiện giá bán điện theo cơ chế thị trường, sẽ có cơ chế điều chỉnh tự động giá bán điện trong năm, đồng thời Bộ Công Thương sẽ quy định cơ chế điều chỉnh chênh lệch chi phí, doanh thu cho các khâu hàng năm.

15.1.5. Kiến nghị các định hướng cho công tác xây dựng bảng giá điện trong giai đoạn quy hoạch

Qua phân tích biểu giá điện hiện trạng của Việt Nam và một số nước trong khu vực, có thể thấy rằng biểu giá điện của một số nước trên có nhiều điểm tiến bộ hơn biểu giá điện hiện trạng của Việt Nam (giá điện theo 2 thành phần công suất và điện năng, giá điện điều chỉnh theo quý khi chi phí nhiên liệu thay đổi, có hệ số giảm giá khi dùng ít điện, không bù chéo giữa các nhóm khách hàng lớn, chỉ trợ giá cho đối tượng người già, thất nghiệp, đơn thân, tách bạch chi phí dịch vụ hỗ trợ thị trường, chi phí vận hành hệ thống và quản trị thị trường)... Vì vậy, trong giai đoạn tới cần phải nghiên cứu hoàn thiện biểu giá bán lẻ điện Việt Nam tham khảo các yêu cầu, nguyên tắc và tiêu chí sau:

Yêu cầu:

- Đơn giản, dễ hiểu, minh bạch, rõ ràng, dễ thực hiện.
- Phù hợp với tình hình ngành điện, thị trường điện và tình hình kinh tế - xã hội trong từng thời kỳ.
- Tách chính sách xã hội ra khỏi giá điện (như đã đề ra tại Quyết định 28/2014/QĐ-TTg, theo đó quy định hộ nghèo, hộ chính sách xã hội được hỗ trợ tiền điện cho mục đích sinh hoạt, mức hỗ trợ hàng tháng tương đương tiền điện sử dụng 30 kWh tính theo mức giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc 1 hiện hành. Giả sử mức hỗ trợ đó còn thấp thì có thể xem xét tăng lên, ví dụ 50 kWh/tháng)

Nguyên tắc:

- Đảm bảo bù đắp chi phí và có lãi ở mức hợp lý cho ngành điện và các nhà đầu tư để không ngừng phát triển nguồn điện và lưới điện đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng.
- Đảm bảo sự công bằng cho các khách hàng.
- Phù hợp với quy luật khan hiếm của các nguồn tài nguyên năng lượng, theo đó nhu cầu điện càng tăng thì phải huy động các nguồn tài nguyên năng lượng có điều kiện khai thác khó khăn hơn cho phát điện và do vậy giá thành các nguồn điện mới ngày càng cao hơn.

- Trong bối cảnh hiện nay biểu giá điện bậc thang là hợp lý nhất đáp ứng các nguyên tắc nêu trên và phù hợp với đặc điểm của sản xuất, kinh doanh điện, thị trường điện và các khách hàng sử dụng điện sinh hoạt.

Các tiêu chí về biểu giá bán lẻ điện bậc thang:

- Có tác dụng khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm
- Không quá phức tạp, ví dụ không quá nhiều bậc thang
- Phù hợp với chính sách có liên quan của Nhà nước về sử dụng điện có thể kết hợp hỗ trợ các đối tượng chính sách, đối tượng đặc biệt như người già...

Đề xuất nghiên cứu:

- Xem xét xây dựng giá bậc thang 2 thành phần công suất và điện năng.
- Xem xét thu phí cố định hàng tháng.
- Xem xét điều chỉnh giá điện theo quý khi chi phí nhiên liệu thay đổi.
- Xem xét hệ số giảm giá nếu sử dụng ít điện....

15.2. ĐÁNH GIÁ KINH TẾ PHƯƠNG ÁN PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC TRONG GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH

15.2.1. Đánh giá kinh tế phương án tổng thể phát triển Điện lực quốc gia giai đoạn quy hoạch theo chi phí biên dài hạn

15.2.1.1. Quan điểm phân tích

❖ Đối với một dự án đầu tư:

Đánh giá kinh tế dự án là tính toán xem xét, so sánh các chỉ tiêu kinh tế tổng hợp của dự án để lựa chọn giải pháp, phương pháp tối ưu để thực hiện dự án trên góc độ lợi ích quốc gia về sử dụng tài nguyên và nguồn lực dự án. Đánh giá kinh tế đứng trên quan điểm quốc gia mang ý nghĩa lợi ích cho xã hội, do đó vốn đầu tư đưa vào phân tích kinh tế sẽ không xét đến các chi phí tài chính và không quan tâm đến nguồn gốc cơ cấu vốn và chủ đầu tư.

Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế được xác định trên cơ sở các dòng lợi ích, chi phí của dự án theo các chỉ tiêu sau:

- Giá trị hiện tại hoá của lợi nhuận kinh tế dự án (NPV).
- Hệ số nội hoàn về kinh tế (EIRR).
- Tỷ số B/C.

❖ Đối với đề án quy hoạch phát triển ngành điện:

Phân tích kinh tế phương án quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030, có xét đến năm 2045 nhằm mục đích phân tích xác định các lợi ích kinh tế đạt được, các hiệu quả kinh tế xã hội của việc đầu tư phát triển toàn bộ phần nguồn điện, lưới điện để đáp ứng nhu cầu phụ tải trong giai đoạn quy hoạch. Đó là sự đóng góp của đề án quy hoạch này đối với sự tăng trưởng tổng sản phẩm xã hội (GDP), thu hút việc làm cho xã hội, thúc đẩy sự phát triển kinh tế xã hội của các địa phương trên cả nước, xây dựng đời sống văn minh với nền công nghiệp hiện đại, đảm bảo cung cấp an ninh năng lượng quốc gia...

Do đó đánh giá hiệu quả kinh tế của phương án quy hoạch phát triển toàn ngành điện sẽ được phân tích dựa trên cơ sở một dự án đầu tư quy hoạch ngành tổng thể, phân tích đánh giá hiệu quả kinh tế theo phần định lượng, đồng thời phân tích thêm những hiệu quả kinh tế định tính.

Phân tích hiệu quả kinh tế theo định lượng phương án quy hoạch đầu tư phát triển điện lực quốc gia, bằng việc xác định các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế đề án quy hoạch. Kết hợp một số đánh giá phân tích chung các hiệu quả kinh tế xã hội theo định tính, để tăng thêm lợi ích kinh tế đề án nghiên cứu.

15.2.1.2. Phương pháp và kết quả phân tích kinh tế

a. Phương pháp

Phương pháp đánh giá hiệu quả kinh tế dựa trên cơ sở xác định dòng lợi ích kinh tế - xã hội có được mà đề án quy hoạch mang lại và dòng chi phí kinh tế phải bỏ ra khi thực hiện đề án quy hoạch này. Từ đó đánh giá hiệu quả kinh tế của chính đề án quy hoạch bằng các chỉ tiêu kinh tế định lượng.

❖ Xác định dòng lợi ích kinh tế

Lợi ích kinh tế là lợi ích đạt được từ đáp ứng đầy đủ lượng điện năng thương phẩm tăng thêm trong giai đoạn quy hoạch cho nhu cầu phụ tải toàn xã hội.

Lợi ích đạt được từ đáp ứng lượng điện năng thương phẩm tăng thêm trong giai đoạn quy hoạch cho nhu cầu phụ tải toàn xã hội.

Giá trị của dòng lợi ích kinh tế (đ/kWh): theo giá điện năng kinh tế, có thể xác định theo một trong các cách sau:

- Giá kinh tế theo giá biên, tức giá thành dài hạn, là giá đáp ứng được hoàn vốn kinh tế cho phương án đầu tư quy hoạch dài hạn, đồng thời cũng mang lại lợi ích cho xã hội khi cung cấp đủ lượng điện năng theo nhu cầu trong giai đoạn quy hoạch, nếu lượng hoá lợi ích xã hội phải trả giá trị tương đương bằng giá biên dài hạn.

- Giá kinh tế của phương án đầu tư quy hoạch điện lực được tính tương đương như giá trị thiệt hại của nền kinh tế khi không cung cấp theo nhu cầu điện trong giai đoạn xét đầu tư quy hoạch. Tuy nhiên để xác định giá trị này, cần có sự nghiên cứu cụ thể và công phu cho tất cả các ngành kinh tế, các loại hộ tiêu thụ, các mức độ thiệt hại của toàn xã hội, từ đó mới có thể đưa ra con số tổng thể chính xác giá trị bình quân thiệt hại là bao nhiêu. Những con số từ các nghiên cứu trước đây chỉ đưa ra được sự thiệt hại của một số ngành hẹp của nền kinh tế mà chưa có sự tổng quát nào.
- Giá kinh tế có thể xác định qua giá trị đóng góp của sự phát triển điện năng theo đề án quy hoạch này đối với sự tăng trưởng giá trị GDP toàn quốc giai đoạn quy hoạch. Hay có thể nói tỷ trọng đóng góp của ngành điện trong GDP là bao nhiêu? Tức là trong giá trị tổng GDP mỗi năm quy hoạch, sự đóng góp của điện năng cung cấp cho xã hội là bao nhiêu, tính theo giá trị trên đơn vị điện thương phẩm (đ/kWh). Nếu xác định được giá trị này thì giá kinh tế là khá chính xác, nhưng đây là một giá trị khó xác định và cũng chưa có nghiên cứu nào đưa ra kết quả.

Theo kinh nghiệm của các chuyên gia kinh tế Việt Nam và trên thế giới, cũng như tài liệu hướng dẫn phân tích kinh tế dự án của Ngân hàng thế giới (WB), kết hợp với các quy định về phân tích kinh tế dự án điện Việt Nam, đề xuất cách chọn khả thi và đơn giản nhất là giá kinh tế theo giá biên dài hạn trong giai đoạn quy hoạch như đã tính ra, để xác định lợi ích kinh tế của đề án này.

Giá trị của dòng lợi ích kinh tế được tính từ giá kinh tế, là giá tương đương theo chi phí biên dài hạn trong giai đoạn quy hoạch như đã tính ở phần trên. Trong đó, tổng bình quân giá quyền theo giá kinh tế giai đoạn 2021-2030 và 2031-2045 tương đương giá trị theo chi phí biên giai đoạn này là 11,4 USCent/kWh và 12,3 USCent/kWh (phương án cơ sở).

Như vậy, dòng lợi ích kinh tế được xác định từ giá điện theo chi phí biên dài hạn và lượng điện năng tăng thêm trong giai đoạn quy hoạch.

❖ Xác định dòng chi phí kinh tế

Các thành phần chi phí gia tăng trong giai đoạn quy hoạch so với năm cơ sở bao gồm:

- Tổng thu hồi vốn đầu tư kinh tế toàn ngành điện (nguồn, lưới) trong giai đoạn quy hoạch phát triển. Trong đó vốn kinh tế không bao gồm các chi phí tài chính (như lãi trong thời gian xây dựng, thuế, phí các loại...)
- Chi phí vận hành bảo dưỡng nguồn, lưới.
- Chi phí nhiên liệu sản xuất điện.

- Chi phí mua điện nhập khẩu và mua điện từ các công trình BOT nước ngoài.
- Chi phí kinh tế khác.

Từ đó xác định hiệu quả kinh tế phương án đầu tư giai đoạn quy hoạch phát triển điện lực bằng các chỉ tiêu đánh giá kinh tế.

b. Kết quả tính toán và đánh giá hiệu quả kinh tế phương án quy hoạch

Trên cơ sở các dữ kiện số liệu đầu vào của phương án quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030 có xét đến năm 2045, xét lợi ích từ lượng điện năng thương phẩm tăng thêm của thời kỳ quy hoạch cùng với các thành phần chi phí đáp ứng cho nhu cầu tăng thêm, tổng vốn đầu tư kinh tế đưa vào phân tích bao gồm thu hồi vốn đầu tư nguồn điện và lưới điện đã dự kiến trừ ra các thành phần thuộc chi phí tài chính và phần dự tính đầu tư mang lại lợi ích xã hội.

Kết quả tính toán cho thấy, phương án quy hoạch mang lại hiệu quả kinh tế với các chỉ tiêu giá trị lợi nhuận ròng hiện tại hóa $NPV > 0$, $B/C > 1$ và hệ số hoàn vốn nội tại kinh tế $EIRR = 17,6\%$ là khả thi vì đủ lớn hơn hệ số chiết khấu kinh tế (i_{kt}), với hệ số $i_{kt} = 10\%$.

Các kết quả cụ thể như sau:

$$EIRR = 17,6\%$$

$$ENPV = 72.451 \text{ tỷ VNĐ}$$

$$B/C = 1,013$$

Do nhu cầu đầu tư cho phương án quy hoạch tăng dần theo các năm và các giai đoạn quy hoạch, nên giá kinh tế đưa vào để xác định hiệu quả kinh tế với phương án theo chi phí biên dài hạn cùng với cấp độ tăng dần theo các năm từng giai đoạn, phù hợp với nhu cầu đầu tư tăng dần. Đồng thời cách xác định giá biên dài hạn đưa vào cho từng năm theo lộ trình để đảm bảo được hiệu quả kinh tế trên cũng phù hợp với lợi ích chung của xã hội.

Ngoài ra, các hiệu quả chung về mặt kinh tế xã hội mà quy hoạch phát triển điện lực mang lại còn thể hiện qua các yếu tố: việc thực hiện quy hoạch này sẽ cung cấp điện một cách đầy đủ, an toàn, tin cậy, có lộ trình giá điện không biến động nhiều qua các giai đoạn, đảm bảo cho kinh tế - xã hội phát triển ổn định và thúc đẩy nhanh quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Gián đoạn trong việc cung cấp năng lượng điện có thể dẫn đến những tổn thất lớn về tài chính và kinh tế. Phương án phát triển điện lực theo quy hoạch còn mang lại lợi ích làm giảm tổn thất và sự cố hệ thống điện, giảm chi phí xã hội do ảnh hưởng của tổn thất và sự cố. Vấn đề đảm bảo cung cấp điện đầy đủ và an toàn cũng đã được thể hiện trong tính toán phát triển tối ưu hệ thống điện với chi phí tối thiểu (least cost).

Ý nghĩa nữa về mặt hiệu quả kinh tế là tất cả các lĩnh vực sản xuất, thương mại, giao thông, dịch vụ và dân dụng đều đòi hỏi các dịch vụ cung cấp điện hiện đại. Các lĩnh vực này phát triển về phần mình lại thúc đẩy sự phát triển kinh tế và xã hội thông qua việc tăng năng suất lao động và tạo ra các cơ hội tăng thu nhập. Cung cấp năng lượng ảnh hưởng đến việc làm, năng suất và sự phát triển trong đó điện năng là một loại năng lượng đóng vai trò chủ đạo thúc đẩy phát triển nền kinh tế và nâng cao đời sống xã hội. Phát triển hệ thống điện theo quy hoạch sẽ đáp ứng tiêu chí an ninh năng lượng, là một trong những mục tiêu của chương trình phát triển năng lượng bền vững.

15.2.2. Xác định giá truyền tải lưới điện quốc gia

a. Cơ sở pháp lý

Quyết định số 1442/QĐ-BCT, ban hành ngày 28 tháng 05 năm 2019 về việc phê duyệt giá truyền tải điện năm 2019.

Quyết định số 1769/QĐ-BCT, ban hành ngày 3 tháng 07 năm 2020 về việc phê duyệt giá truyền tải điện năm 2020.

Thông tư số 02/2017/TT-BCT ngày 10 tháng 2 năm 2017 của Bộ Công Thương ‘Quy định phương pháp, trình tự lập, thẩm định và phê duyệt giá truyền tải điện’.

Văn bản hợp nhất số 23/VBHN-BCT ngày 16/10/2018 do Bộ Công Thương ban hành, hợp nhất Thông tư 16 và Thông tư 25 quy định về thực hiện giá bán điện.

Thông tư số 45/2013/TT-BTC ngày 25 tháng 4 năm 2013 của Bộ Tài Chính hướng dẫn chế độ quản lý, sử dụng và trích khấu hao tài sản cố định.

Giá truyền tải được tính toán đảm bảo các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh theo hướng dẫn của EVN. Đảm bảo hoạt động sản xuất kinh doanh của EVNNPT có lợi nhuận, đảm bảo các chỉ tiêu tài chính phục vụ đầu tư phát triển các dự án lưới điện truyền tải.

Đảm bảo tỷ lệ vốn đối ứng cho đầu tư các năm để EVNNPT tự cân đối được vốn đối ứng cho đầu tư theo quy định.

Về định mức tính toán các chi phí truyền tải điện giai đoạn 2021-2030 áp dụng định mức chi phí qui định tại QĐ số 1471/QĐ-EVN ngày 30/11/2018 của EVN làm cơ sở tính toán.

b. Các thông số tính toán doanh thu và giá truyền tải điện

Nhu cầu vốn đầu tư thuần của NPT trong giai đoạn 2021-2045 là **642.599** tỷ đồng.

Trong đó:

- Giai đoạn 2021-2030 là 328.798 tỷ đồng,
- Giai đoạn 2031-2045 là 318.801 tỷ đồng.

Sản lượng điện truyền tải năm 2020 là 215,109 tỷ kWh, dự kiến tốc độ tăng trưởng sản lượng điện truyền tải các năm từ 2021-2045 theo kết quả dự báo tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm toàn quốc.

Bảng 15.11 Tốc độ tăng sản lượng điện truyền tải

Điện TP	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
PA cơ sở	8.6%	7.2%	5.1%	3.9%	3.0%	2.1%

Điều kiện vay vốn của các công trình đã có nguồn vay theo các hợp đồng vay vốn đã ký và các khoản vay chưa có nguồn vay sẽ tính theo điều kiện trả vốn, trả lãi như sau:

Bảng 15.12 Điều kiện vay vốn

STT	Ngồn vay	Thời hạn vay (năm)	Thời gian ân hạn (năm)	Lãi suất vay
1	Vay vốn ngoại tệ	15	5	4%
2	Vay vốn nội tệ	12	2	9%

- Tỷ giá hối đoái 31/12/2019 là 23.230 VNĐ/\$. Tỷ giá hối đoái 2020 là 23.270 VNĐ/\$.
- Tỷ giá USD giai đoạn 2020-2045 tăng 3%/năm.
- Nguyên giá tài sản cố định năm 2019 là 148.208 tỷ đồng, giá trị tài sản cố định hoạt động 2019 là 56.030 tỷ đồng. Dư nợ vay năm 2019 là 58.717 tỷ đồng.
- Khấu hao tài sản cũ là 10.925 tỷ đồng.
- Thuế suất thu nhập doanh nghiệp áp dụng theo Luật thuế thu nhập doanh nghiệp sửa đổi Luật số: 32/2013/QH13 ban hành ngày 19/9/2013. Kể từ năm 2016 trở đi thuế suất là 20%.
- Kế hoạch trả nợ các nguồn vay nội tệ, ngoại tệ hiện có của NPT.

c. Các thành phần chi phí trực tiếp cho hoạt động sản xuất kinh doanh:

• **Chi phí hoạt động:**

Gồm có: Chi phí vật liệu, lương, sửa chữa lớn, dịch vụ mua ngoài, chi phí bằng tiền khác. Trong đó, kế hoạch chi phí hàng năm cho Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia được xây dựng trên cơ sở định mức chi phí khâu truyền tải cho các thành phần chi phí vật liệu, chi phí sửa chữa lớn, chi phí dịch vụ mua ngoài, chi phí bằng tiền khác tính qui định tại QĐ số 1471/EVN ban hành ngày 30 tháng 11 năm 2018.

a). Định mức của các yếu tố được tính theo đơn vị đ/kWh điện truyền tải:

- Vật liệu truyền tải bao gồm: chi phí dầu máy, dầu mỡ bôi trơn, vật liệu, công cụ, dụng cụ trực tiếp và gián tiếp cho nhà xưởng, công tác thí nghiệm, vật liệu cho sửa chữa thường xuyên, sửa chữa sự cố (mang tính thường xuyên), vật liệu, công

cụ, dụng cụ, máy, đồ dùng cho công tác quản lý, vận hành và bảo dưỡng đường dây, trạm biến áp, máy biến áp, công tác văn phòng, cơ quan ...

- Dịch vụ mua ngoài bao gồm: chi phí trả cho tổ chức, cá nhân ngoài đơn vị cung cấp các dịch vụ: tiền điện, nước, dịch vụ điện thoại, viễn thông, sách báo; chi phí thuê tư vấn kiểm toán; chi phí thuê tài sản; chi phí bảo hiểm tài sản và chi phí cho các dịch vụ khác có ký hợp đồng cung cấp dịch vụ để phục vụ cho công tác quản lý, vận hành, bảo dưỡng trạm và đường dây truyền tải điện...
- Chi phí khác bằng tiền (loại trừ tiền ăn ca, các loại thuế, phí, lệ phí, các khoản dự phòng) gồm: công tác phí; chi phí hội nghị, tiếp khách; chi phí đào tạo; chi phí mua công suất phản kháng; chi phí nghiên cứu khoa học, sáng kiến cải tiến; chi phí dân quân tự vệ, bảo vệ, phòng chống bão lụt, phòng cháy chữa cháy; chi phí bảo hộ lao động, trang phục làm việc, an toàn lao động, vệ sinh công nghiệp và môi trường; chi phí nước uống trong giờ làm việc, bồi dưỡng hiện vật ca đêm, độc hại; chi phí sơ cấp cứu tai nạn lao động, thuốc chữa bệnh thông thường, phục hồi chức năng cho người lao động; chi phí tuyển dụng...

b). *Định mức chi phí được tính theo % nguyên giá TSCĐ:*

Chi phí sửa chữa lớn (% trên nguyên giá TSCĐ) bao gồm: toàn bộ chi phí phục vụ cho công tác sửa chữa lớn các công trình phục vụ khâu truyền tải điện được tính theo nguyên giá tài sản cố định năm n-3.

Bảng 15.13. Định mức vật tư, chi phí khâu truyền tải điện

Yếu tố chi phí	Đơn vị	Định mức
Chi phí vật liệu	đ/kWh	1,29
Dịch vụ mua ngoài	đ/kWh	0,80
Chi phí bằng tiền khác	đ/kWh	2,19
Sửa chữa lớn	Công thức	=0,8%x nguyên giá TSCĐ năm (n-3)

• *Chi phí tài chính:*

Bao gồm lãi vay và phân bổ chênh lệch tỷ giá. Đối với các khoản vay hiện hữu trả vốn và trả lãi theo điều kiện vay trả của khoản vay. Đối với các công trình chưa có nguồn vay lãi suất giả định vay ngoại tệ là 4%, thời hạn vay là 15 năm, ân hạn 5 năm. Dự kiến vốn vay nội tệ lãi suất 9%, thời hạn vay 12 năm, ân hạn 2 năm.

• *Khấu hao:*

Gồm khấu hao tài sản cố định hiện hữu, khấu hao tài sản cố định mới. Khấu hao theo phương pháp khấu hao đường thẳng. Thời gian trích khấu hao là 10 năm đối với tài sản cũ và tài sản hình thành mới.

d. Phương án tài chính

Kế hoạch và ước thực hiện sản xuất kinh doanh- đầu tư xây dựng giao cho EVNNPT như sau:

Năm gốc 2019:

- Sản lượng điện truyền tải kế hoạch: 200 tỷ kWh. Thực hiện 199,78 tỷ kWh (bằng 99,89% KH)
- Tỷ suất điện năng kế hoạch: 2,34%, ước thực hiện 2,15%
- Tổng giá trị đầu tư XDCB là 19.500 tỷ đồng. Trong đó, đầu tư thuần: 12.650 tỷ đồng, trả nợ gốc và lãi vay xây dựng là 6.850 tỷ đồng. Ước thực hiện giá trị đầu tư XDCB là 20.540 tỷ đồng. Trong đó, đầu tư thuần là 13.606 tỷ đồng, trả nợ gốc và lãi vay xây dựng là 6.937 tỷ đồng
- Sửa chữa lớn theo kế hoạch là 886,7 tỷ đồng, ước thực hiện là 876,5 tỷ đồng.

Giá truyền tải giai đoạn 2021-2030 và 2031-2045 được tính toán để đảm bảo đủ chi phí hoạt động sản xuất kinh doanh của NPT và có lãi hợp lý. Khâu hao tài sản cố định cũ phân bổ trong 10 năm bắt đầu từ năm 2020. Giá truyền tải được tính toán đảm bảo các chỉ tiêu tài chính đạt yêu cầu của các tổ chức cho vay vốn như tỷ lệ tự đầu tư các năm tăng dần đạt tối thiểu 25%, tỷ lệ thanh toán nợ đạt từ 1,5 lần trở lên, EVNNPT có lợi nhuận tối thiểu sau thuế là 3%. Kết quả như sau:

Bảng 15.14: Kết quả tính giá truyền tải điện

Đơn vị: Tỷ đồng

STT	Chỉ tiêu	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2045	Giai đoạn 2021-2030	Giai đoạn 2031-2045	Giai đoạn 2021-2045
1	Doanh thu từ hđộng truyền tải	20,237	20,028	23,578	29,273	32,745	38,926	44,870	50,698	51,486	51,979	52,540	51,293	42,293	427,388	725,719	1,153,107
2	Sản lượng điện truyền tải (GWh)	199,775	215,109	233,658	253,807	275,693	299,466	325,289	348,750	373,903	400,870	429,782	460,779	830,055	3,401,996	9,920,991	13,322,987
3	Giá TT điện đầu năm (đ/kWh)	101.3	101.3	84.9	100.9	115.3	118.8	130.0	137.9	145.4	137.7	129.7	122.2	55.1			
4	Giá TT điện cuối năm (đ/kWh)	101.3	84.9	100.9	115.3	118.8	130.0	137.9	145.4	137.7	129.7	122.2	111.3	51.0	119	68	81
5	Tỷ lệ tăng giá TT	-9%	-16%	19%	14%	3%	9%	6%	5%	-5%	-6%	-6%	-9%	-7%	2.7%	-5.1%	-2.0%
6	Tổng chi phí	17,335	17,852	18,577	24,898	31,098	37,246	43,157	48,955	49,711	50,173	50,756	49,474	32,470	404,046	676,612	1,080,658
7	Đầu tư thuần	13,606	13,703	47,823	47,823	47,823	47,823	47,823	17,937	17,937	17,937	17,937	17,937	7,887	328,798	313,800	642,599
8	Trả gốc vay	6,887	4,596	5,476	6,317	6,816	8,108	12,207	14,603	15,993	18,166	17,541	17,890	10,309	123,119	236,626	359,745
9	Lãi trong thời gian XD	232	250	1,077	1,077	1,077	1,077	1,077	404	404	404	404	404	178	7,405	7,067	14,472
10	Khâu hao	10,827	11,580	11,956	15,653	19,515	23,386	27,257	31,128	32,096	32,919	33,735	33,158	16,116	260,804	409,519	670,323
11	Vay	4,696	5,638	39,648	36,814	35,604	33,113	33,346	816	1,604	2,958	1,575	2,462	-	187,940	153,915	341,856
12	Tự tài trợ (SFR) Min 0.25	52%	33%	25%	25%	27%	32%	40%	61%	91%	84%	92%	64%	232%			
13	Thanh toán nợ (DSR) Min 1.5	1.70	2.26	2.24	2.14	2.01	1.96	1.71	1.68	1.63	1.55	1.63	1.61	1.92			
14	Nợ/Vốn CSH Max 70:30	66:34	66:34	74:26	78:22	81:19	83:17	85:15	83:17	82:18	80:20	79:21	76:24	44:56			
15	Lãi, lỗ	2,777	1,740	4,001	3,500	1,317	1,344	1,370	1,395	1,420	1,445	1,427	1,455	7,858			
16	Lợi nhuận định mức sau thuế/vốn CSH	8.3%	5.0%	10.2%	8.1%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	2.9%	2.9%	10.0%			

e. Một số phân tích đánh giá:

Qua phương án tài chính đã trình bày ở trên, có thể đưa ra một số đánh giá sau:

Do nhu cầu vốn đầu tư giai đoạn 2021-2025 lớn để tăng nguồn vốn đầu tư và cải thiện các chỉ tiêu tài chính theo yêu cầu của nhà tài trợ nước ngoài là: tỷ lệ tự đầu tư tối thiểu 25% và tỷ lệ thanh toán nợ tối thiểu là 1.5 lần và lợi nhuận của NPT có lãi trong giai đoạn 2021-2025 thì giá truyền tải cần tăng lên đạt 137,9 đ/kWh năm 2025 sau đó giảm còn 111,3 đ/kWh năm 2030, tiếp tục giảm còn 51 đ/kWh năm 2045.

Năm 2019, giá truyền tải điện là 101,3 đồng/kWh (giảm 8,6% so với 2018) và năm 2020 giảm tiếp còn 84,91 đồng/kWh (giảm 16,2% so với năm 2019). Các chỉ tiêu tài chính 2020 của NPT dự kiến như sau chỉ tiêu tự tài trợ 33%, tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu 1,94. Lợi nhuận định mức sau thuế/vốn CSH năm 2020 là 5%. Các chỉ tiêu này cần được duy trì và cải thiện hơn nữa để tăng khả năng đầu tư phát triển lưới điện truyền tải. Nhằm khắc phục hiện tượng quá tải tại một số thành phố lớn và những khu vực bị quá tải. Đồng thời, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện và chất lượng điện năng trong hệ thống điện.

Trong giai đoạn 2020-2025 nhu cầu vốn đầu tư lưới truyền tải rất lớn. Nhưng do các nguồn vay ODA chính đã dừng hẳn nên giai đoạn này NPT gần như không còn được vay các nguồn vay ưu đãi nước ngoài nữa, NPT chỉ có thể xúc tiến vay ưu đãi các nguồn ODA còn lại từ KFW dư và TEP dư. Bên cạnh đó vay thương mại từ các ngân hàng trong nước cũng không đảm bảo nhu cầu đầu tư hàng năm của NPT do lượng vốn cần huy động hàng năm quá lớn nên NPT sẽ phải tìm kiếm các nguồn vay thương mại nước ngoài và tìm cách huy động thêm các nguồn tài chính khác. Giá truyền tải cũng cần được điều chỉnh hợp lý để các chỉ tiêu tài chính của NPT cần được cải thiện được tốt hơn nữa đáp ứng yêu cầu của các tổ chức cho vay vốn, đáp ứng đủ chi phí hoạt động sản xuất kinh doanh và NPT có lợi nhuận hợp lý để tái đầu tư.

CHƯƠNG 16. CƠ CHẾ BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG VÀ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG TRONG PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

1. Phân tích đánh giá tác động đến môi trường của chương trình phát triển Điện lực

Kịch bản phát triển nguồn và lưới điện lựa chọn tại QHĐ VIII là kịch bản đáp ứng được các mục tiêu về bảo vệ môi trường và có xét đến các yếu tố cực đoan của điều kiện thời tiết.

Kịch bản lựa chọn có mức phát thải CO₂ đạt 246 triệu tấn CO₂ năm 2030 và 348 triệu tấn CO₂ vào năm 2045. So với kịch bản phát triển thông thường, mức phát thải CO₂ sẽ giảm 15% vào năm 2030, 29-30% giai đoạn 2035-2045. Mức giảm này đáp ứng được chỉ tiêu giảm phát thải mà Việt Nam đã cam kết với quốc tế trong NDC cập nhật khi có sự hỗ trợ từ bên ngoài.

Khối lượng tro xỉ phát sinh từ các nhà máy nhiệt điện đốt than tăng từ 16,9 triệu tấn năm 2020 lên đến 18,2 triệu tấn năm 2030 và tăng lên 19,9 triệu tấn năm 2045. Loại chất thải rắn này thường chứa một số kim loại nặng phụ thuộc vào đặc thù vùng mỏ của than nhiên liệu, nếu không được kiểm soát một cách đúng đắn có thể ảnh hưởng đến nguồn nước, đất và gây ô nhiễm không khí khu vực bãi thải. Diện tích đất cần thiết để lưu trữ lượng chất thải rắn này sẽ đạt 2657 ha năm 2035 và khoảng 2958 ha năm 2045.

Chất thải rắn từ các công trình điện mặt trời: Năm 2030, khối lượng chất thải ước tính khoảng 32 nghìn tấn, đến năm 2045 khối lượng chất thải này là 90 nghìn tấn. Trong thời gian tới, cần phải đẩy mạnh nghiên cứu thử nghiệm thu gom xử lý chất thải của điện mặt trời và điện gió. Với chất thải điện mặt trời, hiện nay công nghệ có thể xử lý được nhưng chi phí lớn (khoảng 200-220EUR/tấn), hiện đang được thực hiện ở Châu Âu, Nhật Bản. Việt Nam cần chuẩn bị các điều kiện về công nghệ, năng lực và chế tài cho loại hình xử lý này.

Chất thải rắn từ điện gió: các tuabin gió thải ra là loại chất thải khó quản lý và xử lý vì không thể tái chế được. Ở thời điểm hiện tại chúng được chứa ở các bãi thải. Kích thước lớn và mức độ bền vững cao của cánh quạt, cột, trụ của các tua bin gió đã, đang và sẽ là vấn đề đau đầu đối với các nhà quản lý khi giải quyết vấn đề bãi thải. Với Việt Nam, hiện nay mới bắt đầu xâm nhập và phát triển điện gió thì vấn đề này chưa thực sự được quan tâm, nhưng đến năm 2045, rác thải của điện gió cũng sẽ là vấn đề môi trường cần được quan tâm. Năm 2030 Việt Nam dự kiến sẽ có khoảng 15 nghìn tấn chất thải

từ điện gió và đến năm 2045 dự kiến có 375 nghìn tấn chất thải rắn. Nhưng với chất thải của dự án điện gió hiện chưa có giải pháp xử lý hiệu quả ngoài việc được lưu giữ tại các bãi thải lớn.

2. Các biện pháp giảm thiểu tác động đến môi trường

Đối với điện mặt trời, ngay từ bây giờ cần có những quy định cụ thể, ngay từ khi hình thành dự án, quy định chặt chẽ ràng buộc trách nhiệm nhà sản xuất, nhà cung ứng tấm Panel để họ có trách nhiệm thu hồi, hoặc khuyến khích những nhà đầu tư tái chế. Đối với tác động do chiếm đất, cần thực hiện nghiêm túc hướng dẫn của các cơ quan quản lý nhà nước về giới hạn diện tích cho các dự án điện mặt trời. Đồng bộ hóa từ khâu quy hoạch, phê duyệt, thiết kế, xây dựng, tránh tình trạng mật độ tập trung dự án quá lớn ảnh hưởng đến dân sinh kinh tế, môi trường tự nhiên.

Đối với các dự án điện gió, cũng cần làm rõ trách nhiệm của các bên, đặc biệt là đối với việc xử lý chất thải khi kết thúc dự án. Nên cập nhật sử dụng các thiết bị công nghệ cao để giảm thiểu các tác động đối với môi trường. Công tác quy hoạch, xây dựng, phê duyệt, quản lý vận hành đồng bộ cũng rất quan trọng trong việc giảm thiểu tác động tiêu cực đến môi trường của các dự án điện gió. Đặc biệt đối với điện gió ngoài khơi, là các công trình ảnh hưởng trực tiếp đến an ninh hàng hải, chủ quyền lãnh thổ quốc gia, nên phải có sự quan tâm đặc biệt và liên kết quản lý chặt chẽ bởi cơ quan quản lý các cấp.

Đối với các NMNĐ than: Áp dụng các công nghệ hiện đại, kỹ thuật tiên tiến nhằm nâng cao hiệu suất, giảm thiểu các tác động tiêu cực của các dự án nhiệt điện nói chung và các dự án nhiệt điện than nói riêng đến môi trường. Nhập khẩu than có nhiệt trị cao (trên 6000kcal/kg) để giảm phát thải và tro xỉ. Thực hiện Quyết định số 1696/QĐ-TTg ngày 23/9/2014 về một số giải pháp thực hiện xử lý tro, xỉ, thạch cao của các NMNĐ, nhà máy hóa chất, phân bón để làm nguyên liệu sản xuất vật liệu xây dựng, và Quyết định số 452/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Đề án đẩy mạnh xử lý, sử dụng tro, xỉ, thạch cao của các NMNĐ, nhà máy hóa chất, phân bón.

16.1. MỤC TIÊU PHẠM VI XEM XÉT ĐÁNH GIÁ VỀ MÔI TRƯỜNG CỦA QUY HOẠCH

16.1.1. Mục tiêu của đánh giá tác động môi trường trong quy hoạch

a. Mục tiêu tổng quát

Đánh giá, phân tích một cách hệ thống hậu quả của các tác động môi trường từ các phương án phát triển được đề xuất của Quy hoạch điện để lựa chọn phương án phát triển điện phù hợp nhất, đảm bảo các tác động bất lợi đến môi trường, xã hội được xem xét đầy đủ và chỉ rõ ngay ở giai đoạn sớm nhất của quá trình quy hoạch. Các phương án phát triển đó được so sánh với lợi ích kinh tế mang lại, làm cơ sở lựa chọn phương án thực hiện QHD VIII đảm bảo mục tiêu phát triển kinh tế xã hội và môi trường, phát triển bền vững của đất nước và thực hiện các cam kết quốc tế.

b. Mục tiêu cụ thể

- Đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện của quốc gia và từng vùng, đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống theo tiêu chí “Tối thiểu hóa chi phí của hệ thống điện trong thời gian quy hoạch, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc về vận hành hệ thống điện, các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng nguồn cung cấp nhiên liệu sơ cấp”.

- Đảm bảo tính đúng và đủ chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống bao gồm: chi phí đầu tư, vận hành bảo dưỡng, nhiên liệu, huy động tổ máy, thiệt hại môi trường do phát thải, tác động đến kinh tế xã hội và cộng đồng, truyền tải điện liên vùng, và thiếu hụt điện năng.

16.1.2. Mục tiêu quốc gia về BVMT phải tuân thủ

Mục tiêu BVMT quốc gia theo các văn bản được nhà nước ban hành như liệt kê dưới đây:

(1) Chương trình nghị sự 2030 của Việt Nam vì sự phát triển bền vững (được Đại hội đồng Liên hợp quốc thông qua tại kỳ họp lần thứ 70 diễn ra từ ngày 25-27/9/2015, New York) nhằm PTBV đất nước trên cơ sở kết hợp chặt chẽ, hợp lý và hài hoà giữa phát triển kinh tế, phát triển xã hội và BVMT được Thủ tướng Chính phủ ban hành tại Quyết định số 622/QĐ-TTg về việc ban hành kế hoạch hành động quốc gia thực hiện chương trình nghị sự 2030 vì sự phát triển bền vững.

Mục tiêu về môi trường: Duy trì tăng trưởng kinh tế bền vững đi đôi với thực hiện tiến bộ, công bằng xã hội và bảo vệ môi trường sinh thái, quản lý và sử dụng hiệu quả tài nguyên, chủ động ứng phó với biến đổi khí hậu.

(2) Chiến lược PTBV Việt Nam giai đoạn 2011-2020 được phê duyệt tại QĐ số 432/QĐ-TTg với mục tiêu là Tăng trưởng bền vững, có hiệu quả, đi đôi với bảo vệ tài nguyên và môi trường.

(3) Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh thời kỳ 2021- 2030 và tầm nhìn đến năm 2050 (quyết định 1393/QĐ-TTg) mục tiêu: Tăng trưởng xanh, tiến tới nền kinh tế các-bon thấp; giảm phát thải và tăng khả năng hấp thụ khí nhà kính dần trở thành chỉ tiêu bắt buộc và quan trọng trong phát triển kinh tế - xã hội.

(4) Chương trình mục tiêu quốc gia ứng phó với BĐKH (quyết định 1670/QĐ-TTg ngày 31 tháng 10 năm 2017) với mục tiêu: Phát huy năng lực của toàn đất nước, tiến hành đồng thời các giải pháp thích ứng với tác động của biến đổi khí hậu và giảm nhẹ phát thải khí nhà kính, bảo đảm an toàn tính mạng người dân và tài sản. Tăng cường năng lực thích ứng với biến đổi khí hậu của con người và các hệ thống tự nhiên; tăng trưởng xanh, tiến tới nền kinh tế các-bon thấp, làm giàu vốn tự nhiên trở thành xu hướng chủ đạo trong phát triển kinh tế bền vững. Tái cấu trúc và hoàn thiện thể chế kinh tế theo hướng xanh hóa các ngành hiện có và khuyến khích phát triển các ngành kinh tế sử dụng hiệu quả năng lượng và tài nguyên với giá trị gia tăng cao. Thực hiện Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu, Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh, tích cực thực hiện cam kết của Việt Nam cùng cộng đồng quốc tế bảo vệ khí hậu trái đất. Tạo đà tiếp tục thu hút hỗ trợ vốn đầu tư từ cộng đồng quốc tế. Giảm lượng phát thải khí nhà kính hướng đến việc triển khai thực hiện cam kết giảm phát thải khí nhà kính sau 2020 (COP21 và đóng góp quốc gia tự thực hiện - NDC).

(5) Chiến lược BVMT quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030 (Quyết định số 1216/QĐ-TTg ngày 05/9/2012) mục tiêu: Kiểm soát, hạn chế về cơ bản mức độ gia tăng ô nhiễm môi trường, suy thoái tài nguyên và suy giảm đa dạng sinh học; tiếp tục cải thiện chất lượng môi trường sống; nâng cao năng lực chủ động ứng phó với biến đổi khí hậu, hướng tới mục tiêu phát triển bền vững đất nước.

Đến 2030, ngăn chặn, đẩy lùi xu hướng gia tăng ô nhiễm môi trường, suy thoái tài nguyên và suy giảm đa dạng sinh học; cải thiện chất lượng môi trường sống; chủ động ứng phó với BĐKH; hình thành các điều kiện cơ bản cho nền kinh tế xanh, ít chất thải, các-bon thấp vì sự thịnh vượng và phát triển bền vững đất nước.

(6) Nghị quyết số 24-NQ/TW của Trung ương đảng Khóa XI về chủ động ứng phó với BĐKH, tăng cường quản lý tài nguyên và BVMT với mục tiêu:

- Về ứng phó với BĐKH: Giảm mức phát thải khí nhà kính trên đơn vị GDP từ 8 - 10% so với năm 2010.
- Về quản lý tài nguyên: Quy hoạch, quản lý và khai thác, sử dụng tiết kiệm, hiệu quả và bền vững các nguồn tài nguyên quốc gia. Ngăn chặn xu hướng suy giảm tài nguyên nước ngọt và tài nguyên rừng; giữ và sử dụng linh hoạt 3,8 triệu ha đất chuyên trồng lúa nhằm bảo đảm an ninh lương thực và nâng cao hiệu quả sử dụng đất. Khai thác hiệu quả và bền vững sinh thái, cảnh quan, tài nguyên sinh vật.

- Tăng tỉ lệ năng lượng tái tạo, năng lượng mới lên trên 5% tổng năng lượng thương mại sơ cấp; giảm tiêu hao năng lượng tính trên một đơn vị GDP.
- Về bảo vệ môi trường: Không để phát sinh và xử lý triệt để các cơ sở gây ô nhiễm môi trường nghiêm trọng; 70% lượng nước thải ra môi trường lưu vực các sông được xử lý; tiêu huỷ, xử lý trên 85% chất thải nguy hại, 100% chất thải y tế; tái sử dụng hoặc tái chế trên 65% rác thải sinh hoạt.
- Quản lý khai thác hợp lý, sớm chấm dứt khai thác rừng tự nhiên, nâng diện tích các khu bảo tồn thiên nhiên lên trên 3 triệu ha; nâng độ che phủ của rừng lên trên 45%.

(7) Báo cáo Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định (INDC) và NDC cập nhật của Việt Nam. Bằng nguồn lực trong nước, đến năm 2030 Việt Nam sẽ giảm 9% tổng lượng phát thải khí nhà kính so với Kịch bản phát triển thông thường (BAU) quốc gia, tương đương 83,9 triệu tấn CO₂tđ.

(8) Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015) có mục tiêu về bảo vệ môi trường:

- Phát triển và sử dụng nguồn năng lượng tái tạo góp phần thực hiện các mục tiêu môi trường bền vững và phát triển nền kinh tế xanh
- Giảm nhẹ phát thải khí nhà kính trong các hoạt động năng lượng so với phương án phát triển bình thường: Khoảng 5% vào năm 2020; khoảng 25% vào năm 2030 và khoảng 45% vào năm 2050.
- Góp phần giảm nhiên liệu nhập khẩu cho mục đích năng lượng: Giảm khoảng 40 triệu tấn than và 3,7 triệu tấn sản phẩm dầu vào năm 2030; giảm khoảng 150 triệu tấn than và 10,5 triệu tấn sản phẩm dầu vào năm 2050.

(9) Nghị quyết số 55 về định hướng Chiến lược phát triển NL quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 khẳng định: Phát triển đồng bộ, hợp lý và đa dạng hoá các loại hình NL; ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn NLTT, NL mới, NL sạch; Ưu tiên sử dụng NL 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 BVMT 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”.

Một số mục tiêu cụ thể: Cung cấp đủ nhu cầu năng lượng trong nước, đáp ứng cho các mục tiêu của Chiến lược phát triển kinh tế xã hội 10 năm 2021 - 2030; Trong đó tỉ lệ các nguồn NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045; Xây dựng hệ thống lưới điện thông minh, hiệu quả, có khả năng kết nối khu vực; bảo đảm cung cấp điện an toàn. Đến năm 2030, độ tin cậy cung cấp điện năng thuộc tốp 4 nước dẫn đầu ASEAN, chỉ số tiếp cận điện năng thuộc tốp 3 nước dẫn đầu ASEAN. Đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hoá lỏng (LNG)

khoảng 8 tỉ m³ vào năm 2030 và khoảng 15 tỉ m³ vào năm 2045. Tỉ lệ tiết kiệm năng lượng trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với kịch bản phát triển bình thường đạt khoảng 7% vào năm 2030 và khoảng 14% vào năm 2045. Giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường ở mức 15% vào năm 2030, lên mức 20% vào năm 2045.

Đến năm 2045, các phân ngành năng lượng phát triển bền vững, sử dụng hiệu quả tài nguyên, bảo vệ môi trường và thích ứng với biến đổi khí hậu; hệ thống hạ tầng năng lượng phát triển đồng bộ, hiện đại, khả năng kết nối khu vực và quốc tế được nâng cao...

16.1.3. Các vấn đề môi trường chính

Việc đánh giá tác động của QHĐ VIII được thực hiện cho tất cả các hoạt động sản xuất và truyền tải là các lĩnh vực thành phần của quy hoạch. Đặc trưng về tác động tích cực và tiêu cực về môi trường và xã hội của các lĩnh vực điện thành phần này được xem xét lựa chọn qua các vấn đề môi trường và xã hội chính, đặc trưng của từng lĩnh vực như phân tích sau đây.

a. Nhiệt điện

E1: Ô nhiễm không khí: Chỉ số đánh giá gồm ảnh hưởng sức khỏe, vấn đề axit hóa đất và nước

E2: Biến đổi khí hậu: Chỉ số đánh giá lượng phát thải khí nhà kính, giá khí CO₂.

E3: Thay đổi sử dụng đất: Chỉ số đánh giá Diện tích đất bị chuyển đổi mục đích sử dụng, số hộ dân bị ảnh hưởng, mất môi trường sống của các loài, suy giảm các hệ sinh thái.

E4: Ảnh hưởng đến Tài nguyên nước: Chỉ số đánh giá: ô nhiễm nước, suy giảm tài nguyên nước.

E5: Chất thải rắn và chất thải nguy hại

b. Thủy điện

E3: Thay đổi sử dụng đất: Chỉ số đánh giá: Diện tích đất bị chuyển đổi mục đích sử dụng, số hộ dân bị ảnh hưởng, mất môi trường sống của các loài, suy giảm các hệ sinh thái.

E4: Ảnh hưởng đến tài nguyên nước: Chỉ số đánh giá: Thay đổi chế độ thủy văn, cạn kiệt lưu, suy giảm chất lượng nước.

E6: Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

E7: Rủi ro sự cố môi trường

c. Năng lượng tái tạo

E3: Thay đổi sử dụng đất

E5: Chất thải rắn và chất thải nguy hại

E6: Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

d. Lưới truyền tải

E3: Thay đổi sử dụng đất

E6: Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

E8: điện từ trường

Căn cứ trên các vấn đề môi trường chính được nhận biết đối với mỗi loại hình quy hoạch điện thành phần để phân tích và đánh giá xu thế diễn biến thay đổi thành phần môi trường tự nhiên và xã hội đối với kịch bản điện đài xuất. Kết quả đánh giá được nêu chi tiết ở các phần sau.

16.2. PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG ĐẾN MÔI TRƯỜNG VÀ MỤC TIÊU QUỐC GIA VỀ BVMT CỦA CÁC KỊCH BẢN ĐIỆN

16.2.1. Các tiêu chí và cơ sở lựa chọn xây dựng kịch bản

Căn cứ vào các mục tiêu quốc gia về bảo vệ môi trường, để đáp ứng mục tiêu về cung cấp điện năng đủ và an toàn cho phát triển kinh tế, tiêu dùng xã hội, mà vẫn đảm bảo được mục tiêu BVMT, bên cạnh kịch bản điện thông thường với chi phí thấp làm cơ sở so sánh (**KB0A_QHĐ7HC**), các kịch bản phát triển điện với các ràng buộc dựa trên các mục tiêu chính sách quốc gia về môi trường đã được đưa vào xem xét. Đặc biệt các kịch bản có tính thêm chi phí xã hội để đảm bảo đáp ứng được các mục tiêu quốc gia và công bằng đối với các nguồn điện được huy động. Các kịch bản đưa ra để xem xét gồm có:

Kịch bản 0 - Kịch bản phát triển thông thường (KB0A_QHĐ7HC)

Kịch bản 1 - Kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược phát triển NLTT và nghị quyết 55-NQ/TW (KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT)

- A: không tính chi phí ngoại sinh
- B: có tính chi phí ngoại sinh, và có xét thêm yếu tố thời tiết bất lợi và nhu cầu điện tăng cao.

Kịch bản 2 – Mục tiêu NLTT tăng tuyển tính và đạt chiến lược vào 2050 (KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT)

- A: không tính chi phí ngoại sinh
- B: Có tính chi phí ngoại sinh

Kịch bản 3 – Mục tiêu tăng lượng tái tạo cao (KB3A_NLTT, KB3B_NLTT)

- A: không tính chi phí ngoại sinh

- B: có tính chi phí ngoại sinh

Kịch bản 4 - Mục tiêu cắt giảm khí nhà kính (KB4A_CO2, KB4B_CO2)

- A: không tính chi phí ngoại sinh
- B: có tính chi phí ngoại sinh

Kịch bản 5 - Không xây dựng thêm nhiệt điện than mới sau năm 2030 (KB5B_Nonewcoal)

- Tính đầy đủ chi phí ngoại sinh và chính sách mục tiêu NLTT theo chiến lược

Kịch bản 6 – Phát triển nguồn điện hạt nhân giai đoạn sau 2035 (KB6B_Nuclear)

- Tính đầy đủ chi phí ngoại sinh và chính sách mục tiêu NLTT theo chiến lược

Các kịch bản trên được tính toán, phân tích, so sánh và lựa chọn ra kịch bản phát triển tối ưu (**KB1B_CLNLTT**). Các tính toán về phân tích độ nhạy: giá nhiên liệu; năm khô hạn; phụ tải tăng cao; giá thành xây dựng nguồn điện tăng cao ... cũng được tính toán và phân tích, chi tiết trình bày tại Chương 9

a. Xét tính phù hợp về cơ cấu nguồn điện với các mục tiêu quốc gia về BVMT ở các kịch bản đề xuất.

Với các kịch bản đề xuất có thể thấy, NLTT sẽ được lựa chọn phát triển với quy mô lớn trong tương lai, đặc biệt là nguồn điện gió và mặt trời. Than và khí là nguồn nhiên liệu hóa thạch tiếp tục được sử dụng trong tất cả các kịch bản, nhiên liệu dầu sẽ không sử dụng để phủ định từ sau 2025. Điện hạt nhân không được lựa chọn phát triển trong kịch bản thông thường, các kịch bản sử dụng chính sách về năng lượng tái tạo và mục tiêu giảm phát thải CO₂.

Đối với kịch bản phát triển thông thường, nhiệt điện than sẽ vẫn được tiếp tục phát triển với quy mô khá lớn, chiếm tỷ trọng 33% trong cơ cấu công suất nguồn điện vào năm 2020, lên 39% vào năm 2030 và 31% vào năm 2045. Nhiệt điện khí LNG cũng có quy mô công suất tăng cao vào năm 2045 do hạn chế về vị trí tiềm năng xây dựng của nguồn nhiệt điện than tại các vùng phụ tải lớn (Bắc, Nam) và yêu cầu chỉ xây dựng công nghệ trên siêu tốc hạn cài tiến cho nhiệt điện than sau năm 2035. Tuy nhiên phần lớn công suất nguồn điện khí sử dụng LNG là nguồn linh hoạt (động cơ ICE và tua bin khí chu trình đơn SCGT) để phủ định và đảm bảo dự phòng hệ thống, nên điện năng sản xuất từ LNG sẽ không cao.

Đối với các kịch bản giảm phát thải CO₂, phát thải CO₂ sẽ giảm 25% so với kịch bản phát triển thông thường, với ràng buộc về chính sách này cơ cấu nguồn huy động với quy mô năng lượng tái tạo và nhiệt điện khí tăng, nhiệt điện than giảm. Điện hạt nhân vẫn chưa được lựa chọn phát triển trong giai đoạn quy hoạch nếu chỉ cần giảm

phát thải CO₂ 25% so với kịch bản thông thường. Đến năm 2030, quy mô năng lượng tái tạo được lựa chọn cao hơn kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược (KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT), và tương đương với kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo cao (KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC). Nhưng đến năm 2045, quy mô NLTT lại thấp hơn kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược.

Kịch bản KB5B_Nonewcoal không phát triển thêm nhiệt điện than mới và vẫn đảm bảo chính sách mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược, nguồn nhiệt điện than không phát triển thêm sau năm 2025, quy mô công suất nhiệt điện than năm 2030 đạt 37GW và năm 2045 đạt 34GW. Quy mô nhiệt điện khí năm 2030 trong kịch bản này không tăng thêm so với kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược (KB1B_RE). Tuy nhiên năm 2045 có quy mô nhiệt điện khí cao nhất trong tất cả các kịch bản, đạt hơn 82GW vào năm 2045 (cao hơn kịch bản phát triển thông thường và kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược là 16GW). Về cơ cấu công suất nguồn điện, năm 2030 kịch bản KB5B_Nonewcoal có cơ cấu giống với kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược KB1B_CLNLTT. Tuy nhiên đến năm 2045, nhiệt điện than chỉ đạt 12%, nhiệt điện khí đạt 31%, năng lượng tái tạo đạt 54% về cơ cấu công suất. Do việc phát triển nhiều nhiệt điện khí có độ linh hoạt cao hơn, do đó điện mặt trời trong kịch bản KB5B_Nonewcoal được phát triển nhiều hơn, điện gió thấp hơn so với kịch bản KB1B_CLNLTT. Quy mô điện mặt trời được phát triển trong kịch bản này tương đương với kịch bản mục tiêu NLTT tăng tuyến tính và đạt chiến lược vào 2050 (KB2B_TNLTT). Kịch bản 5B_Nonewcoal sẽ có chỉ tiêu phát thải thấp, tuy nhiên cơ cấu nguồn điện đến năm 2045 không được cân đối, phụ thuộc nhiều vào LNG nhập khẩu.

Trong kịch bản KB6B_Nuclear, điện hạt nhân được đưa vào trong giai đoạn 2040-2045 với quy mô 5.000MW vào năm 2045. Cơ cấu công suất của kịch bản này chỉ khác kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược (KB1B_CLNLTT) ở năm 2040 và 2045 khi có thêm nguồn điện hạt nhân vào vận hành.

b. Xét về cơ cấu điện năng sản xuất

Cơ cấu điện năng của kịch bản phát triển thông thường (K0A-QHD7HC) sẽ phụ thuộc phần lớn vào nhiệt điện than (54% năm 2030 và 52% năm 2045), NLTT chỉ chiếm 27% năm 2030 và 29% năm 2045. Tỷ lệ năng lượng tái tạo này chưa đạt được mục tiêu NLTT trong chiến lược (32% năm 2030, 40,3% năm 2045) và trong nghị quyết 55/NQ-2020 (30% năm 2030, 40% năm 2045).

Trong các kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo, cơ cấu điện năng của năng lượng tái tạo đạt theo tỷ lệ mục tiêu đã đặt ra, kết quả cho thấy tỷ lệ NLTT trong các kịch bản này cao hơn so với kịch bản phát triển thông thường. Trường hợp không xét đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải, điện năng của nhiệt điện khí không thay đổi nhiều so với kịch bản thông thường, điện năng của nhiệt điện than giảm nhiều do điện năng

năng lượng tái tạo tăng thêm. Trường hợp có xét đến chi phí ngoại sinh, điện năng của nhiệt điện khí sẽ tăng cao hơn nhiều so với kịch bản thông thường và gần tương đương với nhiệt điện than.

Tại kịch bản mục tiêu giảm phát thải CO₂ ở năm 2030, điện năng của nhiệt điện khí tương đương với kịch bản năng lượng tái tạo cao, điện năng nhiệt điện than giảm và năng lượng tái tạo tăng thêm vào năm 2030 tương đương với kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo cao (KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC). Kịch bản KB4A_CO₂ và KB4B_CO₂ có tỷ trọng điện năng NLTT đạt khoảng 43% năm 2030, 36% năm 2045. Như vậy tỷ trọng NLTT đã vượt chiến lược phát triển NLTT vào năm 2030, nhưng lại thấp hơn Chiến lược và Nghị quyết 55 vào năm 2045.

Các kịch bản KB5B và KB6B đều đảm bảo tỷ trọng NLTT theo chiến lược. Tuy nhiên, kịch bản KB5_Nonewcoal trở nên phụ thuộc vào LNG nhập khẩu, trong khi kịch bản KB6_Nuclear có cơ cấu điện năng đa dạng nhất trong các kịch bản.

Kết quả phân tích cho thấy Kịch bản K01B_CLNLTT là kịch bản thỏa mãn đồng thời được các mục tiêu về phát triển điện và bảo vệ môi trường quốc gia đã nêu ở trên nên được đề xuất chọn là kịch bản chọn của quy hoạch.

16.2.2. Tác động đến môi trường của các kịch bản điện đề xuất

Với xu hướng tăng công suất ở các kịch bản trên cho thấy các mục tiêu giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch, giảm phát thải và các vấn đề môi trường chính có sự khác nhau giữa kịch bản chọn và kịch bản cơ sở, cụ thể như sau:

a. Về tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch

- Than:

Ở các kịch bản chọn KB1B_CLNLTT, xu hướng giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch theo quy mô cơ cấu nguồn điện từ nhiên liệu hóa thạch rất rõ ràng so với KB0A-QHĐ7HC. Xu hướng giảm được thể hiện ở hình sau:

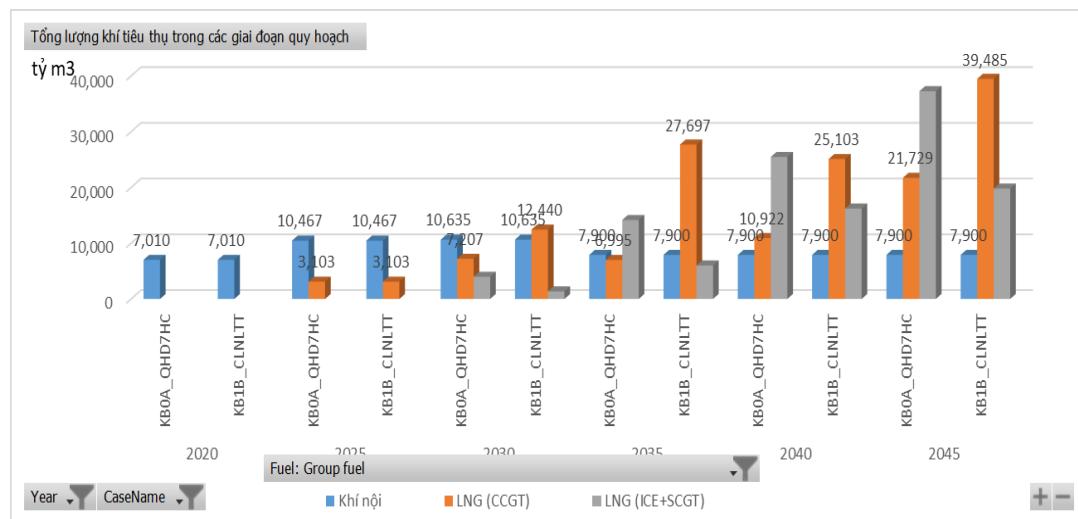
Giai đoạn từ 2020-2045, lượng than nội địa tiêu thụ của ngành điện ở cả hai kịch bản là như nhau, hiện tại tiêu thụ than nội khoảng 35 triệu tấn/năm tăng lên 38 triệu tấn/năm năm 2025 và 40-41 triệu tấn/năm năm 2030-2045.

Đối với than nhập khẩu, trong kịch bản KB0A_QHĐ7HC tiêu thụ than nhập khẩu tăng từ 13 triệu tấn/năm năm 2020 lên 71 triệu tấn/năm năm 2030 và 142 triệu tấn/năm năm 2045. Trong kịch bản KB1A-CLNLTT tiêu thụ than nhập khẩu chỉ có 47 triệu tấn/năm vào năm 2030 và 73 triệu tấn/năm vào năm 2045.

- Khí:

Giai đoạn từ 2020-2030, lượng khí nội địa tiêu thụ của ngành điện ở cả hai kịch bản là giống nhau. Tiêu thụ khí nội toàn quốc là 7 tỷ m³/năm vào 2020 tăng lên khoảng 10 triệu m³/năm vào 2025-2030 và giảm xuống 7,7 tỷ m³/năm vào 2035-2045.

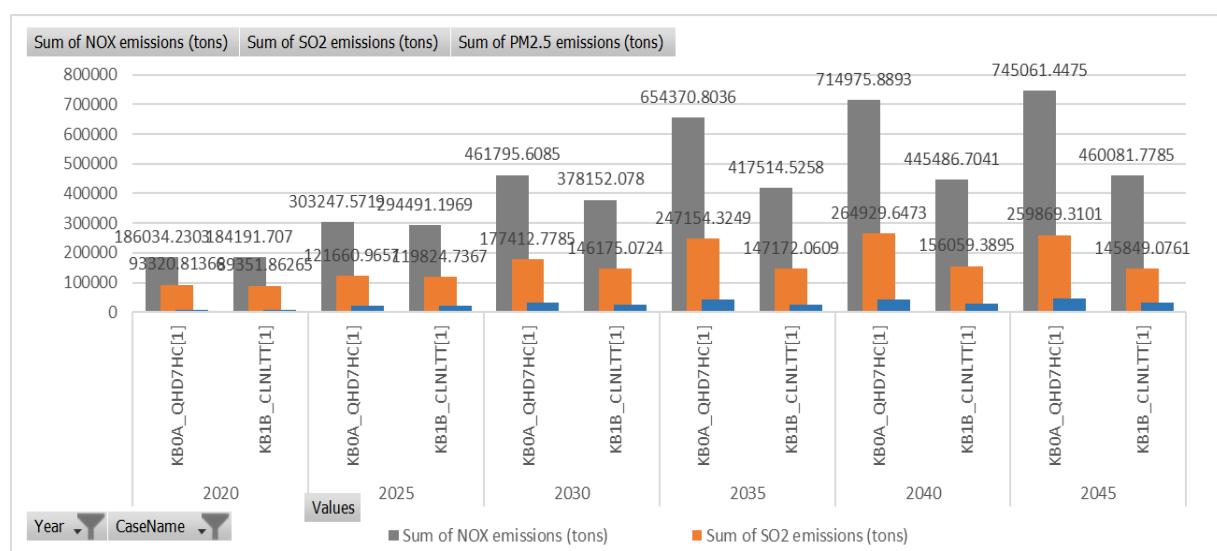
Giai đoạn sau 2030 đến 2045, sự gia tăng lượng tiêu thụ khí LNG nhập khẩu của kịch bản KB1B_CLNLTT lớn hơn rất nhiều so với kịch bản KB0A_QHD7HC. Kịch bản KB0A_QHD7HC có mức tiêu thụ LNG tăng từ 4 triệu tấn/năm vào 2030 lên 11 triệu tấn/năm vào 2045. Kịch bản KB1B_CLNLTT có mức tiêu thụ LNG tăng từ 10 triệu tấn/năm vào năm 2030 lên 32 triệu tấn/năm vào năm 2045. Xu hướng này cho thấy mặc dù đáp ứng được các mục tiêu quốc gia về BVMT nhưng mức độ phụ thuộc vào nhiên liệu LNG nhập khẩu tăng lên.



Hình 16.1: Tiêu thụ khí ở hai kịch bản KB1B_CLNLTT và KB0A-QHD7HC

b. Xu hướng phát thải khí thải

Theo xu hướng tiêu thụ nhiên liệu phân tích ở trên, có thể thấy xu hướng thay đổi về lượng phát thải các chất ô nhiễm ở hai kịch bản như sau:



Hình 16.2: Phát thải khí ô nhiễm theo các kịch bản phát triển nguồn điện

Hình trên cho thấy, ở cả hai kịch bản đều diễn ra xu hướng tăng phát thải khí ô nhiễm đều ở cả giai đoạn quy hoạch. Trong đó, phát thải khí SO₂ tăng đều đặn từ năm 2020 đến năm 2045, trong khi đó phát thải bụi ở mức thấp và ổn định. Phát thải NOx ở kịch bản KB0A-QHĐ7HC là 745,061 tấn vào năm 2045, cao hơn nhiều so với kịch bản K01B_CLNLTT là 460,082 tấn vào năm 2045. Xu hướng này phù hợp với sự thay đổi lượng nhiên liệu than và khí ở hai kịch bản như phân tích ở trên.

c. Phát thải CO₂

Phát thải CO₂ rõ ràng giảm theo xu thế giảm tiêu thụ nhiên liệu ở kịch bản K01B_CLNLTT so với kịch bản KB0A-QHĐ7HC với mức giảm tương ứng 246,5 tr.tấn so với 290,1 tr.tấn năm 2030 và giảm còn 348,8 tr.tấn so với 490,3 tr.tấn năm 2045, tương đương mức giảm 28,57%. Mức giảm này đáp ứng được với mức mà Việt Nam đã cam kết với quốc tế trong NDC cập nhật khi có sự hỗ trợ từ bên ngoài.

Bảng 16.3. Giá trị phát thải khí CO₂ - Đơn vị: 10³ tấn

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
KB0A_QHD7HC [1]	118.560	188.891	290.132	405.166	445.112	490.317
KB1B_CLNLTT [1]	118.565	186.445	246.465	281.063	317.928	348.817

d. Phát sinh chất thải rắn

- Chất thải rắn phát sinh từ các nhà máy nhiệt điện đốt than: Theo ước tính, ở kịch bản KB0A-QHĐ7HC khói lượng tro xỉ phát sinh từ các nhà máy nhiệt điện đốt than tăng từ 16,9 triệu tấn năm 2020 lên 59,1 triệu tấn vào năm 2030 và tăng lên 70,9 triệu tấn vào năm 2045. Ở kịch bản K01B_CLNLTT khói lượng tro xỉ phát sinh từ các nhà máy nhiệt điện đốt than giảm hẳn so với kịch bản KB0A-QHĐ7HC, đạt tương ứng 18,2 triệu tấn năm 2030 và tăng lên 19,9 triệu tấn năm 2045.

- Chất thải rắn từ các công trình điện mặt trời: do Việt Nam mới tham gia thị trường năng lượng tái tạo nên chưa có các dự án đi vào giai đoạn tháo dỡ. Ở giai đoạn quy hoạch này ước tính lượng thải bỏ các tấm pin mặt trời hỏng trong giai đoạn xây dựng và vận hành được tính khoảng 3% tổng số tấm pin mặt trời được sử dụng. Năm 2020, khói lượng chất thải ước tính khoảng 11.720 tấn chưa kể các bộ nghịch lưu (20-30 bộ/50MWp), các máy biến áp, bộ lưu điện... Đến năm 2030, khói lượng chất thải pin mặt trời này tăng lên 19.567 tấn ở kịch bản cơ sở và tăng lên gần gấp đôi đạt 32.227 tấn ở kịch bản K01B_CLNLTT. Dự báo đến năm 2045, khói lượng chất thải này tăng 58.058 tấn ở kịch bản KB0A-QHĐ7HC và tăng lên 89.777 tấn ở kịch bản K01B_CLNLTT, gần gấp 3 lần so với năm 2020.

- Chất thải rắn từ điện gió, các tuabin gió thải ra, theo ước tính đến năm 2050 các công trình điện gió trên toàn thế giới sẽ tạo ra 43 triệu tấn chất thải¹. Trung Quốc, Châu Âu, Mỹ và phần còn lại của thế giới sẽ thải 40%, 25%, 16% và 19% tương ứng. Đây là loại chất thải khó quản lý và xử lý vì không thể tái chế được, mà ở thời điểm hiện tại chúng được chứa ở các bãi thải². Tuy nhiên, với kích thước lớn và mức độ bền vững của cánh quạt, cột, trụ của các tua bin gió đã, đang và sẽ là vấn đề đau đầu đối với các nhà quản lý khi giải quyết vấn đề bãi thải. Với Việt Nam hiện nay, mới bắt đầu xâm nhập và phát triển điện gió vấn đề này chưa thực sự được quan tâm nhưng với các quốc gia như Mỹ và các nước Châu Âu, hiện nhiều nhà máy đã hết tuổi thọ và chuẩn bị tháo dỡ vấn đề này đang được xem xét và cân nhắc.

Hàng chục nghìn cánh tua bin già cỗi đang dần được tháo dỡ khỏi các cột thép trên khắp thế giới và hầu hết đều đi vào các bãi rác. Ở Mỹ, trong bốn năm tới có khoảng 8.000 cột tua bin gió sẽ bị tháo dỡ và loại bỏ. Châu Âu cho đến năm 2022, hàng năm có khoảng 3.800 cột gió được tháo dỡ. Vấn đề sẽ trở nên tồi tệ hơn, số lượng tua bin gió được xây dựng cách đây hơn một thập kỷ chưa bằng 1/5 so với số lượng hiện tại. Hơn nữa, để chịu được gió bão, các cánh quạt được chế tạo bằng các vật liệu siêu bền nên khó có thể bị nghiền để tái chế và tái sử dụng. Vấn đề khẩn cấp hiện nay, các nước đang chạy đua tìm kiếm những vùng rộng lớn để làm bãi thải như là giải pháp tốt nhất. Ở Mỹ, một số ít bãi chôn lấp có thể tiếp nhận loại chất thải này như vùng Lake Mills, Iowa; Thác Sioux, Nam Dakota; và Casper, các cánh tuabin gió được xếp xen kẽ theo các chiều dài cánh quạt có độ dài tới 30 feet.

Dưới đây là hình ảnh bãi rác thành phố ở Casper, Wyoming, là nơi lưu chứa 870 cánh tua bin của các dự án điện gió đã hết tuổi thọ.

¹ <https://www.evwind.es/2020/02/06/wind-turbines-will-create-43-million-tonnes-of-waste-by-2050/73442> và <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0956053X17300491> - Wind turbine blade waste in 2050

² [www.bloomberg.com > news > features](http://www.bloomberg.com/news/features)



Hình 16.1. Bãi rác thành phố Casper

Do đó, với công suất dự án điện gió được quy hoạch trong thời gian tới, đến năm 2030 Việt Nam dự kiến sẽ có khoảng 14.554 tấn chất thải từ điện gió và đến năm 2045 dự kiến có 374.902 tấn chất thải rắn này ở kịch bản K01B_CLNTTT. Với lượng chất thải dự báo này, Việt Nam cần phải có sự quan tâm đặc biệt đến vấn đề này.

Như vậy, với khối lượng chất thải rắn dự báo của quy hoạch nhu cầu đất cho bãi thải và chi phí quản lý, xử lý chất thải và môi trường khu vực bãi thải đòi hỏi sẽ khá lớn vào cuối giai đoạn quy hoạch.

Bảng 16.4: Diện tích chiếm đất và khối lượng chất thải rắn theo các kịch bản PT nguồn

Kịch bản	Diện tích đất cho ĐMT	Diện tích đất cho điện gió (ha)	Chất thải rắn (triệu tấn)		
	(ha)	Onshore	Offshore	ĐMT (tấn)	Điện than (triệu tấn)
Năm 2020					
KB0A_QHD7HC	88.513-12.070	249		11.720	5.474
KB1B_CLNLTT	88.513-12.070	249		11.720	5.474
Năm 2025					
KB0A_QHD7HC	11.645-17.467	1.459		19.567	6.536
KB1B_CLNLTT	11.645-17.467	2.276		19.567	6.536
Năm 2030					
KB0A_QHD7HC	11.645-17.467	2.969	0	19.567	6.536

KB1B_CLNLTT	18.514-31.099	5.405	9.149	32.227	6.536
Năm 2035					
KB0A_QHD7HC	14.684-22.026	3.115	0	23.801	9.778
KB1B_CLNLTT	30.349-45.523	8.203	104.160	45.624	7.125
Năm 2040					
KB0A_QHD7HC	30.266-45.399	7.018	76.236	45.509	10.416
KB1B_CLNLTT	45.302-67.953	8.906	272.339	66.456	8.134
Năm 2045					
KB0A_QHD7HC	39.274-58.910	8.440	136.440	58.058	10.124
KB1B_CLNLTT	62.041-93.062	12.724	362.178	89.777	7.813

Nguồn: Viện Năng lượng, 2020.

e. Vấn đề về thay đổi sử dụng đất

Theo tính toán với phương án phát triển điện đè xuất, đến năm 2030 tổng diện tích đất dành cho các công trình điện 145.378 ha, chỉ tính riêng diện tích đất cho phát triển điện mặt trời đã lên đến 24.099-36.148 ha và điện gió khoảng 8.248 ha. Đến năm 2045, tổng diện tích đất dành cho các công trình điện khoảng 272.135 ha, trong đó diện tích đất dành cho các công trình điện mặt trời và điện gió tương ứng khoảng 70.575-105.863 ha và 17.177 ha.

Với diện tích đất dự báo cần cho phát triển công trình điện nêu trên, nếu đem so sánh con số này với con số tổng diện tích đất chưa sử dụng của quốc gia là 2.060.393 ha thì con số này vẫn có thể chấp nhận được. Tuy nhiên cần lưu ý rằng, hơn 2 triệu ha đất chưa sử dụng này chủ yếu là đất đồi núi, trong khi đất cho phát triển NLTT thường tập trung ở một số vùng có tiềm năng, như duyên hải Nam Trung Bộ, Miền Nam do đó nguy cơ có thể xảy ra là việc thu hồi và chuyển đổi mục đích sử dụng đất đất nông nghiệp, rừng trồng cho các dự án điện mặt trời là khá lớn. Liên quan đến Rừng, hiện tại do chi phí cơ hội của rừng quá cao và đang được pháp luật và chính sách quốc gia bảo vệ nên sẽ hạn chế được tác động của các hoạt động phát triển của NLTT đến rừng.

Như vậy, với phân tích phương án phát triển nguồn đè xuất ở kịch bản chọn K01B_CLNLTT ở trên cho thấy không những đáp ứng được nhu cầu điện của quốc gia trong đó có xem xét đến một số trường hợp cực đoan về thời tiết cũng như nhu cầu điện tăng đột biến, mà hoàn toàn đáp ứng được các mục tiêu quốc gia về bảo vệ môi trường, cam kết quốc tế về Biến đổi khí hậu.

16.3. PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG ĐẾN MÔI TRƯỜNG CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

16.3.1. Các vấn đề môi trường của các nguồn điện

Ở phần này, kịch bản chọn K01B_CLNLTT được sử dụng làm cơ sở để phân tích đánh giá và dự báo xu hướng của các tác động đến môi trường, hệ sinh thái, cộng đồng và xã hội cho từng thành phần điện của quy hoạch như trình bày dưới đây.

a. Thủy điện

Theo Bộ Công Thương, các hồ chứa thủy điện hiện nay có tổng dung tích khoảng 56 tỷ m³, chiếm khoảng 86% tổng dung tích của các hồ chứa trong cả nước. Ngoài việc phục vụ phát điện, hồ chứa thủy điện còn góp phần quan trọng vào việc cắt/giảm/làm chậm lũ trong mùa mưa; bổ sung nguồn nước phục vụ sản xuất, sinh hoạt,... cho vùng hạ du trong mùa cạn.

Tính đến tháng 8/2018, cả nước có 818 dự án thủy điện (DATĐ) với tổng công suất lắp đặt 23.182 MW. Trong đó, đã đưa vào khai thác sử dụng 385 DATĐ với tổng công suất lắp đặt 18.564 MW, đang xây dựng 143 DATĐ với tổng công suất lắp đặt 1.848 MW và đang nghiên cứu đầu tư 290 DATĐ với tổng công suất lắp đặt 2.770 MW. 40 công trình (trong tổng số 385 công trình đã đưa vào sử dụng) không có hồ chứa hoặc sử dụng chung nước của hồ thủy lợi để phát điện.

Mặc dù tỷ trọng của thủy điện trong cơ cấu ngành điện đang ngày càng giảm do các vị trí tiềm năng lớn hầu hết đã được khai thác. Hiện nay, với xu hướng phát triển của thế giới là phát triển mạnh NLTT, trong đó thủy điện nhỏ là một nguồn NLTT được định hướng phát triển hợp lý.

Các tác động đến môi trường và xã hội chính có thể sẽ xảy ra do hoạt động thủy điện được dự báo cụ thể dưới đây:

E3: Thay đổi sử dụng đất

Căn cứ các chỉ số đánh giá để dự báo mức độ tác động đến kinh tế xã hội và môi trường có nguy cơ xảy ra khi thu hồi đất cho xây dựng các công trình thủy điện.

Đánh giá được thực hiện đối với từng chỉ số:

+ Di dân tái định cư

Việc phát triển các Thủy điện có hồ chứa lớn dẫn đến số người bị ảnh hưởng và di dân lớn, nhưng các hồ thủy điện có hồ chứa lớn hiện đã khai thác hết tiềm năng. Hiện nay, đang còn phát triển các thủy điện nhỏ, thủy điện không có hồ chứa nên mức độ ảnh hưởng sẽ giảm đi rất nhiều. Tuy nhiên, vẫn có những ảnh hưởng nhất định đến nơi ở, điều kiện lao động, đời sống cũng như sinh kế của người dân trong khu vực ảnh hưởng của dự án. Hơn nữa, các hệ lụy sau khi di dân tái định cư thường kéo dài, nhiều nơi giải

quyết chua thỏa đáng và hợp lý cũng dẫn đến nhiều ảnh hưởng bất lợi cho tình hình an ninh và phát triển kinh tế xã hội của địa phương.

Chỉ tính riêng 8/18 thủy điện lớn quan trọng trong danh mục thủy điện có hồ chứa³ bắt đầu xây dựng và vận hành trong giai đoạn từ 2011 - 2019 đã có khoảng 30.457 hộ dân phải di dời trong đó có 127.098 người dân bị ảnh hưởng.

Bảng 16.5. Di dân tái định cư của một số thủy điện lớn ở Việt Nam

TT	Thủy điện	Số hộ bị di dời (hộ)	Số người bị di dời (người)	Kinh phí đền bù di dân (tỷ đồng)
1	Lai Châu	1.760	7.805	4.504
2	Huội Quảng	722	4333	1102
3	Bản Chát	2.664	15.017	5.052
4	Sơn La	20.340	92.301	26.457
5	Bản Vẽ	3.022		278.370
6	Sông Tranh 2	1.196	6.300	
7	Sông Bung 4	253	1.342	100
8	Đồng Nai 3	500		800

Theo báo cáo giám sát của Hội đồng Dân tộc của Quốc hội, đến năm 2017, trên địa bàn miền Trung và Tây Nguyên đã xây dựng 81 dự án thủy lợi, thủy điện thuộc 15/19 tỉnh. Các dự án này đều phải thực hiện giải phóng mặt bằng, đền bù, di dời, tái định cư. Tổng số dân phải di dời, tái định cư gần 30.000 hộ với 130.000 khẩu. Thực hiện hỗ trợ di dân, tái định cư đã tổ chức di chuyển được gần 26 nghìn hộ, trên 124 nghìn nhân khẩu, đạt 86,3% kế hoạch. Đã giao gần 27 nghìn ha đất các loại cho trên 17 nghìn hộ tái định cư. Bình quân đất ở được giao từ 400-500m²/hộ; đất sản xuất đạt 1,2-1,5 ha/hộ. Nhưng thống kê gần đây nhất cho thấy, có tới 46% số hộ tái định cư thuộc diện hộ nghèo.

Chính phủ đã ban hành nhiều chính sách, quyết định, thực hiện các đề án, nhiệm vụ để hoàn thiện hệ thống chính sách pháp luật về di dân, tái định cư dự án thủy lợi, thủy điện như Quyết định số 64/2014/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ: Chính sách đặc thù về di dân, tái định cư các dự án thủy lợi, thủy điện; Quyết định sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định số 64/2014/QĐ-TTg ngày 18/11/2014 của Thủ tướng Chính phủ về chính sách đặc thù về di dân, tái định cư các dự án thủy lợi, thủy điện; Quyết định 1457/2019/QĐ-TTg ngày 25/10/2019 phê duyệt đề án: “rà soát và hoàn thiện các chính sách về di dân, tái định cư dự án thủy lợi thủy điện”. Báo cáo trình Chính phủ về kết quả thực hiện Nghị quyết số 62/2013/QH13 ngày 27/11/2013 của Quốc hội Khóa

³ Quyết định số 470/QĐ-TTg ngày 26 tháng 4 năm 2019 của Thủ tướng Chính phủ

XIII về tăng cường công tác quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng, vận hành khai thác công trình thủy điện, Bộ Công Thương khẳng định công tác bồi thường, hỗ trợ, di dân, tái định cư các dự án thuỷ điện (DATĐ) trên địa bàn cả nước về cơ bản đã tuân thủ đúng các quy định hiện hành. Thu nhập bình quân đầu người ở các khu, điểm tái định cư tăng lên hàng năm, năm 2018 đạt 14 triệu đồng/người/năm; tỷ lệ hộ tái định cư nghèo bình quân chiếm 36%. Đến nay có 12.238 người dân tái định cư được đào tạo việc làm và số lao động sau đào tạo có việc làm là 7.769 người.

Tuy nhiên, công tác di dân, tái định cư vẫn còn tồn tại nhiều khó khăn, vướng mắc cần sớm khắc phục, như: Công tác lập quy hoạch tổng thể, quy hoạch chi tiết các khu, điểm tái định cư còn nhiều hạn chế, chất lượng chưa cao, phải điều chỉnh lại nhiều lần. Nhiều điểm tái định cư, việc quy hoạch điểm dân cư chưa gắn với khu sản xuất, diện tích đất sản xuất và đất vườn quá nhỏ, không có đất sản xuất. Trên thực tế, ngoài thiếu đất sản xuất so với diện tích quy hoạch, chất lượng đất kém, chưa có hệ thống cấp nước tưới phục vụ sản xuất và sinh hoạt⁴. Dẫn đến, công tác bồi thường, hỗ trợ tái định cư luôn phát sinh các vấn đề về khiếu nại, khiếu kiện kéo dài; Công tác giao đất, cấp giấy chứng nhận quyền sử dụng đất, quyền sở hữu nhà và tài sản khác gắn liền với đất còn chậm; Một số dự án đất ở và đất vườn liền kề được giao chưa hợp lý; Tình trạng sản xuất quy mô nhỏ, phân tán, manh mún còn phổ biến, phương thức canh tác lạc hậu, năng suất, chất lượng thấp, sức cạnh tranh không cao;... Người dân bị di dời, chủ yếu là người dân tộc thiểu số, gặp nhiều khó khăn trong việc thích ứng với điều kiện sống mới ở nơi tái định cư như khác biệt về kiểu nhà, điều kiện sinh hoạt, điều kiện canh tác, trồng trọt, cách xa các nguồn cung cấp sản vật tự nhiên như sông, rừng... không hòa hợp với người dân sở tại thường là những người thuộc dân tộc khác có phong tục tập quán khác cũng rất khó khăn.

+ Sinh kế của người dân

Sinh kế người dân được đánh giá qua thu nhập của người dân và xu hướng thay đổi của các ngành kinh tế Việt Nam.

Theo số liệu của Tổng cục thống kê, tăng trưởng kinh tế năm 2019 đạt 7,02%, vượt mục tiêu của Quốc hội đề ra từ 6,6-6,8%. Cơ cấu kinh tế năm 2019 tiếp tục chuyển dịch theo hướng tích cực, khu vực nông, lâm nghiệp và thủy sản chiếm tỷ trọng 13,96% GDP. Tăng trưởng kinh tế dần dịch chuyển theo chiều sâu, tỷ lệ đóng góp của năng suất các nhân tố tổng hợp (TFP) vào tăng trưởng GDP năm 2019 đạt 46,11%, bình quân giai đoạn 2016-2019 đạt 44,46%, cao hơn nhiều so với mức bình quân 33,58% của giai đoạn 2011 - 2015. Ước tính năm 2019, vốn đầu tư toàn xã hội thực hiện theo giá hiện hành đạt 2.046,8 nghìn tỷ đồng, tăng 10,2% so với năm trước và bằng 33,9% GDP.

⁴ Báo Công thương ngày 09/10/2019

Tỷ lệ thất nghiệp chung cả nước năm 2019, ước tính là 1,98%, trong đó tỷ lệ thất nghiệp khu vực thành thị là 2,93%; khu vực nông thôn là 1,51%. Thu nhập bình quân tháng của lao động làm công hưởng lương quý IV/2019 là 6,8 triệu đồng/tháng, tăng 134 nghìn đồng so với quý trước và tăng 819 nghìn đồng so với cùng kỳ năm trước. Tính chung năm 2019, thu nhập bình quân tháng của lao động làm công hưởng lương là 6,7 triệu đồng/tháng, trong đó thu nhập của lao động nam là 7,1 triệu đồng/tháng, lao động nữ là 6,3 triệu đồng/tháng, lao động thành thị là 7,8 triệu đồng/tháng, lao động nông thôn là 5,9 triệu đồng/tháng.

Thiếu đói trong nông dân giảm mạnh. Năm 2019, cả nước có 68,5 nghìn lượt hộ thiếu đói, giảm 34,7% so với cùng kỳ năm trước, tương ứng với 278 nghìn lượt nhân khẩu thiếu đói, giảm 33,8%. Tỷ lệ nghèo tiếp cận đa chiều năm 2019 ước khoảng 5,7%, giảm 1,1 điểm phần trăm so với năm 2018. Chương trình xây dựng nông thôn mới trong những năm qua có tác động tích cực, góp phần nâng cao đời sống nhân dân khu vực nông thôn, đẩy mạnh phát triển hệ thống kết cấu hạ tầng kinh tế - xã hội khu vực nông thôn.

Trong báo cáo đánh giá về tình hình phát triển kinh tế xã hội của Việt Nam tính đến năm 2019 do World Bank thực hiện đã nhận định: Sự phát triển của Việt Nam trong hơn 30 năm qua rất đáng ghi nhận. Tăng trưởng và công nghiệp hóa nhanh của Việt Nam đã để lại nhiều tác động tiêu cực đối với môi trường và tài nguyên thiên nhiên. Tổng mức tiêu thụ điện tăng gấp ba lần trong vòng mươi năm qua, nhanh hơn mức tăng sản lượng điện. Tình trạng khai thác thiểu bèn vững tài nguyên thiên nhiên như cát, thủy sản và gỗ có thể ảnh hưởng tiêu cực đến triển vọng tăng trưởng dài hạn. Bên cạnh đó, đại đa số người dân và nền kinh tế Việt Nam đều dễ bị tổn thương trước tác động của biến đổi khí hậu. Từ 2002 - 2018, GDP đầu người tăng 2,7 lần, đạt trên 2.700 USD năm 2019, với hơn 45 triệu người thoát nghèo. Tỉ lệ nghèo giảm mạnh từ hơn 70% xuống còn dưới 6% (3,2 USD/ngày theo sức mua ngang giá) và đại bộ phận người nghèo ở Việt Nam là dân tộc thiểu số, chiếm đến 86%.

Mặc dù, nền kinh tế Việt Nam đang dịch chuyển cơ cấu lao động theo hướng tích cực, nhưng ở một số địa phương công tác tái định cư hiện nay chỉ mới đạt được mức ổn định đời sống của người dân trong ngắn hạn, người dân bị di dời hoặc bị ảnh hưởng bởi việc phát triển các dự án đặc biệt là thủy điện, chủ yếu là người dân tộc thiểu số, gặp nhiều khó khăn trong việc thích ứng với điều kiện sống mới. Nên vấn đề sinh kế và ổn định thu nhập cho người dân tái định cư vẫn đang là vấn đề khá bức xúc ở một số dự án thủy điện mặc dù có nhiều dự án đã được thực hiện từ rất lâu.

Ví dụ: Dự án thủy điện Bản Vẽ ở huyện Tương Dương, Nghệ An, công suất 320 MW, tổng vốn đầu tư 7.781 tỷ đồng, được khởi công từ năm 2004, đưa vào vận hành từ năm 2010. Dự án đã phải di dời, tái định cư 3.022 hộ dân đến các khu tái định cư ở huyện Tương Dương, Thanh Chương, trong đó, có 2.127 hộ phải di dời về các khu tái

định cư tập trung ở huyện Thanh Chương. Tuy nhiên, cho đến gần đây vẫn còn hiện tượng các hộ dân tái định cư lại quay trở về vùng lòng hồ thủy điện để sinh sống, làm ăn. Các xã bao quanh vùng lòng hồ được coi là khó khăn nhất của tỉnh Nghệ An và huyện Tương Dương. Các hộ dân sau khi quay về từ khu tái định cư, có điều kiện sống tạm bợ, nguy hiểm ngay bên vách núi và trên các bè trong vùng lòng hồ. Không có điện, sóng điện thoại và nước sạch; con cháu thất học hoặc không có hộ khẩu tại nơi cũ để xin học cho con. Cuộc sống của các hộ dân coi như biệt lập với bên ngoài. Trong đó, có nhiều hộ dân trước đây có cuộc sống khá giả, nhưng sau khi di dời đến khu tái định cư đã phải quay về vùng lòng hồ này để tìm kế sinh nhai. Nguyên nhân là do điều kiện sống tại khu tái định cư không đảm bảo; việc hỗ trợ, đèn bù đắt đai phục vụ tái định canh tại nơi mới chưa thỏa đáng và còn nhiều bất cập (như phần diện tích đất trên cốt ngập không quy định được bồi thường, hỗ trợ). Diện tích đất được giao không đủ để canh tác, tạo sinh kế và duy trì thu nhập cho gia đình, không đủ tiền cho con cái đi học nên buộc họ phải trở về quê cũ làm ăn.Thêm vào đó, tình hình mưa bão đã gây lũ đặc biệt lớn trên thượng nguồn sông Cả, gây thiệt hại về nhà cửa, vật kiến trúc, cây cối hoa màu của nhân dân khu tái định cư và nhiều công trình công cộng khác, khiến họ phải di dời đi nơi khác để sống mặc dù nơi ở cũ không có đủ điều kiện để sống. Trước thực tế các hộ dân tái định cư quay trở lại vùng lòng hồ, đã đặt ra nhiều vấn đề trong quản lý dân cư, đảm bảo an ninh trật tự và phòng chống cháy rừng trên khu vực lòng hồ cho chính quyền địa phương.

Tình trạng tương tự cũng đã và đang diễn ra ở tỉnh Quảng Nam và Tây Nguyên. Tính đến năm 2019, trong mười năm phát triển thủy điện, cả tỉnh có 10 dự án phải thực hiện di dân, riêng 4 nhà thủy điện lớn gồm Sông Tranh 2, Sông Bung 4, A Vương, Đăk Mi đã có hơn 3.160 hộ bị ảnh hưởng. Trong số gần 1.750 hộ (với 8.450 nhân khẩu) phải di dời, có 1.069 hộ (với 5.325 nhân khẩu) di dời tập trung vào 14 khu TĐC. Nhà nước thu hồi hơn 8.060 ha; trong đó, đất nông nghiệp 6.629 ha, nhưng diện tích đất đã giao cho các hộ tại các khu tái định cư chỉ 1.083 ha; trong đó, đất nông nghiệp là 967 ha (bằng 14,6% tổng diện tích thu hồi) nên người dân thiếu đất sản xuất, nhiều diện tích đất không sản xuất được do quá xa khu tái định cư hoặc nằm ở nơi có độ dốc lớn, đất bạc màu, thiếu nước tưới... Việc chuyển đổi nghề, tạo việc làm cho người dân sau TĐC còn gặp khó khăn trong khi đó có rất ít lao động địa phương được vào làm việc ở các công ty thủy điện (chỉ có tám người dân trong huyện Nam Giang (tỉnh Quảng Nam) được nhận vào làm việc), gây nhiều bất ổn cho trật tự an ninh xã hội.

Khu vực Tây Nguyên hiện có khoảng 190 công trình thủy điện. Hàng chục nghìn hộ dân đã phải di dời, nhường đất để phục vụ các dự án thủy điện. Riêng tỉnh Kon Tum có khoảng 6 nghìn hộ dân với hơn 27 nghìn nhân khẩu phải di chuyển khỏi nơi ở cũ về các làng tái định cư để nhường đất cho các dự án thủy điện. Cuối năm 2017, Đoàn giám sát của Hội đồng Dân tộc Quốc hội đã chỉ ra nhiều tồn tại, hạn chế khi giám sát các dự án tái định cư thủy điện tại Tây Nguyên. Nhiều dự án tái định cư chưa thực hiện đúng

quy định, cam kết và chưa đảm bảo cuộc sống ổn định cho người dân. Ví dụ, dự án Thủy điện Thượng Kon Tum có gần 70 hộ dân, chủ yếu là bà con người Xê-đăng Làng Đăk Tăng, xã Đăk Tăng, huyện Kon Plông, tỉnh Kon Tum đã phải di dời chỗ ở, nhường đất nương rẫy cho dự án. Từ năm 2015 đến cuối 2018, sau khi chuyển đến vùng tái định cư, mỗi hộ mới chỉ được cấp đất ở và 1 sào đất ruộng bạc màu, gần như không thể canh tác. Thiếu đất sản xuất, đời sống người dân vô cùng khó khăn. Nhiều người phải lưu lạc đi làm thuê nơi khác hoặc sống lay lắt ở buôn làng. Tình trạng tương tự đối với 88 hộ dân tái định cư ở Làng Vương và làng Xô Luông, xã Đăk Nên, huyện Kong Plông (Kon Tum) của Thủy điện Đăk Đrinh. Các hộ dân này vẫn chưa có đất định canh mặc dù, thủy điện đã đi vào vận hành gần 5 năm.

Mặc dù, quan điểm và chỉ đạo nhất quán của Đảng, Nhà nước là thực hiện tái định cư thì cuộc sống người dân nơi ở mới phải tốt hơn nơi ở cũ. Thế nhưng, thực tế ở một số dự án tái định cư thủy điện thực hiện không đúng chủ trương, chính sách, nhiều buôn làng, người dân bị nghèo khó đi vì thủy điện. Nguyên nhân phổ biến vẫn là chưa thực hiện tốt công tác quy hoạch, giao đất đồng bộ với cơ sở hạ tầng phục vụ sản xuất cho người dân, tách hẳn người dân khỏi yếu tố văn hóa, tập tục lâu đời làm mai một bản sắc văn hóa đặc trưng của nhiều dân tộc. Tình trạng này đã và đang diễn ra, kéo dài gây thiệt hại, hoang mang và mất lòng tin của người dân, gây bất ổn cho xã hội, gây nhiều khó khăn cho các nhà quản lý nhưng vẫn chưa có hướng xử lý và khắc phục dứt điểm trong thời gian tới.

Bắt đầu từ cuối năm 2019 sang đến năm 2020 Dịch Covid-19 diễn biến phức tạp, khó lường làm tăng trưởng ở hầu hết các ngành, lĩnh vực chậm lại; tỷ lệ thất nghiệp, thiếu việc làm tăng cao. Bên cạnh đó, hạn hán, xâm nhập mặn diễn ra sớm ảnh hưởng đến năng suất và sản lượng cây trồng, dịch tả lợn châu Phi chưa được khống chế hoàn toàn. Theo số liệu mới công bố của Tổng Cục Thống kê, GDP 6 tháng đầu năm 2020 tăng 1,81%, là mức tăng thấp nhất của 6 tháng các năm trong giai đoạn 2011-2020. Lao động, việc làm chịu ảnh hưởng tiêu cực của dịch Covid-19 đã và đang giảm mạnh. Tỷ lệ thất nghiệp của lực lượng lao động trong độ tuổi khu vực thành thị cao nhất trong 10 năm trở lại đây. 6 tháng đầu năm 2020, tỷ lệ thiếu việc làm của lao động trong độ tuổi ước tính là 2,58%, trong đó tỷ lệ thiếu việc làm khu vực thành thị là 1,67%; tỷ lệ thiếu việc làm khu vực nông thôn là 3,05% (tỷ lệ thiếu việc làm 6 tháng đầu năm 2019 tương ứng là 1,52%; 0,86%; 1,85%). Thu nhập bình quân tháng của lao động làm công hưởng lương trong quý II/2020 là 6,3 triệu đồng/tháng, giảm 732 nghìn đồng so với quý trước và giảm 180 nghìn đồng so với cùng kỳ năm trước. Có thể thấy các tác động bất thường ảnh hưởng rất lớn đến kinh tế xã hội, sinh kế của người dân. Tác động trực tiếp đến phát triển của các ngành kinh tế, xã hội như tỷ lệ thất nghiệp, thiếu việc làm, nguy cơ tái nghèo tăng cao... Vì vậy, trong Quy hoạch Điện quốc gia này cần xem xét đến vấn đề này.

E6: Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

Các chỉ số đánh giá sẽ là mất rừng và môi trường sống của các loài hoang dã và được xem xét cụ thể ở quy mô cấp dự án đến quy hoạch quốc gia.

Với việc xây dựng và đưa vào vận hành các nhà máy thủy điện có công suất lớn hơn 30MW trong giai đoạn 2015-2025 đã được đề cập trong QHĐ7HC là 2667MW và sẽ tiếp tục ở giai đoạn quy hoạch này. Trong đó có 4 công trình là dự án nhà máy mở rộng còn lại là 22 nhà máy xây mới, sẽ dẫn tới nhiều diện tích đất phải chuyển đổi mục đích sử dụng. Thủy điện nhỏ khoảng 4.100MW sẽ cần quỹ đất khá lớn để đáp ứng được nhu cầu cho xây dựng các công trình, đặc biệt là với công trình thủy điện cần phải chuyển đổi nhiều diện tích đất rừng.

Sự mất đi diện tích rừng tự nhiên nói trên và các hệ sinh thái đồng nghĩa với sự mất đi sự đa dạng sinh học của các giống loài các nguồn gen quý hiếm và đặc trưng ở đó. Kèm theo mất đi các dịch vụ sinh thái rừng như bảo vệ nguồn nước, đất, ... cho khu vực. Theo Bộ Tài nguyên và Môi trường, diện tích rừng nguyên sinh hiện suy giảm trầm trọng, chỉ còn rất ít, chủ yếu còn ở những khu rừng phòng hộ, khu bảo tồn, phần lớn rừng tự nhiên hiện nay chỉ còn lại là rừng nghèo. Diện tích rừng ngập mặn cũng đã giảm hơn một nửa trong các thập kỷ trước và vẫn tiếp tục suy giảm trong những năm gần đây. Đây là một thực trạng đáng báo động trong bối cảnh biến đổi khí hậu với những tác động gia tăng và khó lường.

Báo cáo quốc gia về hiện trạng môi trường (2015) cho thấy từ 1975 đến 2016, "Đa dạng sinh học ở nước ta bị suy thoái nghiêm trọng. Các hệ sinh thái bị ảnh hưởng và bị khai thác quá mức; Diện tích rừng, đặc biệt là rừng tự nhiên, bị thu hẹp một cách đáng báo động. Tốc độ tuyệt chủng của một số loài đang ngày càng tăng. Xu hướng thay đổi về đa dạng sinh học có liên quan đến ba môi trường sống chủ yếu là rừng, vùng nước nội địa, đất ngập nước và môi trường biển và vùng ven biển. Các nguyên nhân chính gây suy giảm DDSH về loài động vật và thực vật, hệ sinh thái và môi trường sống bao gồm: (i) mất rừng, chia cắt phân mảnh rừng và thay đổi mục đích sử dụng đất do việc mở rộng trồng cây công nghiệp, đô thị hóa và phát triển cơ sở hạ tầng, khai thác gỗ rừng, đào ao nuôi trồng thủy sản; (ii) suy thoái hệ sinh thái từ khai thác quá mức như thu hái lâm sản ngoài gỗ tự nhiên, săn trộm và buôn bán động vật hoang dã, đánh bắt thủy sản quá mức; và (iii) ô nhiễm. Hiện nay, rừng tự nhiên giàu chỉ chiếm khoảng 20% diện tích rừng, còn lại 80% là rừng nghèo, rừng tái sinh tự nhiên và rừng trồng. Chất lượng rừng giảm làm giảm chất lượng môi trường sống của động vật hoang dã, suy giảm DDSH và các DVHST quan trọng đối với phát triển kinh tế, bao gồm sản xuất nông nghiệp, du lịch sinh thái và các ngành công nghiệp.

Diện tích môi trường sống tự nhiên có sẵn cho động vật hoang dã tiếp tục giảm do sự thay đổi về sử dụng đất. Ở các khu vực trên cạn, hệ sinh thái rừng tự nhiên chứa số lượng lớn các loài động vật hoang dã. Những khu rừng này đóng góp quan trọng vào đà

dạng sinh học cao của Việt Nam. Nếu tỷ lệ phá rừng tiếp tục tăng để đáp ứng các nhu cầu và thực tiễn của nhu cầu sử dụng đất, thì diện tích môi trường sống thích hợp cho động vật hoang dã sẽ tiếp tục giảm⁵. Hầu hết các loài động vật hoang dã lớn khác, chẳng hạn như hổ, hiện nay chỉ được tìm thấy trong và xung quanh các VQG và KBT. Ước tính Việt Nam hiện có thể chỉ còn lại 30 con hổ trong tự nhiên. Sách đỏ Việt Nam năm 2007 xác định có 882 loài (418 loài động vật, 464 cây) bị đe dọa và nguy cấp. Điều này thể hiện sự gia tăng của 161 loài được coi là bị đe dọa so với đánh giá đầu tiên vào giai đoạn 1992-1996, án bản đầu tiên của Danh mục trong sách đỏ Việt Nam. Áp lực gia tăng đối với các loài nguy cấp, quý hiếm cũng được chứng minh với 10 loài đã được phân loại lại từ trạng thái “Nguy cấp - EN” thành “Tuyệt chủng trong tự nhiên-EW” giữa đánh giá đầu tiên và thứ hai (Bộ TNMT, 2014). Tình trạng của các loài thủy sinh, đặc biệt là những loài có giá trị kinh tế, cũng đang giảm nhanh chóng. Đặc biệt là số lượng cá nước ngọt quý hiếm có giá trị kinh tế cao và giảm các loài di cư.

Để ứng phó với các hậu quả nghiêm trọng do mất rừng gây ra như đã thấy trong các giai đoạn trước, các mục tiêu cụ thể được đặt ra như sau: “Nâng cao chất lượng và tăng diện tích của các hệ sinh thái tự nhiên được bảo vệ, bảo đảm: Diện tích các khu bảo tồn thiên nhiên trên cạn đạt 9% diện tích lãnh thổ, diện tích các khu bảo tồn biển đạt 0,24% diện tích vùng biển; độ che phủ rừng đạt 45%; rừng nguyên sinh được giữ ở mức 0,57 triệu ha và có kế hoạch bảo vệ hiệu quả; diện tích rừng ngập mặn, thảm cỏ biển, rạn san hô được duy trì ở mức hiện có”. Đồng thời Thủ tướng Chính phủ cũng ký Quyết định số 886/QĐ-TTg ngày 16/06/2017 về phê duyệt chương trình mục tiêu phát triển lâm nghiệp bền vững giai đoạn 2016-2020 với mục tiêu Nâng cao năng suất, chất lượng và phát huy giá trị của từng loại rừng, tăng giá trị rừng sản xuất trên đơn vị diện tích; góp phần đáp ứng các yêu cầu về giảm nhẹ thiên tai, bảo vệ môi trường sinh thái, ứng phó với biến đổi khí hậu và nước biển dâng; tạo việc làm, tăng thu nhập, góp phần xóa đói, giảm nghèo, cải thiện sinh kế cho người dân làm nghề rừng, gắn với tiến trình xây dựng nông thôn mới, bảo đảm an ninh, quốc phòng và trật tự an toàn xã hội; đến năm 2020 tỷ lệ che phủ rừng toàn quốc đạt 42%, diện tích rừng các loại đạt 14,4 triệu ha, năng suất rừng trồng bình quân đạt 20 m³/ha/năm.

Nghị định số 23/2006/NĐ-CP ngày 3/3/2006 của Chính phủ về thi hành Luật Bảo vệ và Phát triển rừng có hiệu lực thi hành đến 31/12/2017, tổng diện tích trồng rừng thay thế trong nhóm các dự án xây dựng công trình thủy điện là khoảng 22.300ha thuộc 332 dự án trên phạm vi 30 tỉnh, thành phố. Cụ thể, nhóm các dự án xây dựng công trình thủy điện đã trồng được trên 24.800 ha rừng thay thế, tại 324 dự án thủy điện tại 30 tỉnh/ thành phố, hoàn thành 110% kế hoạch đề ra. Trong đó, diện tích rừng đã trồng đạt trên 22.200 ha; diện tích đã nộp tiền và đang tiến hành trồng rừng khoảng trên 2.500 ha.

⁵ Việt Nam Sáng kiến Tài chính Đa dạng sinh học (BIOFIN) Huy động các nguồn lực cho đa dạng sinh học và phát triển bền vững – UNDP Việt nam 2018

Tuy nhiên Tổng cục Lâm nghiệp cũng cho biết, mặc dù cả nước đã vượt chỉ tiêu mà Chính phủ yêu cầu (mức vượt tương đương gần 2.600ha), nhưng đến thời điểm hiện tại vẫn còn 29 dự án xây dựng công trình thủy điện (tương đương với khoảng 900ha) chưa tiến hành trồng rừng thay thế. Trong đó, có các dự án như Thủy điện Nậm Sọi, Thủy điện Nậm Công, Dự án mặt bằng công trình Thủy điện Sơn La (tỉnh Sơn La); Thủy điện Hương Điền (tỉnh Thừa Thiên - Huế) ...

Tóm lại, mặc dù số lượng các dự án thủy điện không còn nhiều nhưng với đặc trưng của dự án thủy điện là tác động trực tiếp lên dòng sông hoặc suối chính, làm mất đi hệ sinh thái xung quanh khu vực dự án sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến rừng và đa dạng sinh học từ rừng. Mặc dù có thể được trồng lại diện tích đã mất nhưng với những khu rừng trồng ngay lập tức không còn tính đa dạng nhiều loài, nhiều thành phần theo phân đặc trưng của rừng nhiệt đới, kéo theo mất đi tính ổn định của đất, nguồn dự trữ nước ngầm... gây tác động trở lại đến đời sống con người.

E4: Ảnh hưởng đến tài nguyên nước

Tác động này được đánh giá thông qua chỉ số về thay đổi chế độ thủy văn, cạn kiệt hạ lưu, suy giảm chất lượng nước.

+ *Tác động đến cơ chế thủy văn, đặc biệt là trong điều kiện biến đổi khí hậu*

Sự biến đổi điều kiện thủy văn hạ lưu có thể ảnh hưởng đến hệ sinh thái ven và hạ lưu sông tùy thuộc vào chu kỳ ngập nước tự nhiên, do làm trầm trọng tình trạng ô nhiễm vào chu kỳ nước xuống thấp và xâm mặn khu vực gần cửa sông. Tình trạng bồi lắng gia tăng và nồng độ chất dinh dưỡng đoạn sông phía dưới đập giảm, có thể gây xói lở bờ sông, ven biển và phá hủy hoạt động sinh học và kinh tế trên sông và khu vực cửa sông. Các đoạn sông phía dưới đập bị bỏ khô (khi nước được chuyển hướng sang đoạn sông khác hoặc một con sông khác) sẽ tiêu diệt nguồn cá, hệ động vật và thực vật trên sông đó; và có thể phá hoại sản xuất nông nghiệp và nguồn cấp nước sinh hoạt cho người dân.

Việc vận hành thủy điện phụ thuộc rất nhiều vào thời tiết, lượng mưa, lưu lượng nước về hồ, điều kiện khí tượng thủy văn... Những năm gần đây, trước diễn biến bất thường của thời tiết, công tác vận hành hồ chứa thủy điện gặp rất nhiều khó khăn. Trong giai đoạn 2014-2016, hiện tượng El Nino kéo dài (hai đợt kế tiếp nhau, bắt đầu từ tháng 9/2014 đến tháng 4 năm 2016, có cường độ mạnh và kéo dài nhất trong khoảng 60 năm qua, ảnh hưởng nặng nhất đối với nước ta là thiếu hụt lượng mưa và hạn hán nghiêm trọng kéo dài ở nhiều vùng, trong đó nặng nề nhất là đồng bằng Sông Cửu Long, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên. Từ tháng 02/2015 đến 02/2016, lượng mưa trên khu vực Tây Nguyên bị thiếu hụt 40% so với trung bình nhiều năm. Hàng trăm hồ chứa ở Tây Nguyên chỉ còn khoảng 30 – 40% dung tích thiết kế, thấp hơn nhiều so với năm 2015, riêng ở Gia Lai các hồ chứa chỉ đạt 10 – 15%. Từ tháng 9 - 11/2015, tổng lượng dòng chảy trên

lưu vực sông Đà thiếu hụt so với trung bình nhiều năm (TBNN) từ 10 - 25%. Trong tháng 12/2015, trên lưu vực sông Đà và sông Gâm xuất hiện 1 đợt lũ trái mùa, bổ sung một phần lượng nước cho các tháng đầu mùa khô năm 2016. Tuy nhiên, dòng chảy trên thượng nguồn sông Đà đến hồ thủy điện Lai Châu, Sơn La vẫn ở mức xấp xỉ dưới trung bình nhiều năm. Riêng hồ thủy điện Tuyên Quang cao hơn TBNN khoảng 70%. Dòng chảy trên sông Thao (dòng chính sông Hồng) và sông Lô vẫn ở mức thiếu hụt so với TBNN từ 10 - 25%. Do thiếu nước nên các thủy điện hoạt động cầm chừng, một số thủy điện không đủ điều kiện để vận hành theo quy trình vận hành đơn hồ hoặc liên hồ chưa nên phải dừng hoặc giảm phát điện, ưu tiên lấy nước chống hạn cho hạ du như Thủy điện A Vương, Buôn Tua Srah, Sê San 4, Plei Krong, Italy ...

Kết thúc hiện tượng Elnino, mưa lũ ở miền Trung trong mùa mưa 2016 và 2017 gây ảnh hưởng nghiêm trọng cho nhiều vùng hạ du do việc xả lũ khẩn cấp của một số hồ chứa thủy điện. Những hệ thống bậc thang thủy điện với hồ chứa lớn (như hệ thống lưu vực sông Đà) suốt hàng chục năm trong quá khứ không cần xả lũ đã xuất hiện những trận lũ (vào mùa mưa năm 2017) khiến cho những hồ chứa điều tiết năm, hoặc nhiều năm đã phải xả lũ để đảm bảo an toàn đập⁶. Thế nhưng, sang năm 2018 và 2019, tình hình thời tiết lại biến đổi bất thường. Năm 2019, có thể nói là năm sụt giảm nghiêm trọng về sản lượng phát điện của các nhà máy thủy điện trên cả nước do lượng nước thiếu hụt tại các hồ chứa thủy điện (tương đương 16,3 tỷ kWh điện). Trên lưu vực sông Hồng, với 6 hồ chứa thủy điện lớn (Lai Châu, Bản Chát, Sơn La, Hòa Bình, Tuyên Quang, Thác Bà) có tổng dung tích hữu ích 18,91 tỷ m³, tuy nhiên do ảnh hưởng của BĐKH, lượng nước về các hồ trên lưu vực này trong mùa lũ chỉ đạt khoảng 51% so với trung bình nhiều năm. Cuối mùa lũ, lượng dòng chảy về hồ vẫn không được cải thiện. Tình trạng hạn hán, thiếu nước kéo dài, đặc biệt hồ Hòa Bình vừa phải đáp ứng yêu cầu tích nước dự trữ cho sản xuất vụ Đông Xuân năm 2019 - 2020, vừa phải phát điện duy trì dòng chảy cấp nước cho các nhu cầu sử dụng ở hạ lưu. Năm 2019, gần như không xuất hiện lũ trên lưu vực nên đã ảnh hưởng đến sản lượng điện của các nhà máy so với trung bình nhiều năm và với thiết kế. Tổng sản lượng điện sản xuất của cả 5 nhà máy trên trong năm 2019 là 20,323 tỷ kWh, giảm 10,6 tỷ kWh so với năm 2018; trong 5 tháng đầu năm 2020 là 4,39 tỷ kWh, giảm 4,58 tỷ so với cùng kỳ năm 2019.

Việc thời tiết, khí hậu biến đổi thất thường ảnh hưởng rất nhiều đến vận hành của nhà máy thủy điện, đặc biệt là việc vận hành đúng theo quy trình vận hành đơn hồ hoặc liên hồ. Điều này giúp duy trì mức nước hạ lưu, duy trì hệ sinh thái và tính ổn định bờ ở vùng hạ lưu sau đập. Đây cũng là thách thức rất lớn đối với các chủ đập, chủ hồ cũng như cơ quan quản lý về vận hành, an toàn của các công trình thủy điện.

+ Suy giảm chất lượng nước

⁶ TS. Nguyễn Huy Hoạch – Hiệp hội Năng lượng Việt Nam – 02/2020.

Theo kết quả thống kê thủy văn hạ lưu các lưu vực lớn cho thấy, lượng nước về hạ lưu các lưu vực rất thấp và mang theo nhiều chất ô nhiễm do quá trình tiếp nhận các dòng thải ở phía thượng và trung lưu.

Với hệ thống sông ngòi dày đặc gồm 8 lưu vực sông lớn, 25 lưu vực sông liên tỉnh, 75 lưu vực sông nội tỉnh, hơn 3.000 sông, suối, nhưng chỉ có khoảng 37% tổng lượng nước sinh ra trên phần lãnh thổ Việt Nam. Lưu lượng nước trên các lưu vực sông có sự biến động theo mùa, theo vùng miền (khoảng 80% lượng nước tập trung mùa mưa từ tháng 6 đến tháng 1 năm sau và giảm mạnh, thậm chí khô kiệt vào mùa hè).

Phần lớn các đô thị ở Việt Nam tập trung dọc theo các sông lớn, nhưng hệ thống hạ tầng kỹ thuật, xã hội của đô thị còn chưa đồng bộ, quá tải làm nảy sinh nhiều áp lực đối với môi trường. Sự phát triển dân số và quá trình đô thị hóa tại các đô thị trong thời gian qua đã và đang gây sức ép đến sử dụng tài nguyên nước và môi trường các lưu vực sông. Sự phát triển các ngành kinh tế làm gia tăng nhu cầu sử dụng nước, tuy là động lực phát triển song cũng là nguyên nhân gây ô nhiễm môi trường nước trên các lưu vực sông trong thời gian qua. Môi trường nước trên các lưu vực sông còn chịu tác động mạnh bởi diễn biến, xu thế của biến đổi khí hậu toàn cầu.

Tại đồng bằng Bắc Bộ và ven biển miền Trung, mùa khô có xu hướng đến sớm và kéo dài hoặc mưa tập trung với cường suất lớn, dẫn tới hạn hán và lũ lụt, ngập mặn và sạt lở bờ biển ngày một gia tăng. Nam Bộ đang đối diện với tình trạng ngập lụt và xâm nhập mặn. Còn Đồng bằng sông Cửu Long, cùng với vấn đề xâm nhập mặn, hiện tượng xói lở bờ sông, bờ biển cũng xảy ra tại hầu hết các địa phương trong vùng.

Theo đánh giá của Trung tâm Quy hoạch và Điều tra tài nguyên nước quốc gia, nhu cầu sử dụng nước cho sản xuất và dân sinh ngày càng tăng do quá trình phát triển kinh tế-xã hội, áp lực của sự gia tăng dân số, quá trình đô thị hóa mạnh mẽ trong những năm qua, đã tạo ra nhiều tác động tiêu cực đến chất lượng và trữ lượng nguồn nước các lưu vực sông. Không những suy giảm về lượng nước mà nhìn chung, chất lượng môi trường nước mặt tại các lưu vực sông chính như Hồng - Thái Bình, Mã, Vu Gia - Thu Bồn, Cửu Long là những lưu vực sông có chất lượng nước khá tốt cũng đang bị suy giảm.

Hầu hết các lưu vực sông trên lãnh thổ Việt Nam đều có chất rắn lơ lửng và độ đục trong nước khá cao, đặc biệt là vào mùa lũ. Mặc dù đây là thành phần tự nhiên của nước sông nhưng vẫn ảnh hưởng nhất định đến những khu vực sử dụng nước sông làm nguồn nước cấp cho sinh hoạt. Lượng nước thải phát sinh được thoát và tiếp nhận tại các thành phố nhưng chỉ có 12,5% nước thải sinh hoạt từ các đô thị loại IV trở lên được thu gom, xử lý đạt tiêu chuẩn quy định.

Ở thời điểm hiện tại, hầu hết các khu vực thượng nguồn của các lưu vực sông đều có chất lượng nước tương đối tốt. Khu vực trung lưu và hạ lưu, môi trường nước tiếp

tục bị ô nhiễm do tác động của chất thải. Mức độ ô nhiễm phụ thuộc vào yếu tố thủy văn (tăng cao vào mùa khô) và đặc biệt phụ thuộc vào việc kiểm soát các nguồn thải.

Số liệu thống kê năm 2018 của Bộ Tài nguyên và Môi trường, tổng lưu lượng nước thải trên toàn quốc theo giấy phép xả thải đã cấp khoảng 100 triệu m³/ngày đêm. Tùy theo khu vực, vùng miền, tỷ lệ nước thải phát sinh từ các nguồn là khác nhau. Các khu vực nước bị ô nhiễm đều là ô nhiễm hữu cơ, các thông số đặc trưng cho chất hữu cơ và vi sinh vật vượt ngưỡng giới hạn cho phép. Vấn đề ô nhiễm dầu mỡ, kim loại nặng chỉ xảy ra cục bộ tại các khu vực chịu ảnh hưởng bởi các hoạt động giao thông thủy hoặc sản xuất công nghiệp, khai thác khoáng sản. Tại các khu vực cửa sông, đặc biệt là các cửa sông khu vực Đồng bằng sông Cửu Long, tình trạng xâm nhập mặn có xu hướng ngày càng nghiêm trọng. Trong tháng 3/2020, dự báo xâm nhập mặn tại Đồng bằng sông Cửu Long đã lấn vào sâu trong nội địa trên 100km.

Lượng nước thải sinh hoạt và nước thải công nghiệp vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất trong tổng lượng nước thải phát sinh vào các lưu vực. Nước thải sinh hoạt chiếm 30% tổng lượng thải trực tiếp ra các sông hồ, hay kênh rạch dẫn ra sông. Đông Nam Bộ và Đồng bằng sông Hồng là 2 vùng tập trung nhiều lượng nước thải sinh hoạt nhất cả nước.

Bên cạnh đó, một lượng chất thải rắn không được kiểm soát, đổ bừa bãi gây ô nhiễm các dòng kênh, sông, có nơi làm tắc nghẽn dòng chảy. Các bãi chôn lấp chất thải rắn sinh hoạt, là nguồn có nguy cơ làm ô nhiễm các tầng chứa nước, dẫn đến suy giảm các nguồn nước trong các lưu vực sông.

E7: Rủi ro sự cố môi trường

Các loại rủi ro sự cố môi trường thường xảy ra có thể kể đến là: bão lũ, ngập lụt, nắng nóng, hạn hán, sạt lở bờ sông-biển, trượt lở, lũ quét, hạn hán, xâm nhập mặn, giông sét. Với các loại hình rủi ro sự cố môi trường nêu trên các dự án thủy điện phải đổi mới với các loại hình rủi ro này. Tác động do rủi ro thiên tai và sự cố thường diễn ra theo hai chiều: tác động của rủi ro, thiên tai, biến đổi khí hậu đến hoạt động của các nhà máy và công trình thủy điện và ngược lại các công trình thủy điện cũng là nguyên nhân gây ảnh hưởng đến môi trường, xã hội và an toàn của người dân. Mức độ tác động của mỗi loại hình phụ thuộc vào vị trí địa lý, điều kiện tự nhiên của vị trí dự án, độ che phủ thực vật và chế độ vận hành công trình được xây dựng. Với đặc trưng của công trình thủy điện, bên cạnh việc mài rừng và thảm thực vật che phủ trong giai đoạn xây dựng làm tăng nguy cơ sạt lở và giảm khả năng trữ nước của thảm thực vật, thì quá trình tích nước hồ chứa cũng làm giảm lượng nước và trầm tích về hạ lưu. Theo đó chế độ vận hành hồ chứa cũng làm thay đổi chế độ mực nước hạ lưu, làm thay đổi chế độ ngập nước bờ sông và vận chuyển bùn cát làm tăng nguy cơ sạt lở bờ sông và cửa sông ven biển. Tác động theo chiều này thường là loại bất khả kháng, khó phòng tránh và áp dụng biện pháp giảm thiểu.

Ở chiều ngược lại, việc xây dựng và vận hành các công trình thủy điện cũng làm gia tăng nguy cơ rủi ro đến môi trường và đời sống người dân. Ví dụ, thường trong trường hợp nắng to, mưa ít các hồ có xu hướng lưu giữ nước để phục vụ sản xuất điện của nhà máy làm gia tăng mức độ thiết nước hạ lưu, là nguyên nhân của các xung đột nguồn nước giữa các vùng, lưu vực, các ngành kinh tế... gây gia tăng bất ổn xã hội. Ngược lại, trong thời điểm mưa to bão lũ, vùng hạ lưu đã ngập lụt, trong khi đó các hồ chứa phải đảm bảo an toàn đập và hồ nén xả lũ làm gia tăng mức độ ngập lụt ở hạ lưu gây thiệt hại cho người dân và xã hội. Theo chiều này, các thiệt hại có thể phòng tránh và giảm thiểu được nhờ kỹ thuật và chế độ quản lý phù hợp.

Để phòng tránh và hạn chế những rủi ro này, các công trình thủy điện hiện có và đang vận hành cần phải được xem xét đến các đặc trưng vùng có nguy cơ rủi ro trong bảng đồ phân vùng thiên tai với các mức độ khác nhau cụ thể như được mô tả trong bản đồ dưới đây để có giải pháp thiết kế và vận hành phù hợp.

Khác với thủy điện lớn, thủy điện nhỏ có quy mô nhỏ, các tác động về môi trường và xã hội thường không lớn nên nó được xếp vào các nguồn năng lượng tái tạo. Ở các công trình thủy điện nhỏ, quy mô công trình thường là đập thấp, đường dẫn nhỏ, khối lượng xây dựng không lớn, diện tích chiếm đất không quá nhiều. Mỗi trạm thủy điện nhỏ thường chỉ có 2-3 tổ máy, máy biến áp, trạm phân phối điện và đường dây tải điện 35kV hoặc 110kV. Các nhà máy thủy điện nhỏ nếu có hồ chứa thì dung tích cũng bé, hoặc không có hồ chứa. Nhiều nhà máy chạy bằng lưu lượng cơ bản của sông suối thông qua xây dựng đập dâng. Vì lý do đó, nên thủy điện nhỏ không làm được nhiệm vụ chống lũ cho hạ lưu. Hơn nữa, do công tác điều tra, khảo sát nguồn thủy năng không đầy đủ nên một số nhà máy thủy điện nhỏ hoạt động với hệ số công suất rất thấp. Nhà máy chỉ vận hành được trong các tháng mùa mưa. Còn trong các tháng mùa khô công suất phát rất thấp, thậm chí không thể hoạt động. Nhiều khu vực mật độ sông suối cao, địa hình phù hợp để phát triển thủy điện nhỏ có mật độ tập trung các nhà máy thủy điện vừa và nhỏ dày đặc dẫn đến rất nhiều bất cập trong vận hành. Một thực trạng đáng lo ngại trong vận hành thủy điện vừa và nhỏ là công trình thuộc sở hữu của tư nhân dẫn đến mục tiêu lợi nhuận được đưa lên trên hết, chủ công trình có thể cho tích nước về mùa cạn để phát điện được nhiều nhất nên sẽ xảy ra trường hợp hạ lưu bị cạn kiệt. Ngược lại về mùa lũ cho tích nước đầy hồ trước khi có lũ chính vụ, khi lũ to thì xả ồ ạt làm tăng thêm mức độ ngập lụt của hạ du, dẫn đến nhiều hệ lụy. Cũng trong giai đoạn trước khi nghị định số 40/2019/NĐ-CP của Chính phủ có hiệu lực, do sự chồng chéo về quy định phải thực hiện ĐTM của các dự án thủy điện giữa Nghị định Nghị định 18/2015/NĐ-CP và Nghị định 201/2013/NĐ-CP, nên việc phê duyệt ĐTM gấp rất nhiều vướng mắc và bất cập.

b. Nhiệt điện

Các tác động chính đến môi trường, cộng đồng và xã hội của hoạt động sản xuất điện từ nhiệt điện được đánh giá thông qua các chỉ số đặc trưng của từng vấn đề.

Các tác động môi trường chính của hoạt động phát triển nguồn điện từ nhiệt điện được đánh giá khá chi tiết ở Báo cáo ĐMC của QHĐ7 và QHĐ7 hiệu chỉnh đã được phê duyệt. Ở quy hoạch này, các tác động do hoạt động nhiệt điện được dự báo tương tự như trong giai đoạn quy hoạch trước. Kết quả dự báo tác động được cụ thể như sau:

E1: Ô nhiễm không khí và axit hóa

Ô nhiễm không khí gây những tác động nghiêm trọng đến mọi mặt và mọi đối tượng xung quanh như sức khỏe con người, sinh trưởng và phát triển của cây trồng và hệ sinh thái, chất lượng đất và chất lượng nước... Mức độ ô nhiễm phụ thuộc nhiều vào tải lượng thải và nồng độ các chất ô nhiễm tồn tại trong không khí.

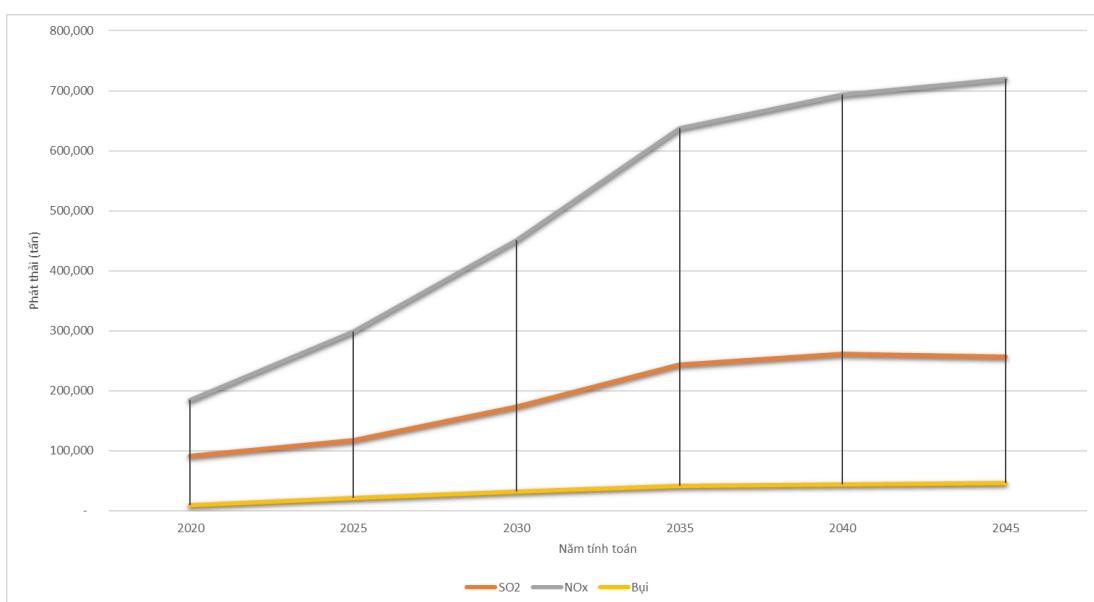
Sử dụng các chỉ số đánh giá gồm ảnh hưởng sức khỏe, vấn đề axit hóa đất và nước sẽ được sử dụng để đánh giá và dự báo phạm vi và mức độ của tác động này.

Theo kịch bản chọn của quy hoạch điện 8, với cơ cấu nguồn điện đề xuất tổng lượng phát thải các khí ô nhiễm ở các giai đoạn được ước tính và đưa ra trong bảng sau:

Bảng 16.6. Giá trị phát thải các chất ô nhiễm từ nhiệt điện theo KB1B_CLNLTT.

Đơn vị: tấn

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
SO ₂	91.733	118.263	174.003	243.732	261.498	256.517
NO _x	184.561	298.328	450.578	637.171	692.959	719.571
Bụi (PM2,5)	9.450	21.312	31.707	41.505	43.677	46.207



Hình 16.2. Giá trị phát thải khí thải ở kịch bản KB1B theo các năm

Từ bảng và hình trên, ta thấy lượng phát thải các khí ô nhiễm tăng liên tục đến năm 2045, cao hơn từ 3-5 lần so với giai đoạn 2020. Lượng phát thải này, tiềm ẩn nguy cơ gây ô nhiễm không khí, tác động đến môi trường, hệ sinh thái và sức khỏe cộng đồng như phân tích dưới đây.

+ Ô nhiễm không khí

Theo tính toán, lượng phát thải tích lũy của các khí ô nhiễm chính (SO_2 , NOx và bụi) trong khói thải của các nhà máy nhiệt điện hiện có và các nhà máy nhiệt điện nằm trong quy hoạch. Mức độ gia tăng lượng phát thải kéo theo các chi phí do ảnh hưởng đến sức khỏe và thiệt hại đến môi trường do tác động của các loại khí đó cũng được xem xét và dự báo. Kết quả tính toán cho thấy tốc độ gia tăng phát thải và thải lượng các loại khí ô nhiễm giai đoạn từ nay đến 2030 được dự báo ở bảng trên, sẽ là một trong những nguồn phát thải khí ô nhiễm không khí chính của quy hoạch điện. Giai đoạn quy hoạch đến năm 2030 và sau 2030 đến 2045 ở kịch bản chọn, tỷ lệ nhiệt điện than giảm so với kịch bản KB0A_QHĐ7HC, cho thấy lượng phát thải khí ô nhiễm có xu hướng giảm tương ứng cho đến cuối kỳ quy hoạch 2045. Mặc dù tỷ trọng lô nhiệt điện có giảm nhưng giá trị tuyệt đối về công suất đặt vẫn tăng nên về tổng thể tải lượng và nồng độ các khí ô nhiễm trong không khí xung quanh vẫn tăng, làm tăng nguy cơ ô nhiễm không khí xung quanh ở các vùng có dự án nhiệt điện, đặc biệt nơi tập trung nhiều nhà máy nhiệt điện cùng một chỗ.

Nói chung, loại hình sản xuất điện từ nhiên liệu than được đánh giá là nguồn gây ra ô nhiễm không khí chính do phát thải khói thải có chứa các chất ô nhiễm. Trên thực tế, than là nguồn nhiên liệu hóa thạch có sẵn với trữ lượng lớn, có giá thành thấp, công nghệ tin cậy và vận hành ổn định đảm bảo được mục tiêu an ninh, an toàn và tin cậy trong cung cấp điện nên than thường được lựa chọn để phát triển ở hầu hết các quốc gia, đặc biệt là các quốc gia đang có nhu cầu tăng trưởng kinh tế cao như Việt Nam, Trung Quốc, Ấn Độ... Nhưng nguồn sản xuất điện than được đánh giá nguồn sản xuất điện "bản nhất", vì phát thải lượng chất ô nhiễm không khí trên một đơn vị kWh cao nhất so các công nghệ khác. Mặc dù, với công nghệ hiện nay, lượng phát các khí ô nhiễm có thể được kiểm soát tốt nếu được quan tâm và đầu tư đúng mức. Nhưng trên thực tế, các nhà máy chỉ được quan tâm đầu tư ở mức đảm bảo đáp ứng được tiêu chuẩn quốc gia hiện hành. Hậu quả của ô nhiễm không khí do phát thải các chất ô nhiễm từ NMNĐ đã và đang là vấn đề chính liên quan tới các loại hình tác động khác nhau đến môi trường tự nhiên, hệ sinh thái, công trình công cộng, người dân và xã hội. Vấn đề này đã và đang thu hút sự quan tâm đặc biệt của cộng đồng và các nhà quản lý vào các hoạt động của ngành điện vào cuối giai đoạn quy hoạch QHĐ7HC.

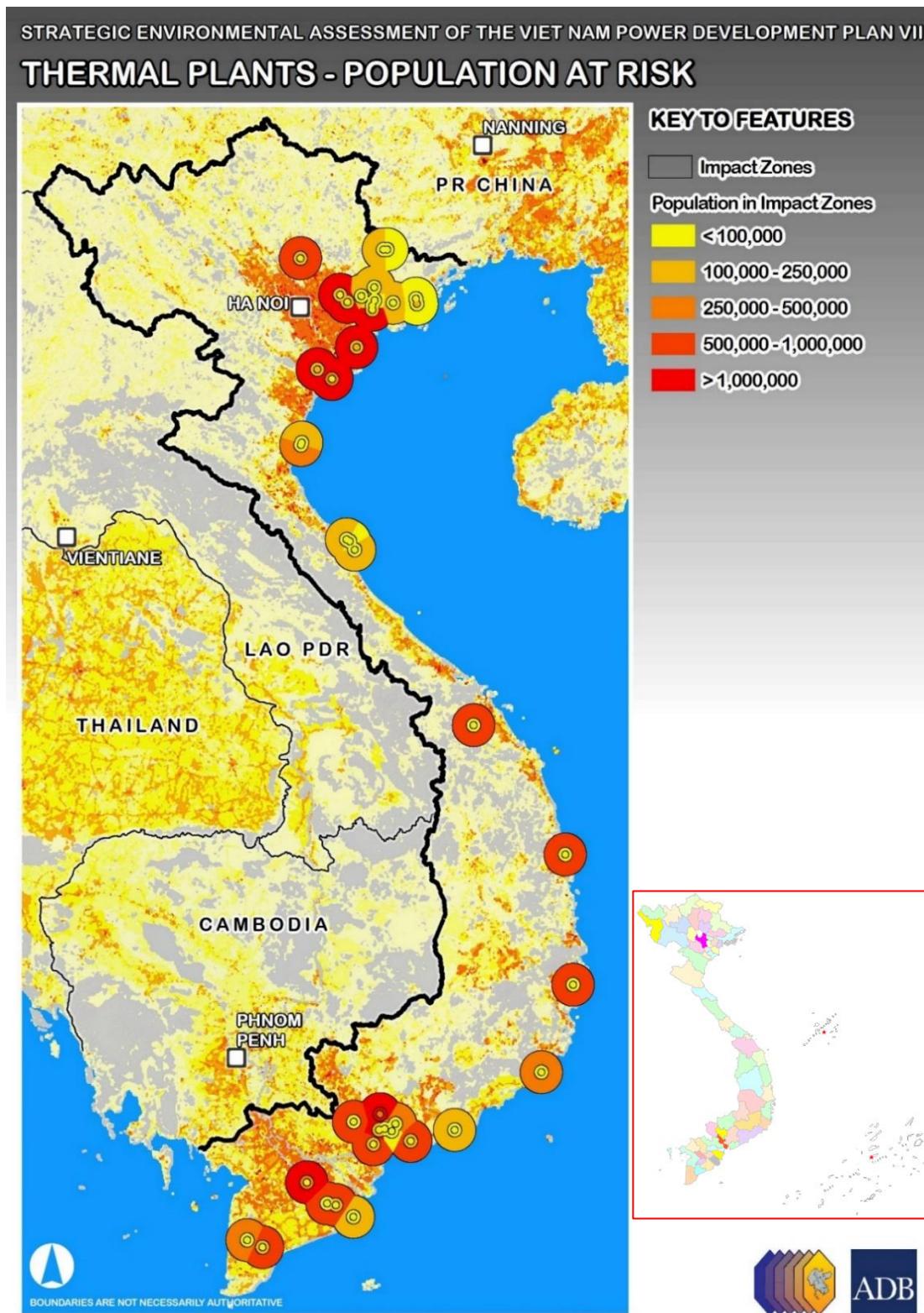
Mức độ tác động đến sức khỏe con người, hệ sinh thái và các đối tượng khác rất khác nhau phụ thuộc vào nồng độ các khí ô nhiễm và sự phân bố các đối tượng bị ảnh

hưởng trong vùng, nên có thể chia mức độ tác động theo 3 vùng trong phạm vi ảnh hưởng:

- Vùng 1 là vùng ảnh hưởng lớn nhất nằm trong bán kính 1-5km tính từ nguồn thải, vùng này có nồng độ khí ô nhiễm cao nhất.
- Vùng 2 là vùng trong bán kính từ 5-10 km là vùng có nồng độ khí ô nhiễm giảm hơn nên đây là vùng có ảnh hưởng ít hơn.
- Vùng 3 là vùng trong bán kính >10 km cho đến 30km, vùng này có nồng độ khí ô nhiễm giảm hơn nên đây là vùng có ảnh hưởng ít hơn nữa.

Đặc biệt, mức độ ảnh hưởng sẽ trở nên nghiêm trọng hơn khi có sự tập trung các nguồn thải lớn và mật độ dân cư đông đúc hơn.

Mức độ tác động được nhận biết và biểu diễn trực quan được đưa ra ở hình dưới. Theo đó, vùng có các hình tròn lồng ghép, chồng lấn và có màu đỏ đậm thể hiện mức độ tác động cộng hưởng ở các vùng có mật độ các nhà máy gần nhau.



Hình 16.3. Mức độ tác động được biểu diễn qua sự chồng ghép vùng tác động ở vùng quy hoạch
nhiều dự án nhiệt điện trên bờ.

Hình trên cho thấy vùng ảnh hưởng gần như bao trùm dọc theo chiều dài đất nước, nhưng mức độ tác động lớn tập trung ở hai đầu phía Nam và phía Bắc trên bản đồ Việt Nam nơi có lượng lớn các nhà máy và có mật độ dân cư cao, đặc biệt là khu vực Đông

Nam Bộ. Khu vực miền Trung có mật độ dân cư thấp hơn, mức độ tập trung của các nhà máy cũng thưa hơn theo đặc điểm phân bố nguồn điện phụ thuộc vào phụ tải. Khu vực này có rủi ro ô nhiễm thấp hơn vì các nhà máy được đặt cách xa nhau, đơn lẻ. Hơn nữa, khu vực này có mật độ công nghiệp thấp nên chất lượng không khí xung quanh khá tốt.

Kết quả dự báo cho thấy 2 vùng chính (vùng kinh tế trọng điểm khu vực Đồng Bằng Bắc Bộ và Miền Đông Nam Bộ) có số dân và mật độ dân bị ảnh hưởng lớn bởi kế hoạch phát triển điện trong tương lai. Miền Bắc được tập trung nhiều các nhà máy nhiệt điện than do gần các mỏ than và Miền Nam tập trung nhiều các nhà máy khí do thuận lợi về nguồn cung cấp khí. Các nhà máy thường được bố trí gần biển để thuận tiện cho việc làm mát và lấy nước sử dụng cho nhà máy. Các nhà máy và trung tâm nhiệt điện được đặt ở các vị trí có mức độ công nghiệp và mật độ dân cư cao nên các tác động cộng hưởng và tích lũy của các nhà máy đến môi trường và sức khỏe người dân rất được quan tâm.

+ Hiện tượng axit hóa

Axit hóa là kết quả phản ứng của các khí axit (NO_x , SO_2 và các khí axit khác) với độ ẩm không khí, mức độ tác động phụ thuộc vào nồng độ các khí axit có trong không khí. Thực tế cho thấy, hậu quả của hiện tượng mưa axit đã và đang ngày càng gia tăng tại khu vực Đông Nam Á. Phạm vi tác động thường rộng lớn ở cả quốc gia hoặc một khu vực. Đối tượng bị ảnh hưởng thường là chất lượng đất, nước, không khí, người dân, hệ sinh thái, công trình xây dựng, mùa màng... Do đó, mức độ thiệt hại thường rất lớn nên đây là vấn đề đang rất được quan tâm ở mọi quốc gia.

Với các hệ sinh thái, mưa axit gây ảnh hưởng nghiêm trọng tới năng suất cây trồng và phá hủy môi trường sống của sinh vật, gây gián đoạn chuỗi thức ăn và làm tổn thương tính nguyên vẹn của hệ sinh thái. Hậu quả có thể dẫn tới giảm hoặc mất đa dạng sinh học mất đi một số loài, thậm chí trong trường hợp tồi tệ hơn có thể dẫn tới phá hủy toàn bộ hệ sinh thái. Với công trình xây dựng, mưa axit còn ảnh hưởng đến tuổi thọ và chất lượng cơ sở hạ tầng, kết cấu công trình, đường ray, cầu cống.

Theo nghiên cứu, nhiều khu vực của Việt Nam được xác định là chịu ảnh hưởng lớn do hiện tượng mưa axit, thể hiện ở chỉ số axit hóa đất và nước, gây ảnh hưởng tới sản xuất nông nghiệp và hệ sinh thái thủy sinh do làm thay đổi giá trị pH của các lưu vực và chất lượng vùng đất tiếp nhận. Thống kê số liệu quan trắc của 20 trạm quan trắc quốc gia về lăng đọng axit (Viện Khoa học, Khí tượng, Thủy văn và Môi trường) cho thấy, mưa axit xuất hiện nhiều nhất ở các tỉnh miền Đông Nam Bộ, tiếp đến là khu vực Cần Thơ, Tây Ninh, Việt Trì, Vinh, Huế, Đà Nẵng và Cà Mau.

Số liệu dự báo cho trường hợp của kịch bản điện K1B_CLNLTT, chỉ tính lượng phát thải SO_2 phát thải tăng từ 174 ngàn tấn vào năm 2030 tăng trên 256 ngàn tấn vào

năm 2045; Phát thải NOx tăng mạnh từ 450 ngàn tấn vào năm 2030 lên đến 719 ngàn tấn vào năm 2045 cho thấy tăng nguy cơ về mức độ lan rộng và trầm trọng của mưa axit ở các vùng của Việt Nam ở giai đoạn quy hoạch.

Thiệt hại về kinh tế do ô nhiễm không khí gây ra bởi hoạt động của nhà máy nhiệt điện (biến đổi khí hậu, axit hóa và tác động tới sức khỏe con người) đều là vấn đề đang được quan tâm hiện nay. Chi phí thiệt hại này có thể ước tính được, nhờ sử dụng các giá trị thiệt hại được ước tính theo chuẩn quốc tế có chỉnh sửa để phù hợp với điều kiện Việt Nam. Giá trị thiệt hại ước tính cho từng nguồn nhiên liệu riêng biệt cho thấy, chi phí thiệt hại liên quan đến than là cao hơn cả và có tốc độ tăng nhanh chóng theo tốc độ tăng của nguồn điện này.

Khác với giai đoạn quy hoạch trước, ở lần quy hoạch này chi phí thiệt hại môi trường được đưa vào tính toán trong chi phí sản xuất điện của các loại hình nguồn điện trong các kịch bản. Kết quả cho thấy chi phí thiệt hại môi trường do phát thải khi thải thấp hơn ở kịch bản chọn, cụ thể:

- Khi không tính chi phí ngoại sinh, kịch bản phát triển thông thường (KB0A_QHĐ7HC) là kịch bản có chi phí thấp nhất. Càng tăng NLTT thì chi phí hệ thống sẽ càng cao.
- Khi tính chi phí ngoại sinh, kịch bản phát triển thông thường (KB0A_QHĐ7HC) sẽ có chi phí cao hơn phần lớn các kịch bản còn lại.
- Những kịch bản có chi phí thấp nhất (khi tính thêm chi phí ngoại sinh) và chi phí ở mức trung bình (khi không tính chi phí ngoại sinh) là kịch bản KB1B_CLNLTT, KB2B_TNLTT và KB4B_CO₂.

Kết quả ước tính chi phí thiệt hại tính theo USD/kg chất ô nhiễm theo kịch bản của quy hoạch cho thấy, chi phí xã hội phải tăng thêm do tác động gây ra của các khí thải như phát thải bụi mịn tăng từ 7 USD/kg năm 2020 lên 9 USD/kg vào năm 2045, khí NOx tăng từ 5 USD/kg năm 2020 lên 7 USD/kg vào năm 2045 và khí SO₂ tăng từ 5 USD/kg năm 2020 lên 6 USD/kg vào năm 2045 (Nguồn trích từ mô hình Balmoreo). Trong đó, bụi mịn là tác nhân được quan tâm hơn cả do ảnh hưởng trực tiếp đến sức khỏe con người gây ảnh hưởng đến sức khỏe do các bệnh hô hấp, phổi và giảm tuổi thọ... tăng chi phí khám chữa bệnh, ảnh hưởng đến hiệu quả và thời gian làm việc gây gián đoạn thu nhập;

+Ảnh hưởng đến sức khỏe cộng đồng

Ô nhiễm môi trường không khí, nước, đất là sự thay đổi các thành phần không khí, đưa vào nước các chất ô nhiễm làm thay đổi chất lượng nước theo chiều hướng xấu đi của các tính chất vật lý, hóa học, sinh học của nước gây độc hại với con người và sinh vật, hay làm thay đổi các nhân tố sinh thái vượt qua những giới hạn sinh thái của các quần xã sinh vật. Theo báo cáo Sức khỏe toàn cầu của WHO, trong số 102 loại bệnh

thường gặp có tới 85 bệnh có căn nguyên từ môi trường trong đó có nhiều loại bệnh liên quan đến ô nhiễm nước như tiêu chảy, hội chứng lỵ, ghẻ, viêm kết mạc.

Hậu quả là ảnh hưởng đến sức khỏe con người và hệ sinh thái. Ô nhiễm không khí có thể giết chết nhiều cơ thể sống trong đó có con người với các bệnh về đường hô hấp, tim mạch, viêm vùng họng, đau ngực, tức thở. Những thiệt hại về kinh tế do bệnh tật liên quan đến ô nhiễm môi trường được xem xét và ước tính chi tiết cho từng loại hình sản xuất điện được trình bày chi tiết trong Chương 3 báo cáo ĐMC.

Ô nhiễm không khí do phát thải khí (SO_2 , NOx và bụi PM2,5) từ các nhà máy nhiệt điện không những tác động xấu đến sức khỏe con người, gây thiệt hại đến cơ sở hạ tầng, sản xuất, hệ sinh thái từ đó ảnh hưởng đến nền kinh tế và an ninh xã hội, gây áp lực cho hệ thống y tế quốc gia. Một khi môi trường không khí bị ô nhiễm thì môi trường đất và nước cũng bị tác động và trong số 25 bệnh nghề nghiệp được nhà nước bảo hiểm, có tới 18 bệnh liên quan đến ô nhiễm không khí. Trong đó, phần đóng góp quan trọng vào tình trạng ô nhiễm không khí trong tương lai liên quan đến phát thải của bụi và bụi mịn.

Với kịch bản chọn của quy hoạch, dự báo lượng bụi phát sinh sẽ gia tăng từ 9,5 nghìn tấn vào năm 2020 tới trên 42 nghìn tấn vào năm 2035 (tăng khoảng 4 lần) và sau đó sẽ giảm dần do sự gia tăng của nguồn điện khí. Tác nhân tiếp theo không kém phần quan trọng là các khí axit SO_2 và NOx . Ở nồng độ cao, chúng có thể gây tác động trực tiếp lên các cơ quan và hệ thống hô hấp của con người. Các bệnh hô hấp như hen suyễn, viêm phế quản là những tác động thường gặp nhất, ngoài ra còn có các vấn đề khác xảy ra liên quan đến tim mạch và huyết áp. Mức độ tác động này phụ thuộc vào đặc tính và nồng độ các khí ô nhiễm có trong khí thải, khoảng cách từ nhà máy điện tới vùng tiếp nhận và mật độ dân cư sống trong vùng đó.

Các vùng ảnh hưởng gần như bao trùm toàn bộ quốc gia, trong đó phía Nam và phía Bắc được chỉ dẫn chi tiết hơn. Những nhà máy nằm ở miền Trung và cực Nam Việt Nam gây ra rủi ro thấp nhất vì chúng thường nằm đơn lẻ cách biệt với các nhà máy khác và tại những khu vực này, nơi có chất lượng không khí xung quanh khá tốt. Hai vùng có ảnh hưởng lớn là vùng kinh tế trọng điểm khu vực Đồng Bằng Bắc Bộ và Miền Đông Nam Bộ, nơi mật độ các nhà máy nhiệt điện dày hơn và mật độ dân cư đông đúc sẽ bị ảnh hưởng lớn bởi kế hoạch phát triển điện trong tương lai. Lưu ý, hiện tại khu vực xung quanh TP. Hồ Chí Minh là nơi có nồng độ bụi cao, không nên phát triển thêm các dự án nhiệt điện ở khu vực này để hạn chế những tác động tới sức khỏe con người.

E2: Biến đổi khí hậu

Tác động của biến đổi khí hậu và vai trò của khí nhà kính trong BĐKH đã quá rõ ràng, Việt Nam cũng đã đặt ra mục tiêu quốc gia về giảm phát thải CO_2 trong toàn bộ nền kinh tế ở giai đoạn tới, nên mục tiêu và tầm quan trọng của việc giảm tác động của

BĐKH và giảm phát thải CO₂ sẽ không được trình bày ở đây. Tuy nhiên tác động của BĐKH đến các công trình điện và ngược lại, hoạt động điện lực phát thải CO₂ đóng góp thêm vào quá trình BĐKH như thế nào sẽ được đưa ra xem xét ở đây.

Lượng phát thải CO₂ theo dự báo đang và gia tăng khá nhanh, trong hai năm 2012 và 2013 lượng phát thải CO₂ đã tăng lên từ 59.041 ngàn tấn lên 64.664 ngàn tấn, gấp 1,5 lần so với năm 2009. Hệ số phát thải CO₂ của lưới điện hàng năm cũng cho thấy sự tăng lên mạnh mẽ của loại khí này trong ngành điện. Ví dụ năm 2014 hệ số phát thải CO₂ của lưới điện Việt Nam được công bố là 0,56 tCO₂/MWh, nhưng hệ số này đã tăng lên 0,9185 tấn CO₂/MWh vào năm 2016, 0,8649 tấn CO₂/MWh vào năm 2017 và 0,9130 tCO₂/MWh vào năm 2018 (theo văn bản 263/BĐKH) vừa được công bố gần đây. Như vậy, có thể thấy lượng phát thải khí CO₂ tăng gần gấp đôi trong hoạt động của ngành điện, cho đến hiện tại con số này có thể còn cao hơn nữa do một số NMND than đã hoàn thành và đi vào hoạt động trong năm nay.

Theo như kết quả dự báo phát thải CO₂ thấp hơn ở các kịch bản điện đê xuất so với kịch bản cơ sở. Mức giảm phát thải này đáp ứng được mục tiêu quốc gia về giảm phát thải CO₂ đã cam kết nhờ giảm nhiệt điện than, tăng nhiệt điện khí và NLTT.

Bên cạnh đó, thì việc giảm phát thải CO₂ còn giúp giảm mức độ trầm trọng của BĐKH kéo theo các thiệt hại môi trường do tăng nguy cơ gia tăng nhiệt độ trái đất lên hơn 2oC vào cuối thế kỷ. Lợi ích này được lượng hóa bằng giá trị thiệt hại về kinh tế dựa trên giá CO₂ trên thị trường hiện nay là khoảng 3 tỷ USD theo phương án phát triển điện đê xuất. Giá trị này thấp hơn nhiều so với giá trị đã được dự báo trong QHĐ7 và QHĐ7HC khoảng 9 tỷ USD. Như vậy, xã hội sẽ giảm được gánh nặng chi phí có thể phát sinh do tác động của BĐKH gây ra hiện tượng nắng nóng, hạn hán, ngập lụt, lũ quét,... gây thiệt hại đến tài sản, mùa màng, hệ sinh thái, an ninh trật tự xã hội, an toàn của người dân, từ đó giảm gánh nặng chi phí cho Chính phủ, cho xã hội.

Việt Nam được nhận định là một 10 quốc gia bị ảnh hưởng nặng nề nhất do tác động của BĐKH. Việt Nam có bờ biển dài, tập trung đông dân cư, có 2 đồng bằng lớn (đồng bằng sông Hồng và sông Cửu Long), là nơi ở của hơn một nửa dân số cùng với các vùng nông nghiệp quan trọng của đất nước. Và là nơi rất dễ bị tác động do nước biển dâng, gia tăng tác động và mức độ nghiêm trọng của các sự cố thời tiết, thay đổi lượng mưa, dòng chảy. Ví dụ, với khoảng 40 triệu người đang sống ở các vùng duyên hải và các hòn đảo trũng thấp lè thuộc chủ yếu vào sản xuất nông nghiệp. Hiện tại, đang chịu sức ép ngày một tăng đối với tài nguyên đất, nước, rừng do tăng trưởng dân số, đô thị hóa và suy thoái môi trường trong bối cảnh công nghiệp hóa nhanh chóng. Sự biến động lớn của các yếu tố thời tiết cực đoan sẽ làm cho việc kiểm soát và quản lý trở nên phức tạp hơn. Theo dự báo, lượng mưa lưu vực sông Mê Kông sẽ gia tăng vào mùa mưa nhưng mùa khô sẽ kéo dài thêm 2 tháng khiến nền kinh tế của Việt Nam và các nước Đông Nam Á phụ thuộc nhiều vào nông nghiệp bị ảnh hưởng nặng nề. BĐKH cũng ảnh

hướng đến các rạn san hô, môi trường sống của biển, nơi giá trị kinh tế hiện tại có thể đạt 13 tỷ đô la/năm (Nguồn: <http://dangcongsan.vn/bien-dao-viet-nam/su-thay-doi-cac-yeu-to-moi-truong-o-vung-bien-viet-nam-554083.html>). Nhưng nguồn tài nguyên này đang chịu nhiều áp lực do ô nhiễm công nghiệp, phát triển kinh tế miền duyên hải, đánh bắt thủy sản quá mức và ô nhiễm do dòng chảy mặt, nhiễm thuốc trừ sâu và vi chất từ hoạt động nông nghiệp.

Sự biến động nhiệt độ, lượng mưa ở nhiều vùng đất ở thượng nguồn và miền trung, nơi cuộc sống của người dân khó khăn, sinh kế chủ yếu dựa vào nông nghiệp sẽ bị ảnh hưởng nghiêm trọng hơn do BĐKH. Tính bất thường của lượng mưa do tác động của BĐKH sẽ làm cho những nơi này dễ bị tổn thương và tổn thương trầm trọng sẽ ảnh hưởng đến đời sống và sức khỏe người dân, hệ sinh thái. Điều này có nguy cơ hủy hoại những thành quả về kinh tế mà Việt Nam đã đạt được trong những thập kỷ vừa qua.

Hậu quả của BĐKH toàn cầu thể hiện ở một số hiện tượng tự nhiên bất thường. Ước tính các nước đang phát triển sẽ phải chịu khoảng 75-80% chi phí tổn thất do BĐKH. Giả thiết nếu nhiệt độ trái đất tăng khoảng 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp – đây là mức tối thiểu mà thế giới có thể đạt được – thì GDP của Châu Phi và Nam Á sẽ giảm vĩnh viễn 4-5%, trong khi đó tổn thất tối thiểu của các nước có thu nhập cao và GDP bình quân chỉ khoảng 1%. Và hầu hết các nước đang phát triển trong đó có Việt Nam thiếu năng lực tài chính và kỹ thuật để quản lý các rủi ro khí hậu ngày càng gia tăng. Các nước này lệ thuộc vào các tài nguyên thiên nhiên vốn đã nhạy cảm với khí hậu để tạo ra thu nhập và của cải vật chất. Hầu hết các nước này đã bắt đầu gánh chịu sự biến đổi mạnh của điều kiện khí hậu.

E3: Thay đổi sử dụng đất

Giống như với các dự án thủy điện, việc thay đổi sử dụng đất ảnh hưởng lớn đến đời sống tinh thần, thu nhập và kinh tế của người và vấn đề ổn định xã hội của địa phương. Với các dự án điện mắc diện tích đất thu hồi cho dự án không lớn như với các dự án thủy điện và tác động đến diện tích rừng thường không lớn. Nhưng diện tích đất đai được thu hồi cho các dự án nhiệt điện thường là vùng đất có nhiều lợi ích kinh tế và cơ hội phát sinh lợi ích lớn hơn, vì hầu hết các dự án nhiệt điện thường ở nơi có mật độ dân cư đông đúc và thuận lợi về giao thông, nguồn nước nên nếu không được quan tâm đúng mức và thực hiện bồi thường hỗ trợ phù hợp thường sẽ gây tác động lâu dài và khó khắc phục. Chính vì vậy, các vị trí dự án cần thiết phải được cân nhắc và xem xét ngay từ đầu. Đặc biệt lưu ý đến các dự án có vị trí gần các khu vực nhạy cảm như khu bảo tồn, vùng đất ngập nước, vùng bảo vệ... do đặc thù của các nguồn nhiệt điện ngoài phát thải khí thải còn có nước thải làm mát, hoạt động của tàu nhiên liệu nên thường ảnh hưởng đến các đối tượng này. Có thể thấy rõ tác động do hoạt động của các nhà máy nhiệt điện đến vùng biển khu vực Bình Thuận (Hòn Cau), khu vực Hà Tĩnh... do đó nên ưu tiên các nhà máy có vị trí thuận lợi như nằm trong khu quy hoạch công nghiệp.

Với các công trình NMNĐ, thường thu hút lực lượng lao động lớn ở nhiều ngành nghề, nên gia tăng tốc độ đô thị hóa khu vực và địa phương, giúp cải thiện cơ sở hạ tầng xã hội, nâng cao thu nhập và cải thiện đời sống người dân. Theo kịch bản điện đê xuất, với các dự án nhiệt điện đê xuất, diện tích đất sử dụng cho các dự án không lớn nhưng sẽ được đánh giá và dự báo tác động cụ thể trong báo cáo ĐMC để nhận biết các dự án có nguy cơ ảnh hưởng lớn cần phải điều chỉnh quy mô công suất hoặc vị trí.

E4: Ảnh hưởng đến Tài nguyên nước

Thông thường các dự án nhiệt điện không ảnh hưởng trực tiếp đến việc suy giảm hoặc thay đổi chế độ thủy hải văn của vùng nhưng vẫn có tác động nhất định đến tài nguyên nước do việc khai thác sử dụng và xả thải nước thải của nhà máy.

Các dự án nhiệt điện lớn thường được đặt gần sông hoặc vùng ven biển để có thể sử dụng một lượng lớn nước cho mục đích làm mát (sau đó sẽ trả lại ra môi trường) và cung cấp cho hoạt động sản xuất của mình như là lượng nước tiêu hao. Nước làm mát thải ra thường có nhiệt độ cao so với nhiệt độ nước tự nhiên từ 7-8°C, mang theo một số chất ô nhiễm như chất rắn lơ lửng, nồng độ chlo dư, dầu mỡ. Ảnh hưởng đáng lưu ý là tác động của nước nóng đến hệ sinh thái vùng sông hoặc biển ven bờ nơi có nhiệt độ cao do tiếp nhận nguồn thải, làm tăng hoạt động sống của sinh vật, gây giảm lượng ô xy hòa tan, thay đổi môi trường sống của các loài thủy sinh từ đó gây mất cân bằng sinh thái trong lưu vực do giảm hoặc mất đi các loài thủy sinh quý hiếm trong nước. Mức độ tác động sẽ tăng khi tập trung nhiều nhà máy công suất lớn trong cùng một khu vực ví dụ như cụm nhiệt điện Nghi Sơn, Công Thanh, cụm formosa - Vũng Áng - Quảng Trạch ở khu vực Miền Trung, cụm nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân, cụm nhà máy nhiệt điện đốt than ở khu vực vịnh Bái Tử Long ở Quảng Ninh. Sự gia tăng nhiệt độ ở khu vực có các hệ sinh thái quan trọng như san hô, rừng ngập mặn và các sinh vật biển có giá trị như các loài cá ngựa và các loài quý hiếm khác có thể gây tác động tới sự sinh tồn của chúng.

Theo các phương án phát triển, giai đoạn 2020-2045, công suất các nhà máy nhiệt điện sẽ tăng lên đến khoảng 50.621MW vào năm 2035 và 58.171 MW năm 2045 so với công suất 26.928 MW năm 2020.

Căn cứ vào định mức sử dụng nước cho 1MW khoảng 100-120m³/h, như vậy lượng nước làm mát lấy vào và thải ra là:

- Giai đoạn 2020-2035: 6.074.520 – 7.593.150 m³/h
- Giai đoạn 2035-2045: 6.980.520 – 8.725.650 m³/h.

Theo số liệu thống kê phạm vi ảnh hưởng đến vùng biển ven bờ của nước thải làm mát từ một số trung tâm điện lực lớn (công suất > 2400MW), vùng có nhiệt độ nước tăng lên khoảng 1°C thường < 10km², vùng có nhiệt độ tăng > 2°C khoảng < 5km². Phạm vi ảnh hưởng này có thể nhỏ hơn hoặc lớn hơn phụ thuộc vào công suất nguồn điện, điều kiện thời tiết, mùa, chế độ triều. Tuy nhiên, với mức tăng nhiệt độ này có thể

sẽ ảnh hưởng đến hoạt động sống và môi trường sống của các loài nhạy cảm và các hệ sinh thái.

Ngoài ra, với mỗi nhà máy điện công suất 1200MW thường thải sử dụng và thải ra khoảng 300m³/h nước thải sản xuất của nhà máy sau khi đã được xử lý đạt tiêu chuẩn quy định. Nguồn thải này nếu được thải ra ngoài môi trường cũng làm gia tăng nguy cơ gây ô nhiễm nguồn nước.

Khi lập quy hoạch và lựa chọn địa điểm đối với từng nhà máy nhiệt điện cụ thể để (a) đảm bảo lượng nước sử dụng sẽ không gây phá vỡ điều kiện thủy văn địa phương và (b) tránh những khu vực mà nước làm mát thải ra có thể ảnh hưởng tới khu vực có giá trị đa dạng sinh học cao hoặc nhạy cảm gần đó như vùng như rừng ngập mặn, rạn san hô... vốn đặc biệt nhạy cảm với những thay đổi nhỏ về điều kiện môi trường như nhiệt độ nước, độ đục....

Đối với các nhà máy được quy hoạch thành cụm hoặc nằm theo bậc thang cùng trên một lưu vực sông, các tác động tích lũy của việc sử dụng nước làm mát cần được đánh giá cẩn trọng trong quá trình chuẩn bị dự án để có đủ cơ sở xem xét phê duyệt địa điểm và phương án thiết kế.

Như vậy, việc sử dụng và thải nước của nhà máy nhiệt điện nếu không được lưu tâm sớm sẽ ảnh hưởng lớn đến chất lượng nước ở các lưu vực và vùng biển ven bờ.

E5: Chất thải rắn và chất thải nguy hại

Với số lượng dự án nhiệt điện được xây dựng như kịch bản đề xuất thì lượng chất thải rắn của ngành điện bao gồm các loại chất thải rắn sinh hoạt, tro xỉ, chất thải rắn công nghiệp, sản phẩm phụ từ hệ thống xử lý FGD sẽ là rất lớn. Gia tăng áp lực lên quỹ đất và môi trường vùng dự án.

Theo số liệu thống kê từ các NMND đang hoạt động trong năm 2019, tổng lượng tro xỉ thải của các NMND đốt than là 14.782.950 tấn và theo ước tính, đến hết năm 2020, lượng tro xỉ tăng lên 16.962.833 tấn.

Theo ước tính, ở kịch bản KB0A-QHĐ7HC khối lượng tro xỉ phát sinh từ các nhà máy nhiệt điện đốt than lượng tro xỉ sẽ tăng gấp 3,5 lần tính đến năm 2035 và sẽ tăng 4,2 lần tính đến năm 2050 so với hiện nay. Ở kịch bản K01B_CLNLTT khối lượng tro xỉ phát sinh từ các nhà máy nhiệt điện đốt than ít hơn so với kịch bản KB0A-QHĐ7HC nhưng vẫn tăng từ 16,9 triệu tấn năm 2020 lên đến 18,2 triệu tấn năm 2030 và tăng lên 19,9 triệu tấn năm 2045.

Trong đó phần lớn là tro xỉ thải được tạo ra từ quá trình đốt than trong các nhà máy nhiệt điện than, đây là vấn đề lớn và đang là vấn đề quan ngại hiện nay do nhu cầu về đất làm bãi lưu chứa và vấn đề môi trường của bãi thải xỉ. Loại chất thải rắn này

thường chứa một số kim loại nặng phụ thuộc vào đặc thù vùng mỏ của than nhiên liệu, nếu không được kiểm soát một cách đúng đắn có thể ảnh hưởng đến nguồn nước, đất và gây ô nhiễm không khí khu vực bãi thải. Hơn nữa, diện tích đất cần thiết để lưu trữ lượng chất thải rắn này cũng tăng lên đến 2.657 ha năm 2035 (tạm tính theo một nhà máy 1.200MW cần trung bình khoảng 55ha đất để làm bãi xỉ) và lên đến 2.958 ha năm 2045. Hầu hết diện tích đất này là đất nông nghiệp, gây ảnh hưởng đến quỹ đất sản xuất đang ngày càng bị thu hẹp của người dân và gia tăng chi phí cho bảo vệ môi trường.

Bên cạnh đó, năm 2019 còn có 287.797 tấn chất thải sinh hoạt và công nghiệp được thải ra ước tính đến năm 2045 mỗi năm lượng chất thải này sẽ tăng lên khoảng 31.546 tấn. Loại chất thải rắn này thường được nhà máy thuê cơ quan chức năng vận chuyển đi xử lý.

Chất thải nguy hại có khối lượng không lớn nhưng sẽ gia tăng theo sự gia tăng của các nhà máy điện. Đây là loại chất thải khó xử lý và có mức độ tác động lớn đến môi trường, sinh thái và sức khỏe con người.

c. Các nguồn điện từ năng lượng tái tạo

Các dự án điện từ nguồn NLTT được đánh giá là nguồn năng lượng xanh và sạch tuy nhiên vẫn có một số vấn đề môi trường và xã hội cần được quan tâm. Các vấn đề môi trường và xã hội chính đang được quan tâm hiện nay đối với loại hình nguồn điện này là:

E3: Thay đổi sử dụng đất

Cùng với xu thế của thế giới, NLTT phát triển mạnh mẽ ở QHĐ VIII. Với tỷ lệ công suất có giai đoạn lên đến > 40%, do vậy vấn đề sử dụng đất sẽ được quan tâm, đặc biệt là các dự án điện mặt trời.

Theo quy định, cứ mỗi 1MW điện mặt trời sẽ cần khoảng 1,2 ha đất để xây dựng bao gồm cả diện tích đất cho các hạng mục phụ trợ và tuyến đường dây truyền tải. Có thể thấy giai đoạn phát triển bùng nổ điện mặt trời trong các năm 2018-2019 vừa qua, vấn đề về đất đai đặc biệt nổi cộm. Nhiều dự án điện mặt trời, điện gió được thực hiện trên đất nông nghiệp, đất rừng trồng với diện tích khá lớn, tập trung ở một số tỉnh như Ninh Thuận, Bình Thuận, Đắc Lắc.... Tổng diện tích đất cho các dự án điện mặt trời thống kê được là 16.769 ha trong đó đất rừng là 1.821 ha, đất nông nghiệp là 291ha. Tổng số hộ dân phải di dời là 661 hộ. Diện tích đất dành cho điện gió là 19.373ha trong đó đất rừng là 2.292ha, đất nông nghiệp là 62,1 ha với 186 hộ dân phải di dời.

Chỉ trong 2 năm phát triển, tổng diện tích đất phải chuyển đổi cho phát triển điện mặt trời và điện gió lên đến **36.142 ha** đất trong đó diện tích đất rừng là **4.113ha**. Tổng số hộ dân phải di dời chõ ở và mất đất sản xuất là 847 hộ, không nhiều và được đánh giá là thành công trong việc thỏa thuận chuyển đổi quyền sử dụng đất cho dự án theo giá thị trường nên ít có trường hợp khiếu kiện xảy ra như ở các dự án nhiệt điện và thủy

điện do các doanh nghiệp nhà nước hoặc chính quyền địa phương thực hiện thu hồi đất. Nhưng vẫn phát sinh nhiều vấn đề liên quan đến tranh chấp về giá đất, đẩy giá đất, tranh dành đất gây mất trật tự, an sinh xã hội. Nhiều địa phương, ở giai đoạn chạy đua thực hiện dự án kịp theo cơ chế trợ giá của nhà nước đã đẩy giá đất tăng không theo quy luật của thị trường do có sự cạnh tranh cao gây khó khăn cho công tác bồi thường, hỗ trợ thu hồi đất. Nhưng với phần lớn các dự án điện tái tạo, sự tham gia của các nhà đầu tư tư nhân đóng vai trò chính, nên họ dễ dàng bỏ ra chi phí lớn để có thể thỏa thuận giá đất với của người dân theo thị trường, để có thể có đất kịp triển khai dự án đúng thời điểm được hưởng hỗ trợ của nhà nước. Điều này sẽ gây khó khăn về giá đất cho các nhà đầu tư sau này, đặc biệt là doanh nghiệp nhà nước khi đơn giá áp dụng để hỗ trợ và đền bù đất phải theo khung giá quy định của nhà nước.

Với tốc độ phát triển điện gió và điện mặt trời như đề xuất, đến năm 2030 và 2045 ước tính diện tích đất huy động cho loại hình sản xuất điện này lớn như đã dự báo ở phần trước. Với nhu cầu đất này, có nguy cơ một diện tích đất nông nghiệp, đất rừng sẽ bị chuyển đổi cho phát triển công nghiệp điện, gây ảnh hưởng đến hệ sinh thái, đồi sỏi, thu nhập và sinh kế của người dân. Đặc biệt, các dự án điện mặt trời và điện gió chỉ tập trung ở một số tỉnh có tiềm năng gió và mặt trời nên gây áp lực lên quỹ đất và hệ sinh thái rừng, sinh thái nông nghiệp của địa phương. Gia tăng nguy cơ ảnh hưởng đến mục tiêu trồng và bảo vệ rừng, đảm bảo an ninh lương thực của địa phương đó nếu không được xem xét phù hợp.

E5: Chất thải rắn và chất thải nguy hại

Chất thải rắn và chất thải rắn hiện đang là vấn đề cấp bách và nan giải đối với tất cả các tỉnh thành ở Việt Nam. Do khối lượng chất thải rắn lớn và hạn chế về công nghệ xử lý cũng như diện tích đất sử dụng lưu giữ và chôn lấp, đặc biệt là chất thải nguy hại.

Trong khi đó, các dự án NLTT như điện mặt trời và điện gió mặc dù là nguồn điện sạch nhưng sẽ là nguồn phát sinh chất thải rắn và chất thải rắn nguy hại cần phải được xử lý ở cuối kỳ quy hoạch khoảng 2045. Ước tính với lượng chất thải rắn từ NLTT, tính riêng cho tấm pin điện mặt trời thải bỏ (cho các dự án kết thúc thời gian vận hành, là những dự án bắt đầu vào vận hành từ 2018) có thể lên đến 390 ngàn tấn. Loại chất thải này nếu không được xử lý sẽ chiếm diện tích đất lớn để lưu chứa, làm gia tăng nguy cơ ô nhiễm môi trường nếu không xử lý thích hợp. Và cũng sẽ có một lượng rác thải không lò do cánh quạt của tua bin gió, cột gió, hộp số... hỏng, thải bỏ hàng năm trong giai đoạn xây dựng, vận hành và khi hết tuổi thọ của dự án. Loại chất thải này hiện chưa có giải pháp xử lý hiệu quả, đang áp dụng thải ra bãi thải có diện tích lớn, điều mà Việt Nam rất khó có điều kiện như các nước châu Âu, Mỹ.

Ở Việt Nam, hiện đang phát triển mạnh mẽ NLTT nhưng chưa làm chủ được công nghệ điện mặt trời và điện gió, hầu hết thiết bị đều phải nhập từ nước ngoài về. Do đó, trong thời gian tới cần phải đẩy mạnh nghiên cứu thử nghiệm thu gom xử lý Chất thải

của điện mặt trời và điện gió, để có thể xử lý hiệu quả loại chất thải này trong tương lai. Với chất thải điện mặt trời, hiện nay công nghệ có thể xử lý được nhưng chi phí lớn khoảng 200-220EUR/tấn, đang được thực hiện ở Châu Âu, Nhật Bản, nên Việt Nam cần chuẩn bị các điều kiện về công nghệ, năng lực và chế tài cho việc này.

Nhưng với chất thải của dự án điện gió hiện chưa có giải pháp xử lý hiệu quả ngoài việc được lưu giữ tại các bãi thải rộng lớn, điều này khó khăn đối với Việt Nam nơi diện tích đất hạn chế.

E6: Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

Tác động đến hệ sinh thái và đa dạng sinh học của NLTT không lớn chủ yếu là do việc thu hồi đất rừng, đất nông nghiệp cho các dự án làm mất đi các hệ sinh thái nông nghiệp, hệ sinh thái rừng trỗng, rừng tự nhiên, vùng đất ngập nước, mất môi trường sống của các loài.

- Điện mặt trời

Đối với các dự án điện mặt trời nổi lưới thông thường, diện tích đất sử dụng cho dự án hầu như sẽ không còn sử dụng được cho các mục đích khác. Một số kết quả nghiên cứu cho thấy do nhiệt độ tăng bên dưới tấm pin nên việc tận dụng đất cho các mục đích trồng trọt hoặc canh tác là không khả thi.

Với các dự án điện mặt trời nổi, cần lưu ý diện tích mặt nước bị che phủ không được quá lớn, vì có thể sẽ ảnh hưởng đến quá trình quang hợp của thủy sinh vật làm thay đổi môi trường sống và sự phát triển các loài ở vùng nước đó. Kinh nghiệm thế giới cho thấy, với các dự án điện mặt trời nổi, diện tích che phủ mặt nước không được quá 15% đặc biệt là vùng nước tự nhiên, diện tích này nên nhỏ hơn nữa.

Điện mặt trời áp mái, với quy mô không lớn và được đặt trên các công trình sẵn có để tận dụng được không gian để sinh ra lượng nhiệt hữu ích cho sinh hoạt hàng ngày của người dân nên thường không có nhiều vấn đề về đất đai hay môi trường phát sinh ngoài lượng rác thải là các tấm pin mặt trời hỏng khi hết tuổi thọ của dự án.

- Điện gió

Năng lượng gió (NLG) được coi là năng lượng tái tạo hoặc năng lượng xanh. Tuy nhiên NLG vẫn tiềm ẩn các vấn đề môi trường đối với khu vực phát triển. Trong đó có một số tác động được cho là tiêu cực về môi trường của công trình điện gió bao gồm tiếng ồn, gây nhiễu tín hiệu phát thanh, sóng âm gây ảnh hưởng đến chim, đặc biệt là chim di cư, dơi và cá, nhưng theo đánh giá từ kinh nghiệm thế giới thì những tác động này thường không lớn.

Đối với các dự án điện gió trên bờ, hầu như không ảnh hưởng đến các hệ sinh thái, nhưng với các dự điện gió ngoài khơi, theo nghiên cứu của một số quốc gia tác động

đến hệ sinh thái có xu hướng tích cực cho tạo được môi trường sống mới cho các loài. Phân tích đánh giá chi tiết được trình bày trong báo cáo ĐMC.

- Các tác động đặc trưng của mỗi loại hình nguồn điện từ NLTT
 - + Điện gió trên bờ:

Ảnh hưởng của tiếng ồn: Phong điện sản sinh ra 2 loại tiếng ồn: (i) Tiếng ồn cơ học - phát ra trong quá trình làm việc của các chi tiết cơ khí. Đối với các tua bin mới, tiếng ồn cơ học có thể được khắc phục tương đối triệt để; (ii) Tiếng ồn khí động học - phát ra trong quá trình tương tác của cánh tua bin với luồng gió. Độ ồn được xác định ở tình trạng turbin điện gió hoạt động đạt 95% công suất thiết kế. Turbin điện gió loại 2,3MW tại độ cao tâm hệ thống cánh quạt 99m có thể gây ra tiếng ồn tới 105,5dB(A), nhưng ở khoảng cách 200m tính từ tâm hệ thống cánh quạt thì độ ồn chỉ còn 49dB(A). Thông thường, nếu đứng cách turbin điện gió 300m thì tiếng ồn tiếp nhận thấp hơn 45dB(A). Quy định của các nước về độ ồn tối đa của tua bin gió là 45 dB (vào ban ngày) và 35 dB (ban đêm). Khoảng cách tối thiểu từ dự án điện gió đến cách nhà ở của dân cư là 300m. Các nghiên cứu về hoạt động của các trang trại nông nghiệp nằm trong vùng hoạt động của phong điện cho thấy, các súc vật nuôi có phản ứng sợ hãi do tiếng ồn tạo ra từ các cánh quạt tua bin gió. Các trạm phong điện nằm trong vùng nước cạn gần bờ sẽ làm thay đổi môi trường sống thông thường của chim và cá heo.

Ảnh hưởng đến cảnh quan: Khi mặt trời chiếu sáng, turbin điện gió hoạt động sẽ gây ra hiện tượng bóng động, bóng rợp nhấp nháy, gây cảm giác khó chịu cho con người và sinh vật. Tuy nhiên, tác động này chỉ ảnh hưởng trong một phạm vi nhỏ dưới chân turbin. Đèn cảnh báo hàng không được quy định bắt buộc phải lắp ở chiều cao trên 60m. Bóng của các cách quạt khi quay có thể làm rói mắt.

Ảnh hưởng đến chim và dơi: Ảnh hưởng lớn nhất của các cột tuabin gió đến động vật hoang dã là chim và dơi. Những con chim, con dơi có thể lực sóng âm hút vào phía cánh quạt, gây bị thương do va chạm vào cánh quạt. Đặc biệt khi cánh quạt hoạt động, nó tạo ra vùng nhiễu động không khí xung quanh cánh, làm cho các sóng siêu âm của dơi bị bẻ cong bất thường dẫn đến các con dơi khó xác định phương hướng dẫn đến va chạm. Một nghiên cứu ở Hoa Kỳ trong năm 2013 thống kê được, các tuabin gió đã làm chết hơn 600.000 con dơi.

Các turbine gió có thể gây ảnh hưởng đến sóng phát thanh truyền hình và truyền thanh không dây, sóng của mạng thông tin di động ... turbine điện gió có thể được cho là nguyên nhân gây trở ngại cho đường hàng không, đặc biệt là gây nhiễu có hại cho hệ thống thông tin không lưu. Thông thường, trong bán kính khoảng 10km tính từ trung tâm của sân bay, không nên xây dựng các trang trại gió. Về rung động tần số thấp: Một tua bin gió công suất 1 MW có thể gây ra các rung động tần số thấp (truyền qua nền đất) ở mức có thể làm rung kính cửa trong các tòa nhà nằm cách 60m. Vì vậy, khoảng

cách an toàn đến các tòa nhà phải 300m. Ở khoảng cách này, các rung động tần số thấp sẽ không cảm thấy.

+ *Đối với các trang trại điện gió ngoài khơi*

Ngoài các tác động tương tự với điện gió trên bờ và ven bờ về tiếng ồn, độ rung, ảnh hưởng đến cảnh quan, tuyến di cư của chim... khi phát triển các dự án điện gió ngoài khơi, các vấn đề môi trường sau cũng cần được quan tâm.

Ảnh hưởng đến thủy động lực học: Các phần chìm của công trình điện gió ngoài khơi gây ra những thay đổi trong chế độ dòng chảy, có thể ảnh hưởng lâu dài đến trầm tích đáy biển. Các tuabin gió thường nằm ở vùng nước nông trên đáy biển mềm. Do các hiệu ứng xói mòn xung quanh các tuabin, xói mòn cục bộ có thể xảy ra nơi trầm tích đáy biển di động tự nhiên. Chế độ thủy động lực học bị thay đổi có thể tác động đến các sinh vật biển bằng cách ảnh hưởng đến việc lựa chọn áu trùng, trầm tích, thức ăn và oxy thải trong khu vực⁷. Các tác động lên các loài sinh vật đáy đã được ghi nhận cách các tuabin ở khoảng cách 15m⁸.

Ảnh hưởng đến vi khí hậu: Các tua bin gió sẽ sử dụng một phần động năng của luồng không khí chuyển động, làm giảm vận tốc của gió. Về mặt lý thuyết, việc sử dụng hàng loạt nhiều tua bin gió, việc giảm tốc độ gió sẽ có ảnh hưởng đến các điều kiện khí hậu tại chỗ. Nếu tốc độ gió trung bình giảm đi thì luồng không khí chuyển động đó sẽ bị nung nóng hơn về mùa hè và lạnh hơn về mùa đông. Điều này làm cho khí hậu mang tính lục địa hơn.

Sự phát triển của điện gió ngoài khơi kéo theo một số diện tích tự nhiên của đáy biển bị mất đi. Tuy nhiên, việc đưa các cấu trúc cứng xuống biển cho thấy chúng hoạt động rất giống các rạn san hô nhân tạo, tạo ra các điểm nóng sinh học. Các nhóm sinh vật thường phát triển trên nền tuabin gió cũng giống như các khối được tìm thấy trên tàu cá, cụ thể là động vật không xương sống ăn lọc như hàu, vẹm, hà, trai... giúp tạo nên sự gia tăng đáng kể về lượng thức ăn sẵn có và có thể được coi là sự tăng cường môi trường sống, ngoài ra còn ghi nhận sự xâm lấn của các loài mới. Có một số tác động tiềm tàng của điện gió ngoài khơi đối với cá, đó là sự dịch chuyển do tiếng ồn trong quá trình xây dựng, hoạt động của dự án, sự xáo trộn rầm tích đáy, thay đổi môi trường sống và các hiệu ứng né tránh hoặc thu hút do trường điện từ.

Hiện tại, điện gió vẫn là một loại năng lượng được đánh giá là không gây ảnh hưởng quá nghiêm trọng đối với môi trường nhưng cũng cần có những nghiên cứu chuyên sâu hơn để khẳng định điều này.

Một vấn đề môi trường khác mà các nhà quản lý cần quan tâm đó chính là rác thải sau khi kết thúc vòng đời dự án. Turbin gió được hình thành từ các kết cấu khối lớn,

⁷ Zettler et al., 2006

⁸ Schröder et al., 2006

làm từ vật liệu siêu bền. Mặc dù trong Thông tư 02/2019/TT-BCT ngày 15/01/2019 của Bộ Công Thương về quy định thực hiện phát triển dự án điện gió và hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện gió đã quy định trong Điều 6, mục 4: “Báo cáo nghiên cứu khả thi dự án điện gió theo quy định của pháp luật về quản lý đầu tư xây dựng và những nội dung chính: Kế hoạch và phương án kỹ thuật, chi phí phục vụ tháo dỡ và xử lý thiết bị nhà máy điện gió sau khi kết thúc dự án”. Tuy nhiên hiện tại vẫn chưa có một quy định cụ thể nào về vấn đề này. Vì vậy, việc xử lý rác thải công nghiệp cuối vòng đời dự án cũng cần được quan tâm đúng cách.Thêm vào đó, đối với các dự án điện gió ngoài khơi, sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến an ninh, chủ quyền quốc gia trên biển nên càng cần phải được quan tâm chặt chẽ.

+ Điện rác

Theo số liệu của Tổng cục Môi trường (Bộ TN&MT), mỗi năm, tổng lượng chất thải rắn sinh hoạt ở nước ta là 25 triệu tấn. Trong đó, chỉ có 30% được xử lý đốt hoặc sản xuất phân hữu cơ, hơn 70% được chôn lấp trực tiếp. Hà Nội mỗi ngày phát sinh 6.000 tấn rác, tỷ lệ chôn lấp tới 90%, còn ở TP.HCM là xấp xỉ 70%. Trong tổng số chất thải phát sinh ở Việt Nam, chỉ 10% chất thải được thu gom để tái chế hoặc tái sử dụng. Mặc dù các khu vực đô thị chiếm 34,2% tổng dân số, nhưng đã tạo ra hơn 50% lượng chất thải rắn đô thị của cả nước⁹.

Trên khắp Việt Nam, có hơn 450 bãi chôn lấp, 85% trong số đó không hợp vệ sinh. Cụ thể hơn trong số 98 bãi chôn lấp tập trung đang hoạt động ở các thành phố lớn, chỉ có 17 bãi là hợp vệ sinh¹⁰. Việc đốt rác thải lộ thiên gây ra mối đe dọa đáng kể đối với môi trường và sức khỏe con người, trong khi phần lớn các bãi thải hiện đã quá tải, hết hạn sử dụng nên thường được đốt bỏ, thải ra các chất ô nhiễm không khí và chúng có thời gian tồn tại ngắn, (như muội than) được thải vào khí quyển. Muội than là một loại hạt có tác động làm nóng lên toàn cầu, tương đương 2-10% lượng khí thải CO₂ toàn cầu, vì nó hấp thụ ánh sáng và nhiệt từ môi trường xung quanh. Hàng năm, Việt Nam thải ra khoảng 83.000 tấn muội than, là nước phát thải cao thứ năm ở châu Á sau Trung Quốc, Ấn Độ, Indonesia và Pakistan. Muội than cũng có thể gây ra các vấn đề sức khỏe con người, chẳng hạn như bệnh hen suyễn, do tiếp xúc ngắn hạn với việc đốt chất thải và đốt phụ phẩm nông nghiệp.

Việc xử lý rác thải này để đốt phát điện đang là nhu cầu cấp thiết ở hầu hết các tỉnh thành trên cả nước để hạn chế tình trạng rác thải được đưa đến các bãi chôn lấp không hợp vệ sinh và được đốt ngoài trời, gây ô nhiễm môi trường nghiêm trọng. Theo dự báo thì nguồn điện từ rác thải sẽ gia tăng, giúp nhà nước xử lý được vấn đề rác thải sinh và công nghiệp hiện nay.

+ Điện sinh khối

⁹ Ngân hàng Thế giới 2016

¹⁰ Trung tâm Phát triển Khu vực của Liên hợp quốc 2017

Năm 2019, tổng diện tích rừng của Việt Nam khoảng 14,6 triệu ha, trong đó 10,3 triệu ha là rừng tự nhiên và 4,3 triệu ha là rừng trồng. Diện tích rừng trồng và rừng tự nhiên tập trung chủ yếu ở 2 vùng là Trung du và miền núi phía Bắc - Bắc Trung Bộ và duyên hải Miền Trung. Nghệ An là tỉnh có tổng diện tích rừng lớn nhất cả nước với 996,77 nghìn ha. Với hệ số trung bình khai thác gỗ cùi bền vững 0,7 tấn/ha/năm đối với rừng tự nhiên và 2,1 tấn/ha/năm đối với rừng trồng, tổng tiềm năng nguồn gỗ NL lý thuyết từ rừng tự nhiên và rừng trồng tương ứng là 7,21 triệu tấn và 9,03 triệu tấn.

Căn cứ vào các mục tiêu chiến lược nêu trên, ước tính tiềm năng lý thuyết nguồn gỗ năng lượng từ rừng tự nhiên đến năm 2025 đạt gần 9,9 triệu tấn và trên 10,96 triệu tấn vào năm 2035. Tương tự, tiềm năng lý thuyết gỗ năng lượng từ rừng trồng ước đạt trên 10,2 triệu tấn vào năm 2025 và gần 11,45 triệu tấn vào năm 2035. Kết quả tổng hợp cho thấy, tiềm năng lý thuyết nguồn gỗ NL có xu hướng tăng nhẹ từ nay đến năm 2035 với tốc độ tăng bình quân khoảng 1,5%/năm. Trong các dạng gỗ NL thì nguồn gỗ NL từ rừng đóng góp trên 50% tổng tiềm năng lý thuyết, tiếp đó là nguồn gỗ NL từ cây trồng phân tán với khoảng 30%, còn lại là cây lâu năm, cây từ đất trồng đồi trọc.

Với trữ lượng khá dồi dào, các dự án điện rác và sinh khối sẽ giải quyết được các vấn đề về giảm diện tích sử dụng đất xử lý rác thải, đem lại tiềm năng kinh tế lớn khi phát điện, các vấn đề môi trường của điện rác và sinh khối được thể qua bảng sau:

16.3.2. Kiến nghị các giải pháp khắc phục tác động xấu đến môi trường

a. Giải pháp đối với các kịch bản

Với các kịch bản điện cơ sở và các kịch bản môi trường khi đưa vào các ràng buộc về chính sách để xem xét, như các mục tiêu quốc gia cần phải đáp ứng thì sẽ có các kịch bản phát triển điện đáp ứng các mục tiêu đó được đưa vào xem xét. Đây là sự tiến bộ vượt bậc về cách tiếp cận so với các quy hoạch trước.

Theo kết quả đánh giá các kịch bản, kịch bản cơ sở KB0A_QHD7HC là kịch bản xét trên quan điểm phát triển điện chi phí thấp, không đáp ứng được các mục tiêu quốc gia đặt ra như giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch, giảm phát thải, giảm chi phí thiệt hại đến môi trường do các chất ô nhiễm; kịch bản KB1B_CLNLTT, có cơ cấu nguồn điện hợp lý, vừa đảm bảo mục tiêu phát điện cho toàn quốc, mục tiêu BVMT quốc gia, đa dạng nguồn sản xuất điện, giảm phát thải CO₂, đáp ứng được cam kết của Việt Nam với thế giới. Do vậy, đây là kịch bản chọn của quy hoạch, kịch bản này được đánh giá là đáp ứng được mục tiêu BVMT, sử dụng tài nguyên hợp lý và bền vững, đảm bảo an sinh xã hội, sử dụng NLTT đạt ở mức cao nhất.

Như vậy, kịch bản chọn được đưa vào xem xét như kịch bản định hướng cho phát triển nguồn điện ở giai đoạn quy hoạch. Để huy động hiệu quả và công bằng các nguồn điện đòi hỏi phải tính thêm chi phí ngoại sinh nhằm tăng khả năng cạnh tranh trong huy

động công bằng các nguồn điện và chi trả cho các chi phí và gánh nặng do ô nhiễm môi trường mà xã hội đang phải gánh chịu.

Trong các giải pháp về chính sách được đưa vào xem xét ở đây có cả ràng buộc về công nghệ và thời điểm xuất hiện các nhà máy theo các loại hình công nghệ. Ví dụ, đối với các nhà máy nhiệt điện đốt than xây dựng mới sau 2030 sẽ phải là sử dụng công nghệ USC hoặc advance USC có hiệu suất cao và có thiết bị xử lý môi trường hiệu quả, đảm bảo chỉ tiêu phát thải (SO_x, NO_x và bụi) ở mức độ thấp cho phép. Đối với những nhà máy nhiệt điện cũ, cần xem xét lộ trình đóng cửa các nhà máy nhỏ và cũ hiệu suất thấp, thay thế bằng nhà máy mới có hiệu suất cao hơn.

b. Các giải pháp liên quan đến công nghệ, tổ chức thực hiện

Để thực hiện được các mục tiêu, tiêu chí đã đặt ra tại kịch bản phát triển nguồn điện đã chọn cần có:

- Sự phối hợp chặt chẽ giữa các cấp các ngành và nỗ lực lớn của các doanh nghiệp.
- Giải pháp về kỹ thuật và quản lý để có thể áp dụng và phát triển các loại hình công nghệ mới ít ô nhiễm (như điện từ hydro), đảm bảo cung cấp điện an toàn, tin cậy và sử dụng hiệu quả tài nguyên, đảm bảo các yêu cầu về môi trường.
- Thực hiện tốt giải pháp xử lý cuối nguồn để đảm bảo các tiêu chuẩn môi trường đặt ra.
- Đẩy mạnh và phát triển nhanh các dự án điện rác cũng là giải pháp xử lý môi trường hiệu quả trong thời gian tới.
- Thực hiện các kế hoạch hành động về tăng trưởng xanh, phát triển bền vững, ...
- Thực hiện tốt Chiến lược sử dụng công nghệ sạch giai đoạn đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030 (phê duyệt tại Quyết định số 2612/QĐ-TTg ngày 30/12/2013 của Thủ tướng Chính Phủ) đảm bảo sử dụng công nghệ sạch, thân thiện với môi trường, tăng hiệu quả sử dụng năng lượng, tài nguyên, phát thải thấp trong sản xuất công nghiệp nhằm thúc đẩy tăng trưởng xanh, giảm nhẹ biến đổi khí hậu và nâng cao đời sống cộng đồng.
- Triển khai thực hiện thông tư số 02/2014/TT-BCT ngày 16/01/2014 của Bộ Công Thương quy định biện pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cho các ngành công nghiệp. Thông tư quy định về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cho các quá trình dùng chung trong sản xuất công nghiệp với các giới hạn về hiệu suất tiêu thụ năng lượng, sử dụng hiệu quả năng lượng trong quá trình đốt được quy định rõ tại thông tư này.

- Ngày 13/3/2019, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 280/QĐ-TTg phê duyệt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 – 2030 (gọi tắt là VNEEP 3)
- Hoàn thiện hệ thống các văn bản quy phạm pháp luật, tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về công nghệ sạch, từng bước thực hiện đổi mới công nghệ theo hướng sử dụng công nghệ sạch trong toàn ngành công nghiệp. 100% các cơ sở sản xuất trong toàn ngành công nghiệp phải áp dụng các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về công nghệ sạch.
- Khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo bằng các chính sách, hỗ trợ của nhà nước. Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg ngày 06 tháng 4 năm 2020 về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam.

**c. Biện pháp giảm thiểu tác động tiêu cực định hướng cụ thể cho các dự án
+ Biện pháp giảm thiểu các tác động tiêu cực do các dự án thủy điện**

Giảm thiểu tác động đến tài nguyên rừng: Thực hiện nghiêm túc quyết định đóng cửa rừng tự nhiên trên toàn quốc của Thủ tướng Chính phủ được nêu trong Thông báo số 511/TB-VPCP ngày 01/11/2017 của Văn phòng Chính phủ thông báo kết luận của Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc tại Hội nghị trực tuyến toàn quốc về “Tăng cường công tác quản lý, bảo vệ rừng và giải pháp thực hiện trong thời gian tới”. Đó là: “Thực hiện nghiêm việc chấm dứt khai thác chính và khai thác gỗ gia dụng rừng tự nhiên, khai thác tận thu, tận dụng; kiểm soát chặt chẽ việc giải quyết khai thác tận dụng đối với các dự án được phép chuyển mục đích sử dụng rừng theo quy định tại Nghị quyết số 71/NQ-CP ngày 08 tháng 8 năm 2017, không để thất thoát, lãng phí tài nguyên rừng, nhưng cũng không để lợi dụng khai thác ngoài khu vực cho phép, ngăn ngừa triệt để lợi ích cục bộ”. Quyết định số 218/QĐ-TTg ngày 7/2/2014 của Chính phủ phê duyệt Chiến lược quản lý hệ thống rừng đặc dụng, khu bảo tồn biển, khu bảo tồn vùng nước nội địa Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn năm 2030 với mục tiêu đến năm 2020: (a) Đưa diện tích hệ thống khu rừng đặc dụng, khu bảo tồn biển, khu bảo tồn vùng nước nội địa đạt 9% diện tích lãnh thổ trên cạn và 0,24% diện tích vùng biển Việt Nam; (b) Các khu rừng đặc dụng, khu bảo tồn biển, khu bảo tồn vùng nước nội địa được tiếp cận các phương thức quản lý mới như đồng quản lý, chia sẻ lợi ích; (c) Kiểm soát được các loài động thực vật hoang dã, nguy cấp, quý, hiếm trong khu rừng đặc dụng, khu bảo tồn biển, khu bảo tồn vùng nước nội địa; bảo tồn và phát triển số lượng các loài quý, hiếm đang suy giảm và bị đe dọa tuyệt chủng; (d) Thực hiện hiệu quả các cam kết quốc tế về bảo tồn thiên nhiên, đa dạng sinh học thông qua các chương trình, dự án, nâng cao năng lực quản lý rừng đặc dụng, khu bảo tồn biển, khu bảo tồn vùng nước nội địa.

Thực hiện tốt công tác chi trả dịch vụ môi trường rừng theo Nghị định 99/2010/NĐ-CP ngày 24/09/2010 của Chính phủ ban hành về chính sách chi trả dịch

vụ môi trường rừng và Nghị định 147/2016/NĐ-CP sửa đổi Nghị định 99/2010 về chính sách chi trả dịch vụ môi trường rừng được ban hành ngày 02/11/2016 nhằm bảo vệ nguồn nước cho sản xuất thủy điện và các lợi ích khác cho người dân khu vực dự án.

Biện pháp giảm thiểu tác động đến sinh thái thủy sinh. Để giảm thiểu tác động này có thể đưa các biện pháp phát triển nuôi trồng thủy sản và nuôi cá giống nhằm tạo ra các loài cá kinh tế và phát triển các cơ hội mới để tạo sinh kế cho người dân. Chi phí nên lấy một phần trong chi phí đầu tư của mỗi dự án thủy điện và sẽ được tính toán trong bài toán kinh tế của các dự án khác nhau (chi phí này trong hầu hết các dự án sẽ không phải là quá cao).

Các biện pháp giảm thiểu tác động đến đa dạng sinh học. Giải pháp chính là sẽ thiết lập các vùng bảo vệ ở những nơi mà môi trường sống của các loài quý hiếm bị đe dọa mà chưa có biện pháp bảo vệ. Chi phí khảo sát và nghiên cứu kỹ thuật để có thể chuyển các loài quý hiếm đến nơi mới cũng phải được tính đến.

Giảm thiểu tác động đến kinh tế, xã hội. Trong quá trình thiết kế, khi đập thủy điện vận hành phải bảo đảm dòng chảy tối thiểu để bảo đảm sản xuất, kinh doanh, hệ thống sinh thái ở hạ lưu. Bộ Công thương đã chỉ đạo yêu cầu các nhà máy phải phối hợp chặt chẽ với các địa phương trong mùa lũ cũng như mùa khô, các quy chế phối hợp vận hành nhà máy, xử lý các tình huống để đảm bảo dòng chảy tối thiểu.

Thực hiện các chương trình giáo dục và nâng cao nhận thức về tầm quan trọng và giá trị của nguồn tài nguyên đa dạng sinh học ở cả vùng dự án được xây dựng và những vùng lân cận dự án. Chi phí bảo vệ đa dạng sinh học cũng sẽ là một trong các chi phí đầu tư và phân tích kinh tế tài chính của các dự án thủy điện riêng lẻ.

Nâng cấp, đầu tư mới các trạm quan trắc để nâng cao khả năng dự báo cũng như tính chính xác của dự báo. Đồng bộ hóa, kết hợp chặt chẽ các khâu dự báo, vận hành, cảnh báo đặc biệt là vận hành thủy điện trong mùa mưa lũ. Các cấp quản lý, người dân và chủ đập và hồ chứa cần có liên kết chặt chẽ để kịp thời thông báo, báo động nhằm tránh những hậu quả đáng tiếc.

+ **Biện pháp giảm thiểu các tác động tiêu cực do các dự án nhiệt điện**

Tăng cường nhân sự và năng lực của bộ phận quản lý môi trường của các cơ quan quản lý nhà nước về môi trường và các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực điện lực nhằm đảm bảo công tác môi trường của các cơ sở được quản lý tốt và tuân thủ đầy đủ các quy định pháp luật về môi trường.

Lựa chọn các dự án điện đảm bảo hạng chế đến mức tối đa hiệu quả sử dụng đất và công văn sử dụng hiệu quả nguồn điện từ NLTT, đưa chi phí thiệt hại xã hội cho người dân và chính quyền địa phương.

Thực hiện tốt các giải pháp công nghệ xử lý môi trường và thực hiện tốt việc kiểm soát “cuối đường ống” đặc biệt là các cơ sở phát sinh nhiều chất thải như các nhà máy nhiệt điện. Tăng cường công tác quy hoạch đảm bảo tận dụng tối đa chất thải của các cơ sở để làm vật liệu đầu vào cho các ngành khác.

Hiện nay, quy phạm pháp luật về bảo vệ môi trường liên quan đến khí thải từ NMNĐ đốt than tại Việt Nam được quy định tại các Quy chuẩn Việt Nam (QCVN) do Bộ TN&MT ban hành, cụ thể như sau: QCVN 22:2009/BTNMT: Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí thải công nghiệp nhiệt điện; QCVN 05:2013/BTNMT: Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng không khí xung quanh. Nồng độ tối đa cho phép của các chất ô nhiễm trong khí thải NMNĐ, được xác định tùy thuộc vào loại nhiên liệu sử dụng, vị trí địa điểm nhà máy và quy mô công suất.

Thực hiện Quyết định số 1696/QĐ-TTg về một số giải pháp thực hiện xử lý tro, xỉ, thạch cao của các NMNĐ, nhà máy hóa chất phân bón để làm nguyên liệu sản xuất vật liệu xây dựng ngày 23 tháng 9 năm 2014 và Quyết định số 452/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Đề án đẩy mạnh xử lý, sử dụng tro, xỉ, thạch cao của các NMNĐ, nhà máy hóa chất, phân bón. Bộ Công Thương đã chỉ đạo các NMNĐ phải chịu trách nhiệm đối với nguồn phát sinh chất thải của mình, chủ động tìm kiếm các giải pháp để xử lý và tiêu thụ. Bên cạnh đó, Bộ cũng đã phối hợp chặt chẽ với Bộ Xây dựng để ban hành Quy chuẩn kỹ thuật đối với tro xỉ được phép sử dụng làm vật liệu xây dựng và Bộ Tài nguyên và Môi trường để sớm ban hành Thông tư quy định về trình tự, thủ tục xác nhận, điều chỉnh xác nhận bảo đảm yêu cầu bảo vệ môi trường đối với cơ sở xử lý chất thải rắn công nghiệp thông thường theo quy định tại Nghị định số 38/2015/NĐ-CP. Đẩy mạnh việc áp dụng hệ thống quản lý môi trường theo ISO 14001 tại các nhà máy nhiệt điện.

Áp dụng các công nghệ hiện đại, kỹ thuật tiên tiến nhằm nâng cao hiệu suất, giảm thiểu các tác động tiêu cực của các dự án nhiệt điện nói chung đến môi trường, đồng thời tăng hệ số an toàn vận hành, tăng khả năng vận hành hiệu quả cho dự án.

Thực hiện nghiêm túc các quy định, hướng dẫn trong Nghị định số 40/2019/NĐ-CP ngày 13 tháng 5 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều của các nghị định quy định chi tiết, hướng dẫn thi hành luật bảo vệ môi trường; Nghị định số 18/2015/NĐ-CP ngày 14 tháng 02 năm 2015 của Chính phủ quy định về quy hoạch bảo vệ môi trường, đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường.

+ *Biện pháp giảm thiểu tác động tiêu cực do các dự án nguồn điện khác*

Đối với điện mặt trời, ngay từ bây giờ cần có những quy định cụ thể, ngay từ khi hình thành dự án, quy định chặt chẽ ràng buộc trách nhiệm nhà sản xuất, nhà cung ứng tấm Panel để họ có trách nhiệm thu hồi, hoặc khuyến khích những nhà đầu tư tái chế. Đối với tác động do chiếm đất, cần thực hiện nghiêm túc hướng dẫn của các cơ quan

quản lý nhà nước về giới hạn diện tích cho các dự án điện mặt trời. Đồng bộ hóa từ khâu quy hoạch, phê duyệt, thiết kế, xây dựng, tránh tình trạng mật độ tập trung dự án quá lớn ảnh hưởng đến dân sinh kinh tế, môi trường tự nhiên.

Đối với các dự án điện gió, cũng cần làm rõ trách nhiệm của các bên, đặc biệt là đối với việc xử lý chất thải khi kết thúc dự án. Nên cập nhật sử dụng các thiết bị công nghệ cao để giảm thiểu các tác động đối với môi trường. Công tác quy hoạch, xây dựng, phê duyệt, quản lý vận hành đồng bộ cũng rất quan trọng trong việc giảm thiểu tác động tiêu cực đến môi trường của các dự án điện gió. Đặc biệt đối với điện gió ngoài khơi, là các công trình ảnh hưởng trực tiếp đến an ninh hàng hải, chủ quyền lãnh thổ quốc gia, nên phải có sự quan tâm đặc biệt và liên kết quản lý chặt chẽ bởi cơ quan quản lý các cấp.

16.4. PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG ĐẾN MÔI TRƯỜNG CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN VÀ KIẾN NGHỊ CÁC GIẢI PHÁP GIẢM THIỂU TÁC ĐỘNG XẤU ĐẾN MÔI TRƯỜNG

16.4.1. Các vấn đề môi trường của chương trình phát triển lưới điện

a. Chiếm đất, di dân và phân cắt hệ sinh thái

Theo Nghị định số 106/2005/NĐ-CP ngày 17 tháng 8 năm 2005 Quy định chi tiết và hướng dẫn một số điều của Luật Điện lực về bảo vệ an toàn công trình lưới điện cao áp của Chính phủ và Nghị định số 81/2009/NĐ-CP ngày 12 tháng 10 năm 2009 về việc sửa đổi, bổ sung một số điều của nghị định số 106/2005/NĐ-CP ngày 17 tháng 8 năm 2005 Quy định chi tiết và hướng dẫn một số điều của Luật Điện lực về bảo vệ an toàn công trình lưới điện cao áp, đã quy định Chiều rộng hành lang được giới hạn bởi hai mặt thẳng đứng về hai phía của đường dây, song song với đường dây, có khoảng cách từ dây ngoài cùng về mỗi phía khi dây ở trạng thái tĩnh cho đường dây thuộc cấp điện áp 220kV và 500kV lần lượt là 6 và 7m. Với quy định này có thể thấy diện tích chiếm đất của các công trình đường dây là khá lớn do các tuyến đường dây thường kéo dài qua nhiều xã, huyện, tỉnh... công tác thỏa thuận đèn bù và giải phóng mặt bằng thường gặp nhiều khó khăn. Đơn cử như việc giải phóng mặt bằng cho đường dây đường dây 500 kV mạch 3 bao gồm 3 dự án:

- Đường dây 500 kV Nhiệt điện Quảng Trạch-Vũng Áng và sân phân phối 500 kV Trung tâm Điện lực Quảng Trạch

- Đường dây 500 kV Quảng Trạch-Dốc Sỏi và đường dây 500 kV Dốc Sỏi-Pleiku 2 có chiều dài 742 km, với tổng số 1.606 vị trí cột, đi qua địa bàn 9 tỉnh, thành phố gồm: Hà Tĩnh, Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên Huế, thành phố Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi, Kon Tum và Gia Lai. Trong đó có 651 vị trí móng tương đương với khoảng 1.177ha đất rừng phải chuyển đổi mục đích sử dụng cho cột và hành lang an toàn.

- Đường dây 220 kV Nha Trang - Tháp Chàm, một điểm nóng về giải tỏa công suất khác, hiện có 55 trong số 176 vị trí móng cột điện đi qua rừng tự nhiên, phải báo cáo Thủ tướng để có quyết định chuyên đổi đất rừng. Ngoài ra việc di dân tái định cư để dành đất cho xây dựng tuyến đường dây cũng cần được quan tâm, định hướng tương lai mặc dù không gây ảnh hưởng nhiều như việc xây dựng các thủy điện lớn nhưng số người phải di dân hoặc bị ảnh hưởng cũng không nhỏ như dự án ĐD 500kV Sơn La - Hiệp Hòa có tổng vốn đầu tư trên 2.801 tỷ đồng do NPT làm chủ đầu tư. Đường dây được thiết kế 2 mạch, điểm đầu là TBA 500 kV Sơn La, điểm cuối là TBA 500 kV Hiệp Hòa. Đường dây dài 269,1 km với 545 vị trí cột, đi qua 19 huyện thị của 5 tỉnh Sơn La, Phú Thọ, Vĩnh Phúc, Thái Nguyên và Bắc Giang khiến cho 500 hộ dân phải di dời ra khỏi hành lang tuyến.

Mức độ chia cắt các hệ sinh thái do đường dây truyền tải rất khác nhau. Một số tuyến chỉ bị chia cắt một phần nhưng nhiều tuyến truyền tải đã tạo nên nhiều vùng chia cắt. Các giá trị về dịch vụ sinh thái khác có thể bị ảnh hưởng do xây dựng các đường dây truyền tải điện còn phải kể đến đó là: khu vực có tiềm năng du lịch (rừng quốc gia, khu bảo tồn) nếu các tuyến đường dây tải điện đi qua các khu vực này sẽ làm giảm tính hấp dẫn của địa điểm làm cho doanh thu và sinh kế của người dân địa phương giảm hoặc thậm chí không thể phát triển được. Hơn nữa, các đường dây truyền tải cũng cần phải có các dịch vụ phụ trợ như đường vận chuyển và phục vụ tuyến đường dây. Đây là điều kiện làm gia tăng khả năng xâm phạm rừng và gây suy giảm rừng. Thiệt hại này mặc dù không thể định lượng được nhưng rõ ràng rằng, đây cũng là mối đe dọa lớn đến nguồn tài nguyên rừng trong quá trình xây dựng đường dây tải điện khi xuyên qua các khu rừng.

Theo tuyến truyền tải đề xuất trong quy hoạch, các đường dây truyền tải điện sẽ đi qua một số vùng Bảo Tồn, vùng có đa dạng sinh học điển hình (KBAs) và cần phải xác định đường dây nào sẽ đi qua khu vực rừng, khu bảo tồn hoặc khu có đa dạng sinh học cao, diện tích rừng bị mất hoặc xâm phạm lớn để điều chỉnh tuyến cho hợp lý ở giai đoạn sau. Giai đoạn 2021-2045, việc xây mới và cải tạo 220 TBA 500kV, 320 TBA 220kV và 10086 km ĐZ 500kV, 14663 km DZ 200kV sẽ cần diện tích đất khá lớn để triển khai các dự án này. Dự báo diện tích đất cần sử dụng cho đường dây và trạm cho QHĐ VIII sẽ được đề cập ở chương XVII của báo cáo Quy hoạch

b. Tác động của điện từ trường

Tác động cuối cùng được xem xét đến trong phần phát triển lưới truyền tải là vấn đề ảnh hưởng đến sức khỏe của con người do điện từ trường (EMF) của hệ thống đường dây truyền tải và trạm biến áp. Các nguồn điện từ trường được chia thành hai nhóm:

- Nhóm 1: Nguồn phát xạ điện từ tần số thấp ($0\div3\text{kHz}$)
- Nhóm 2: Nguồn phát xạ điện từ tần số cao ($3\div\text{GHz}$)

Trong đó nhóm 1 gồm có: các hệ thống sản xuất, biến đổi và truyền tải điện năng (nhà máy điện, đường dây truyền tải, trạm biến áp...), các thiết bị điện trong sản xuất (công nghiệp, nông nghiệp, giao thông, du lịch, thương mại, thiết bị điện công sở, gia dụng...), các thiết bị kỹ thuật điện – điện tử...

Trong số các nguồn trường điện tần số thấp, người ta đặc biệt quan tâm đến trường điện từ của dòng điện tần số công nghiệp. Các thiết bị cao áp trên 330kV phát ra môi trường xung quanh một trường điện từ mạnh, ảnh hưởng đến sức khỏe của con người. Ở các thiết bị dưới 330kV trường điện từ có cường độ thấp hơn và hầu như không gây ảnh hưởng xấu đáng kể đến các đối tượng sinh vật. Các đường dây truyền tải điện cao và siêu cao áp có cường độ từ trường và cường độ điện trường đến 25A/m và 15kV/m. Các kết quả nghiên cứu đã xác định rằng tại một điểm bất kỳ trong trường của thiết bị điện siêu cao áp (tần số 50 Hz), năng lượng của điện bởi cơ thể với sự hấp thụ bởi cơ thể người gấp 50 lần so với sự hấp thụ trong từ trường (trong vùng làm việc của thiết bị phân phối 750kV cường độ từ trường khoảng 20-25A/m). Sự tác động tiêu cực của trường điện từ dòng điện tần số công nghiệp chỉ được thể hiện ở cường độ từ trường ở mức $150 \div 200$ A/m, do đó sự đánh giá mức độ nguy hiểm của trường điện từ của hệ thống truyền tải điện siêu cao áp chỉ được tiến hành chủ yếu theo cường độ điện trường.

Theo quy định của Việt Nam trong tiêu chuẩn ngành về “Mức cho phép của cường độ điện trường tần số công nghiệp và quy định về việc kiểm tra tại vị trí làm việc” ban hành quy định của cường độ điện trường tần số công nghiệp theo thời gian làm việc, đi lại trong vùng bị ảnh hưởng và quy định việc kiểm tra cường độ điện trường tại nơi làm việc. Thời gian cho phép làm việc trong một ngày đêm phụ thuộc vào cường độ điện trường như bảng sau:

Bảng 16.7. Cường độ điện trường và giới hạn cho phép làm việc trong 1 ngày đêm.

Cường độ điện trường (kV/m)	< 5	5	8	10	12	15	18	20	20 < E ≤ 25	> 25
Thời gian cho phép làm việc (h)	Không hạn chế	8	4,25	3	2,2	1,33	0,8	0,5	1/6 (10 phút)	0

Như vậy, vùng ảnh hưởng của điện trường là khoảng không gian trong đó cường độ điện trường tần số công nghiệp > 5 kV/m. Với cường độ điện trường ≤ 5 kV/m thì công nhân vận hành đường dây và trạm, dân cư sinh sống dưới và gần đường dây điện không bị ảnh hưởng đến sức khỏe.

Hơn nữa, quy định này cũng được quy định cụ thể tại Nghị định số 14/2014/NĐ-CP ngày 26/02/2014 của Chính Phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực về an toàn điện.

Bảng 16.8. thời gian làm việc tại nơi có điện trường được quy định

Cường độ điện trường E (kV/m)	< 5	5	8	10	12	15	18	20	20 < E < 25	25
Thời gian cho phép làm việc trong một ngày đêm (phút)	Không hạn chế	480	255	180	130	80	48	30	10	0

Nghị định này quy định chi tiết giới hạn cường độ điện trường trong khu vực trạm điện 220kV trở lên nơi có người thường xuyên làm việc. Khoảng cách an toàn khi xây dựng lưới điện cao áp tính từ dây ngoài cùng sang hai bên, tính theo chiều cao đường dây từ điểm vồng thấp xuống mặt đất khi đi qua khu vực thành phố và khu vực dân cư là 6m đối với đường dây 500kV và 220kV. Và biện pháp đảm bảo an toàn theo các quy định này cần phải được tuân thủ trong giai đoạn triển khai thực hiện các dự án cụ thể thuộc quy hoạch phát triển này.

16.4.2. Giải pháp giảm thiểu tác động xấu đến môi trường

Tác động đến môi trường do phát triển đường dây truyền tải rất khó để giảm thiểu hay nói cách khác là chỉ có thể thay đổi lộ trình tuyến đường dây để sao cho chỉ đi qua những vùng ít ảnh hưởng nhất đến hệ sinh thái và đa dạng sinh học. Do vậy, đây là giải pháp cực kỳ quan trọng đối với các hệ sinh thái bị chia cắt bởi tuyến đường dây đi qua và được áp dụng để khuyến cáo các dự án trong quy hoạch có tuyến đường dây đi qua các rừng quốc gia cần phải có những nghiên cứu đánh giá cụ thể phương án điều chỉnh ở giai đoạn thiết kế chi tiết nhằm hạn chế phạm vi và mức độ chia cắt.

Với các tuyến đường dây truyền tải không thể điều chỉnh hướng tuyến, gây chia cắt hệ sinh thái, giải pháp dựng các hàng rào bao quanh những khu vực cần phải bảo vệ còn lại sau khi bị chia cắt giúp ngăn ngừa và kiểm soát sự xâm phạm của các loại phương tiện và hoạt động khai thác rừng lấy gỗ hoặc khai thác động vật hoang dã. Giải pháp này nên được quy định như một yêu cầu bắt buộc trong các văn bản pháp luật.

Xem xét phương án thiết kế lưới hợp lý để giảm sự cố, giảm tổn thất; sử dụng lưới điện thông minh smart grid để giảm tổn thất truyền tải và phân phối, xem xét phát triển lưới một chiều DC hoặc lưới có điện thế siêu cao 750KV nhằm giảm khối lượng lưới truyền tải điện.

Thực hiện việc thông báo cho cộng đồng dân cư và các chi cục Kiểm lâm thuộc Sở Nông nghiệp và phát triển nông thôn tỉnh về hành lang tuyến, những tác động môi trường có thể xảy ra của dự án và các giải pháp bảo vệ sẽ thực hiện để nhận được sự góp ý và phối hợp của cộng đồng trong quá trình xây dựng và thực hiện chương trình quản lý bảo vệ rừng đảm bảo giảm tối đa các thiệt hại có thể đến rừng.

16.5. DỰ BÁO RỦI RO SỰ CỐ THIÊN TAI VÀ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU ĐẾN CÁC CÔNG TRÌNH ĐIỆN VÀ PHƯƠNG ÁN QUY HOẠCH ĐIỆN ĐẾN BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU

a. Hiện tượng bão lũ, hạn hán, ngập lụt, nắng nóng, sạt lở

Các loại rủi ro sự cố môi trường thường xảy ra có thể kể đến là: bão lũ, ngập lụt, nắng nóng, hạn hán, sạt lở bờ sông-biển, trượt lở, lũ quét, hạn hán, xâm nhập mặn, giông sét. Với các loại hình rủi ro sự cố môi trường nêu trên các công trình và dự án điện thường phải đối mặt với các loại hình rủi ro này.

Bị ảnh hưởng nặng nề của BĐKH nên trong những năm qua Việt Nam nói chung và ngành điện nói riêng đã chịu nhiều hậu quả nghiêm trọng, gây thiệt hại lớn mà nguyên nhân chính là do các hiện tượng cực đoan của thời tiết gây ra: hạn hán, mưa lũ, trượt lở đất... Tác động dễ nhận thấy nhất là chế độ mưa bất thường khiến lũ trên các sông dâng cao đột ngột trong thời gian rất ngắn, không theo quy luật dẫn đến các thủy điện phải xả lũ đồng loạt gây thiệt hại cho hạ du hoặc hạn hán kéo dài khiến tình trạng xâm nhập mặt ngày càng nghiêm trọng, đặc biệt là trong khi mực nước biển ngày càng dâng cao.

Thống kê thiệt hại hàng năm của ngành điện do thiên tai giai đoạn 2014-2019 cho thấy, năm 2017 là năm thiệt hại lớn nhất của ngành điện với giá trị thiệt hại lên đến 59.959 tỷ đồng. Thiệt hại các năm được đưa cụ thể ở bảng sau:

Bảng 16.9. Thống kê thiệt hại hàng năm do thiên tai của quốc gia

TT	Năm	Ngành điện			Tổng thiệt hại (tỷ đồng)
		Cột điện bị đổ gãy	Dây điện bị đứt (m)	Trạm	
	2014	1.877	15.306	15	2.828
1	2015	661	2.820		8.113
2	2016	32.893	415.463		39.762
3	2017	18.207	837.912		59.959
4	2018	1.639	31.970		20.000
5	2019	760	10.552		6.862
6	07/2020				3.933

Nguồn: Tổng cục Thống kê

b. Phòng tránh Rủi ro sự cố môi trường

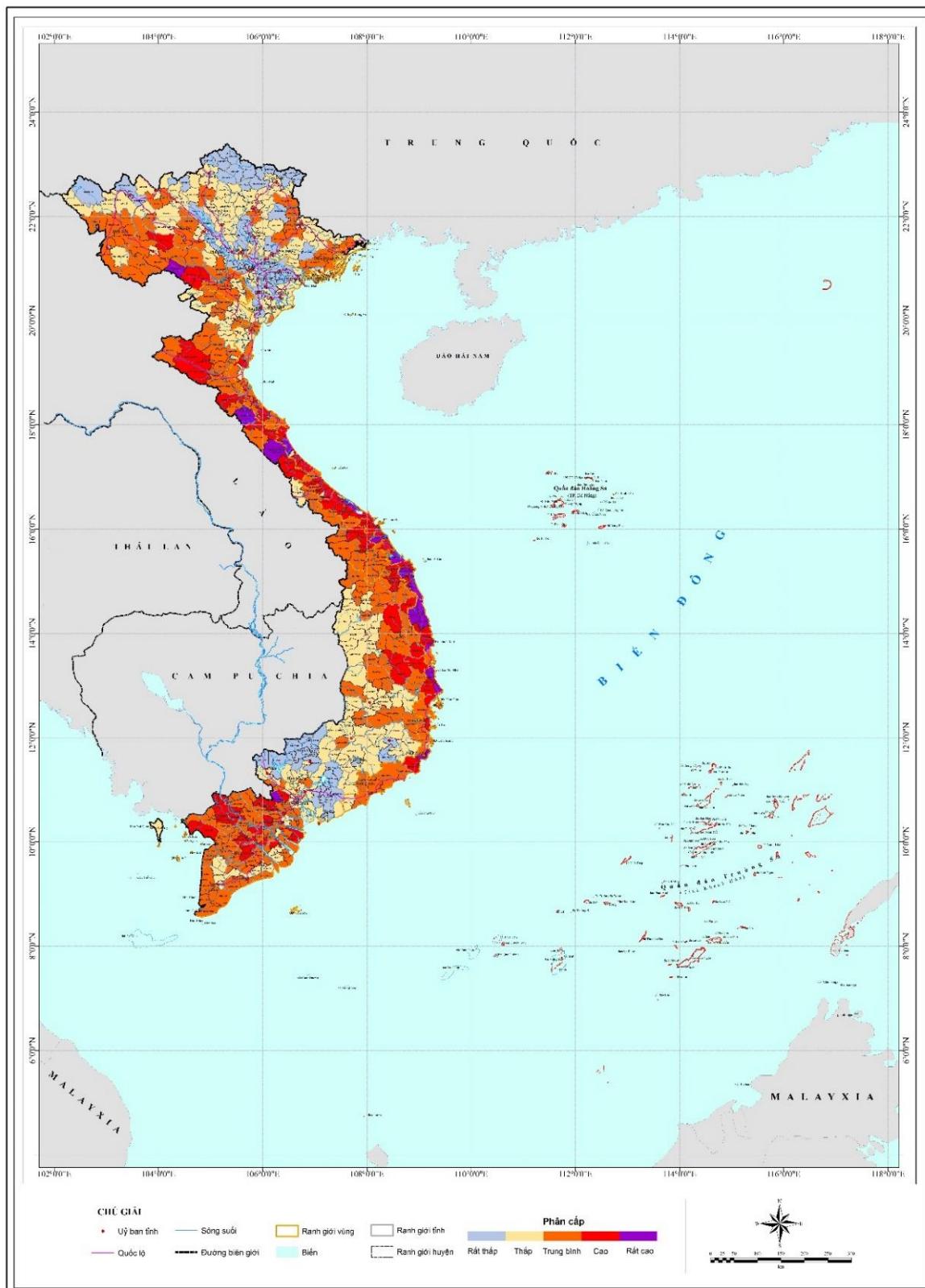
Để phòng tránh và hạn chế những rủi ro do thiên tai gây ra, dựa trên kết quả dự báo các vùng có nguy cơ cao xảy ra các loại hình rủi ro thiên tai để tránh hoặc có giải pháp thiết kế đảm bảo cho các công trình điện thiết kế, xây dựng trong tương lai. Với các công trình điện hiện đang vận hành, căn cứ trên phân vùng rủi ro này để có các

giải pháp đề phòng và ứng phó phù hợp. Cũng cần phải được xem xét kỹ các đặc trưng vùng có nguy cơ rủi ro trong bảng đồ phân vùng thiên tai dưới đây và xem các mức độ rủi ro khác nhau để có giải pháp thiết kế, ứng phó và vận hành phù hợp. Bản đồ dưới đây cho thấy vùng có nguy cơ xảy ra rủi ro, thiên tai cao là vùng miền trung và đồng bằng sông Cửu Long ở Miền Nam, nơi xuất hiện mảng màu đỏ rực và đôi chỗ chuyển sang tím, do đó các công trình điện khi được đặt ở vị trí này cần phải đặc biệt chú ý trong quá trình thiết kế để hạn chế tối đa rủi ro.

Đối với hệ thống lưới điện, để phòng tránh rủi ro đến công trình lưới, đến con người và hệ sinh thái, cần phải đảm bảo tuân thủ các quy định trong **Nghị định số 106/2005/NĐ-CP** ngày 17/8/2005 Quy định chi tiết và hướng dẫn một số điều của Luật Điện lực về bảo vệ an toàn công trình lưới điện cao áp của Chính phủ và Nghị định số 81/2009/NĐ-CP ngày 12 tháng 10 năm 2009 về việc sửa đổi, bổ sung một số điều của nghị định số 106/2005/NĐ-CP ngày 17 tháng 8 năm 2005 Quy định chi tiết và hướng dẫn một số điều của Luật Điện lực về bảo vệ an toàn công trình lưới điện cao áp, đã quy định Chiều rộng hành lang tuyếnn.

Như vậy, nếu thực hiện tốt các giải pháp này, sẽ hạn chế được tác động ở cả hai chiều của hoạt động sản xuất và truyền tải điện.

BẢN ĐỒ PHÂN VÙNG NGUY CƠ THIÊN TAI



Hình 16.4: Bản đồ phân vùng nguy cơ thiên tai

CHƯƠNG 17. TỔNG HỢP NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT CHO CÁC CÔNG TRÌNH ĐIỆN

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Giai đoạn 2021-2030, tổng diện tích đất dành cho các công trình điện là 80 nghìn ha trong đó: lưới điện 220-500kV khoảng 45 nghìn ha, điện mặt trời khoảng 30 nghìn ha, điện gió onshore khoảng 6 nghìn ha. Diện tích mặt biển của điện gió offshore khoảng 37 nghìn ha.

Giai đoạn 2031-2045, tổng diện tích đất dành cho các công trình điện khoảng 102 nghìn ha, trong đó: lưới điện 220-500kV khoảng 28 nghìn ha, điện mặt trời khoảng 62 nghìn ha, điện gió onshore là 8 nghìn ha. Diện tích mặt biển của điện gió offshore là 260 nghìn ha.

Theo quyết định số 2908/QĐ-BRNMT ngày 13/11/2019 về phê duyệt và công bố diện tích đất đai năm 2018 của Việt Nam tính đến ngày 31/12/2018 như sau: tổng diện tích đất tự nhiên của Việt Nam là 33.123.597 ha trong đó:

- Đất nông nghiệp là 11.498.497 ha
- Đất rừng: 14.940.863 ha
- Đất mặt nước: 1.780.148
- Đầm lầy: 721.676 ha
- Đất chuyên dụng: 1.893.141 ha
- Còn lại là đất chưa sử dụng chủ yếu là đồi núi với khoảng hơn 2 triệu ha

Căn cứ theo quy mô công suất các nguồn điện ở kịch bản cơ sở và quy mô lưới điện tăng ước tính được tổng nhu cầu điện trong từng giai đoạn quy hoạch như bảng sau:

Bảng 17.1. Tổng nhu cầu đất ước tính cho các công trình điện trong các giai đoạn

Giai đoạn	Tổng S chiếm đất tăng thêm trong từng giai đoạn (ha)				
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Trạm biến áp 500kV	6.637	2.633	4.932	3.634	2.818
Trạm biến áp 220kV	5.050	3.046	3.655	2.606	2.473
Đường dây 500kV	7.251	3.160	3.529	1.382	232
Đường dây 220kV	13.472	3.493	1.610	500	436
Điện mặt trời	10.980	10.890	14.940	20.610	25.830
Điện gió onshore	2.972	2.867	2.380	1.365	3.885
Nhiệt điện than	5.293	1.030	1.535	1.540	1.084
Nhiệt điện khí	322	423	556	490	448
Thủy điện	40.005	1.425	0	0	0
Thủy điện nhỏ	3.108	445	1.272	848	1.697
Tổng S chiếm đất (ha)	95.089	29.412	34.408	32.974	38.902
Điện gió offshore (diện tích mặt biển-ha)	0	37.200	93.000	130.200	130.200

Nguồn: Viện Năng lượng, 2020

Với tổng diện tích đất cho phát triển điện giai đoạn quy hoạch đến 2030 là 95.089ha và đến 2045 diện tích đất cho năng lượng tăng thêm 38.902 ha, diện tích đất

tăng lũy kế đến giai đoạn cuối của quy hoạch là **230,784 ha**. Tổng diện tích dự báo được đánh giá không quá lớn so với diện tích đất chưa sử dụng của cả nước trong cả giai đoạn quy hoạch. Tuy nhiên, do diện tích đất chưa sử dụng chủ yếu là ở vùng đồi núi nên sẽ có một phần diện tích dự báo này được lấy từ diện tích đất nông nghiệp, rừng và đất chuyên dụng. Nhưng do chưa có vị trí cụ thể của các dự án nên chưa thể xác định được mức độ ảnh hưởng của diện tích từng loại đất cho ngành điện trong giai đoạn quy hoạch đến năm 2030 và tầm nhìn đến 2045.

Đến năm 2030, còn có thêm khoảng 44.983 ha đất được huy động cho các dự án thủy điện và thủy điện nhỏ. Như vậy, dự báo tổng diện tích đất lũy kế đến năm 2030 cho toàn ngành điện dự kiến là **124.501ha**.

Theo ước tính với dự báo công suất điện ngoài khơi được phát triển trong giai đoạn đến 2030, tổng diện tích mặt biển cần sử dụng cho các dự án điện gió ngoài khơi là **37.200ha**. Diện tích mặt biển sử dụng cho các dự án điện gió ngoài khơi sẽ tăng lên khoảng 260.400 ha vào năm 2040 và tăng lên 390.600 ha năm 2045.

Chi tiết tính toán cho diện tích đất và mặt biển dự kiến sẽ huy động cho từng loại hình sản xuất và truyền tải điện được mô tả dưới đây.

17.1. TỔNG NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT CHO CÁC CÔNG TRÌNH TRẠM BIỂN ÁP

Theo số liệu thống kê diện tích đất sử dụng cho các trạm biến áp đã được xây dựng từ các địa phương, diện tích sử dụng đất tính trung bình cho mỗi 100MVA của trạm biến áp (TBA) 500kV là 12,36 ha và 100MVA của trạm biến áp cấp 220kV là 9,65 ha. Ước tính tổng nhu cầu sử dụng đất trong giai đoạn 2021-2045 của trạm 500kV khoảng 20.654 ha và trạm 220kV khoảng 16.829 ha.

Bảng 17.2. Nhu cầu sử dụng đất cho TBA 500kV giai đoạn 2021-2045

Giai đoạn	Tổng S chiếm đất (ha)				
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Trạm biến áp 500kV	6.637	2.633	4.932	3.634	2.818
Trạm biến áp 220kV	5.050	3.046	3.655	2.606	2.473

17.2. TỔNG NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT CÁC CÔNG TRÌNH ĐƯỜNG DÂY TRUYỀN TẢI

Theo quy định trong Quy phạm Trang bị điện, phần II “Hệ thống đường dẫn điện” số 11TCN-19-2006” của Bộ Công Nghiệp, mục II.5.46 có quy định: Trên cột nhiều mạch của ĐDK, khoảng cách tại cột giữa các dây dẫn gần nhất của hai mạch liền kề cùng điện áp không được nhỏ hơn:

- 6m đối với ĐDK điệp áp 220kV
- 8,5m đối với ĐDK điệp áp 500kV.

Ngày 17/8/2005, Chính phủ đã ban hành Nghị định số 106/2005/NĐ-CP quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Điện lực về bảo vệ an toàn công trình lưới điện cao áp. Chiều rộng hành lang được giới hạn bởi hai mặt thẳng đứng về hai phía của đường dây, song song với đường dây, có khoảng cách từ dây ngoài cùng về mỗi phía khi dây ở trạng thái tĩnh theo quy định trong bảng sau:

Điện áp	66-110 kV	220 kV	500 kV
	Dây trần		
Khoảng cách	4 m	6 m	7 m

Căn cứ theo các quy định trên, nhu cầu sử dụng đất dành cho đường dây truyền tải tính đến 2045 cho đường dây 500 kV là 15.552 ha, đường dây 220kV là 19.511 ha, trong đó:

Bảng 17.3. Nhu cầu sử dụng đất cho đường dây 500kV giai đoạn 2021-2045

Giai đoạn	Tổng S chiếm đất (ha)				
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Đường dây 500kV	7.251	3.160	3.529	1.382	232
Đường dây 220kV	13.472	3.493	1.610	500	436

17.3. TỔNG HỢP NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT CHO CÁC CÔNG TRÌNH NGUỒN ĐIỆN

17.3.1. Tổng hợp nhu cầu sử dụng đất cho các dự án thủy điện.

Theo số liệu thống kê từ các dự án thủy điện lớn đã được xây dựng, diện tích đất trung bình cần chuyển đổi cho 1 MW thủy điện đối với các thủy điện có công suất từ 30MW trở lên là 15ha/1MW.

Dự báo nhu cầu sử dụng đất cho phát triển thủy điện trong giai đoạn tới của quy hoạch điện 8 như sau:

Bảng 17.4. Nhu cầu sử dụng đất của thủy điện có công suất từ 30MW trở lên, giai đoạn 2021-2045

TT	Nội dung	Giai đoạn				
		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1	Công suất tăng thêm (MW)	2.667	95	0	0	0
2	Diện tích chiếm đất (ha)	40.005	1.425	0	0	0

Theo thống kê từ các dự án thủy điện nhỏ, diện tích đất cần chuyển đổi cho 1 MW thủy điện đối với các thủy điện có công suất nhỏ hơn 30MW là 4,24ha/1MW. Dự báo nhu cầu sử dụng đất cho các dự án Thủy điện có công suất nhỏ hơn 30MW giai đoạn quy hoạch tới như sau:

Bảng 17-5. Nhu cầu sử dụng đất của thủy điện (có công suất nhỏ hơn 30MW) giai đoạn 2021-2045

TT	Nội dung	Giai đoạn				
		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1	Công suất tăng thêm (MW)	733	105	300	200	400
2	Diện tích chiếm đất (ha)	3.108	445	1.272	848	1.697

Như vậy, tổng nhu cầu sử dụng đất cho Thủy điện theo QHĐ8 đến năm 2030 là khoảng **44.983** ha và đến năm 2045 là khoảng **48.800** ha.

17.3.2. Tổng nhu cầu sử dụng đất cho các dự án nhiệt điện

a. Các dự án nhiệt điện than

Với các dự án nhiệt điện than, ngoài diện tích đất sử dụng để xây dựng nhà máy, kho, cảng còn có phần diện tích đất làm bãi xỉ khá lớn. Theo thống kê trung bình 1MW nhiệt điện than cần sử dụng 0,35ha. Như vậy, nhu cầu sử dụng đất cho các nhà máy nhiệt điện than ở các giai đoạn quy hoạch như dự báo ở bảng sau:

Bảng 17.6. Nhu cầu sử dụng đất cho nhiệt điện than theo từng giai đoạn

TT	Nội dung	Giai đoạn				
		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1	Công suất tăng thêm (MW)	15.312	2.980	4.440	4.455	3.135
2	Diện tích chiếm đất (ha)	5.293	1.030	1.535	1.540	1.084

Tổng nhu cầu sử dụng đất cho các dự án nhiệt điện than (cả than nội và than nhập) tính đến năm 2030 theo QHĐ8 khoảng 6.324 ha và đến năm 2045 khoảng 10.482 ha.

b. Các dự án nhiệt điện khí, dầu

Theo thống kê, trung bình mỗi 1 MW nhiệt điện khí hoặc dầu cần 0,04 ha đất. Tính đến năm 2045 diện tích đất cần sử dụng để phát triển các dự án nhiệt điện khí, dầu là khoảng 2.238 ha. Trong đó:

Bảng 17.7. Nhu cầu sử dụng đất cho nhiệt điện khí/dầu theo từng giai đoạn

TT	Nội dung	Giai đoạn				
		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1	Công suất tăng thêm (MW)	8.264	10.872	14.283	12.585	11.500
2	Diện tích chiếm đất (ha)	322	423	556	490	448

17.3.3. Tổng nhu cầu sử dụng đất cho các loại hình nguồn khác

a. Điện mặt trời

Theo thông tư 16/2017/TT-BCT ngày 12/9/2017 của Bộ Công thương quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời, điều 10, mục 4 đã nêu rõ: Diện tích sử dụng đất lâu dài không quá 1,2 ha/ 01 MWp cho loại hình công nghệ trực cố định. Tuy nhiên do đặc thù của từng loại công nghệ, đặc điểm địa hình địa vật tự nhiên của một số khu vực mà diện tích cho 1 MW điện mặt trời có thể giao động từ 1,2 đến 1,8 ha. Căn cứ trên hướng dẫn này của Bộ Công thương và tình hình thực tế, nhu cầu sử dụng đất cho phát triển các dự án điện mặt trời tính đến 2045 là từ 55.550 – 83.250 ha. Trong đó:

Bảng 17.8. Nhu cầu sử dụng đất cho điện mặt trời theo từng giai đoạn

TT	Nội dung	Giai đoạn				
		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1	Công suất tăng thêm (MWp)	6.100	6.050	8.300	11.450	14.350
2	Diện tích chiếm đất (ha)	7.320 – 10.980	7.260 – 10.890	9.960 – 14.940	13.740 – 20.610	17.220 – 25.830

b. Điện gió trên bờ hoặc ven bờ

Theo Thông tư 02/2019/TT-BCT ngày 15/01/2019 quy định thực hiện phát triển dự án điện gió và hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện gió, mục 2, Điều 12 quy định: “Diện tích đất sử dụng đất cho dự án điện gió phải phù hợp với quy mô công suất công trình. Suất sử dụng đất có thời hạn của dự án điện gió không quá không phẩy ba lăm (0,35) ha/MW. Diện tích sử dụng đất tạm thời của dự án điện gió không quá không phẩy ba (0,3 ha/MW)”.

Căn cứ trên hướng dẫn này của Bộ Công thương, nhu cầu sử dụng đất cho phát triển các dự án điện gió trên bờ hoặc ven bờ tính đến 2045 là khoảng 13.468 ha, trong đó:

Bảng 17.9. Nhu cầu sử dụng đất cho điện gió trên bờ và ven bờ theo từng giai đoạn

TT	Nội dung	Giai đoạn				
		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1	Công suất tăng thêm (MWp)	8.490	8.190	6.800	3.900	11.100
2	Diện tích chiếm đất (ha)	2.972	2.867	2.380	1.365	3.885

c. Điện gió ngoài khơi

Căn cứ tài liệu Capacity Densities of European Offshore Wind Farms, cứ 5,36MW điện gió chiếm 1km² (~18.6 ha cho 1 MW) như vậy có thể ước tính được

diện tích mặt biển sẽ chiếm dụng để phát triển các dự án điện gió theo kịch bản cơ sở của Quy hoạch.

Theo đó, đến năm 2030 có khoảng 2.000 MW điện gió ngoài khơi vào và đến năm 2045 có khoảng 21.000 MW, tương ứng với đó diện tích biển sử dụng cho các dự án ước tính khoảng 37.200 ha năm 2030 và tăng lên 390.600 ha vào năm 2045.

Như vậy, tổng nhu cầu diện tích đất cho các loại hình nguồn điện, đường dây và trạm biến áp cần cho QHĐ8 giai đoạn 2021-2045 là: **230.784ha**. Theo Quyết định số 2908/QĐ-BTNMT ngày 13/11/2019 phê duyệt và công bố kết quả thống kê diện tích đất đai năm 2018 của Việt Nam, tính đến 31/12/2018 tổng diện tích đất dành cho năng lượng là 185.302 ha, chiếm khoảng 0,56 % tổng diện tích cả nước. Cũng theo thống kê này, hiện nay diện tích đất chưa sử dụng của cả nước vào khoảng 2.060.393 ha, trong đó: đất bằng là 212.150 ha; đất đồi núi: 1.679.784 ha; núi đá không có rừng cây: 168.459 ha. Như vậy, nhu cầu sử dụng đất cho giai đoạn quy hoạch của QHĐ8 theo dự báo sẽ tương đương với khoảng 12,76% so với diện tích đất chưa sử dụng.

Tuy nhiên, do việc phân chia tiềm năng của các loại hình nguồn không đều trên khắp cả nước, nhiều địa phương có tiềm năng về điện tái tạo như Mặt trời, gió sẽ tập trung nhiều nguồn điện này sẽ có áp lực đến các mục đích sử dụng đất của địa phương. Hơn nữa, do đặc thù kỹ thuật của từng loại công trình điện, nên yêu cầu vị trí các dự án điện thành phần có thể sẽ chồng lấn vào các diện tích các loại đất khác như đất ở, đất nông nghiệp, đất rừng khi triển khai các dự án là không thể tránh khỏi.

CHƯƠNG 18. CƠ CHẾ VÀ GIẢI PHÁP THỰC HIỆN QUY HOẠCH

TÓM TẮT CÁC NỘI DUNG CHÍNH

Trên cơ sở chỉ đạo của Chính phủ, QHĐ8 sẽ mang tính định hướng, mang tính mở, tạo ra không gian để huy động và phát huy các nguồn lực từ xã hội. Phương hướng trong thời gian tới là khai thác triệt để các nguồn năng lượng tái tạo, nhưng phải bảo đảm vận hành an toàn, bảo vệ môi trường; phát triển các ngành điện khí, khí hóa lỏng một cách hợp lý để ít phụ thuộc vào nguồn khí nhập khẩu, tạo được điều kiện cho các nhà đầu tư, doanh nghiệp trong nước tham gia vào quá trình sản xuất điện năng, khai thác các nguồn năng lượng như năng lượng tái tạo, điện khí, khí hóa lỏng. Do đó, trong chương này đề án đề xuất các cơ chế và giải pháp để thực hiện quy hoạch, gồm có các nhóm cơ chế và giải pháp sau:

- Nhóm cơ chế trong đầu tư phát triển điện lực
- Nhóm cơ chế để thu hút đầu tư, huy động vốn
- Nhóm cơ chế đảm bảo vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong hệ thống tích hợp cao nguồn NLTT biến đổi.
 - Giải pháp về tổ chức thực hiện và giám sát thực hiện quy hoạch
 - Giải pháp về pháp luật, chính sách;
 - Giải pháp về nội địa hóa thiết bị ngành điện và xây dựng phát triển ngành cơ khí điện:
 - Giải pháp về đổi mới tổ chức quản lý, nâng cao hiệu quả hoạt động điện lực;
 - Giải pháp đảm bảo an ninh cung cấp nhiên liệu;
 - Giải pháp tạo nguồn vốn và huy động vốn đầu tư phát triển ngành điện;
 - Giải pháp về giá điện
 - Giải pháp về bảo vệ môi trường, phòng chống thiên tai
 - Giải pháp về khoa học công nghệ
 - Giải pháp về sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả
 - Giải pháp về phát triển nguồn nhân lực
 - Giải pháp về hợp tác quốc tế
 - Giải pháp về đổi mới tổ chức quản lý, nâng cao hiệu quả hoạt động điện lực

18.1. ĐÁNH GIÁ CÁC CƠ CHẾ THỰC HIỆN QUY HOẠCH ĐIỆN HIỆN NAY

a) Về cơ chế tổ chức

Hiện nay có 2 tổ chức thực hiện chỉ đạo, giám sát và đôn đốc việc thực hiện quy hoạch điện là Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực và Bộ Công Thương.

Năm 2016, Chính phủ đã thành lập Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực. Ban chỉ đạo có nhiệm vụ:

- Chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc việc thực hiện đầu tư xây dựng các công trình nguồn điện, lưới điện trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, đặc biệt là các dự án trọng điểm (do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trên cơ sở đề xuất của Bộ Công Thương) để bảo đảm cung ứng đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước;
- Chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc việc thực hiện chủ trương, chính sách mua bán điện với nước ngoài, phát triển năng lượng tái tạo
- Chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc việc đầu tư xây dựng hạ tầng cơ sở nhập khẩu than, khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) và công tác đàm phán ký kết các hợp đồng nhập khẩu than, LNG cho các dự án nguồn điện
- Chỉ đạo các bộ, ngành, UBND các tỉnh liên quan cùng với chủ đầu tư, các tổ chức tư vấn trong nước và nước ngoài, các nhà thầu thực hiện các nội dung theo nhiệm vụ để đảm bảo tiến độ thi công và chất lượng công trình;
- Chỉ đạo, phối hợp các ngành, các địa phương liên quan giải quyết các vấn đề vướng mắc trong việc thực hiện bồi thường hỗ trợ, di dân, tái định cư, giải phóng mặt bằng các dự án điện.

Nhiệm vụ của Bộ Công Thương trong việc thực hiện quy hoạch điện như sau:

- Định kỳ kiểm tra, đôn đốc các chủ đầu tư, nhà thầu được giao thực hiện các dự án trong danh mục điều chỉnh quy hoạch, kịp thời chỉ đạo và tháo gỡ các vướng mắc trong quá trình đầu tư xây dựng nhằm thực hiện đúng tiến độ được duyệt và đạt hiệu quả đầu tư các dự án. Báo cáo Thủ tướng Chính phủ xem xét xử lý đối với các dự án bị chậm tiến độ.
- Giám sát chặt chẽ tình hình cung - cầu điện, tiến độ thực hiện các dự án nguồn và lưới điện để quyết định điều chỉnh tiến độ các dự án trong điều chỉnh quy hoạch được duyệt hoặc xem xét báo cáo Thủ tướng Chính phủ cho phép bổ sung các dự án mới vào quy hoạch hoặc loại bỏ các dự án không cần thiết ra khỏi quy hoạch.
- Đưa ra cơ chế lựa chọn các nhà đầu tư để phát triển các nguồn điện mới, cơ chế quản lý thực hiện đảm bảo cho các dự án được đầu tư xây dựng và đưa vào vận hành đúng tiến độ.

- Tổ chức đấu thầu quốc tế để lựa chọn nhà đầu tư cho các dự án nguồn điện thực hiện theo hình thức BOT.

Ban Chỉ đạo Quốc gia về Phát triển Điện lực hiện gồm các thành viên là các lãnh đạo của các Bộ ngành, để thực hiện các nhiệm vụ được giao, Ban Chỉ đạo Quốc gia về Phát triển Điện lực đã thành lập Văn phòng Ban Chỉ đạo. Hiện nay Văn phòng Ban Chỉ đạo đang thực hiện chức năng kiểm tra, đôn đốc và cập nhật tiến độ của các dự án. Để Văn Phòng Ban Chỉ đạo có thể thực hiện tốt hơn nhiệm vụ đảm bảo thực hiện quy hoạch điện, cần có các chế tài để Văn phòng Ban Chỉ đạo có thực quyền hơn, đồng thời có trách nhiệm trong việc đảm bảo việc thực hiện của các dự án.

Việc giao dự án cho các chủ đầu tư ngay ở bước phê duyệt quy hoạch đã gây ra khó khăn khi các nhà đầu tư không đủ năng lực thực hiện dự án, sẽ khiến dự án bị chậm tiến độ. Do vậy trong QHĐ8, cần xem xét cơ chế có thể kịp thời chuyển đổi chủ đầu tư và cơ chế để lựa chọn chủ đầu tư có đủ năng lực.

b) Về cơ chế tài chính

Chính phủ đã đưa ra các cơ chế để thu hút đầu tư vào các công trình điện như sau:

+ *Cơ chế BOT thu hút vốn đầu tư nước ngoài:*

Trong những năm vừa qua, do nhu cầu phụ tải tăng rất nhanh, ngành điện đã thiếu vốn để đầu tư cho các dự án nguồn điện, trong khi khu vực tư nhân của Việt Nam còn nhỏ, các nhà đầu tư có khả năng xây dựng các nhà máy điện quy mô lớn là rất hiếm. Vì vậy, cần huy động các dòng vốn nước ngoài và có chính sách ưu đãi để thu hút các dòng vốn này. Chính phủ đã đưa ra những ưu đãi đối với các dự án BOT tại quy định tại Nghị định 63/2018/NĐ-CP ngày 4/5/2018 về đầu tư theo hình thức đối tác công tư (trong đó có hình thức Hợp đồng Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao) như sau:

- Ưu đãi về thuế thu nhập doanh nghiệp theo quy định của pháp luật, được miễn hoặc giảm tiền sử dụng đất đối với diện tích đất được Nhà nước giao, hàng hóa nhập khẩu để thực hiện dự án được hưởng ưu đãi theo quy định của pháp luật về thuế xuất khẩu, thuế nhập khẩu
- Căn cứ vào tính chất và yêu cầu thực hiện dự án, Chính phủ bảo lãnh cung cấp nguyên liệu, tiêu thụ sản phẩm, dịch vụ và các nghĩa vụ hợp đồng khác cho nhà đầu tư, doanh nghiệp dự án hoặc các doanh nghiệp khác tham gia thực hiện dự án và bảo lãnh nghĩa vụ của các doanh nghiệp nhà nước bán nhiên liệu, nguyên liệu, mua sản phẩm, dịch vụ của nhà đầu tư, doanh nghiệp dự án.
- Chính phủ bảo đảm cân đối hoặc hỗ trợ cân đối ngoại tệ cho một số dự án quan trọng trong lĩnh vực năng lượng.

Cơ chế BOT đã thu hút được khá nhiều các nhà đầu tư nước ngoài đầu tư trong lĩnh vực điện, giảm bớt gánh nặng đầu tư cho ngành điện. Đến nay đã có hơn 4GW

nguồn điện BOT đã vào vận hành (chiếm 7% công suất đặt), dự kiến đến năm 2025 sẽ có khoảng 15GW và năm 2030 sẽ có 20GW nguồn BOT (chiếm khoảng 15% trong tổng công suất đặt của hệ thống). Do được đảm bảo về số giờ phát điện, các dự án BOT luôn được vận hành với số giờ rất cao, độ linh hoạt thấp sẽ khiến cho hệ thống tích hợp năng lượng tái tạo cao rất khó vận hành, phải cắt giảm nguồn NLTT. Vì vậy trong giai đoạn tới để phù hợp với định hướng phát triển nguồn NLTT, nên xây dựng lộ trình và cơ chế mua bán điện hợp lý để tạo điều kiện cho các dự án BOT tham gia thị trường.

+ **Cơ chế khuyến khích đầu tư NLTT thông qua hỗ trợ giá FIT cố định:**

Các nguồn NLTT được đảm bảo giá mua điện trong 20 năm theo cơ chế khuyến khích Feed in Tariff của từng loại hình, ngoài ra các dự án NLTT ở Việt Nam còn có thể được hưởng các cơ chế hỗ trợ khác như ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế nhập khẩu thiết bị, ưu đãi về sử dụng đất và tiếp cận tài chính....

Giá điện từ nguồn NLTT hiện cao hơn so với nguồn điện từ nguồn năng lượng truyền thống (nhiệt điện, thủy điện lớn, ...). EVN đang được nhà nước giao thực hiện mua toàn bộ sản lượng điện từ các dự án điện năng lượng tái tạo với mức giá do nhà nước quy định. Như vậy, Tập đoàn Điện lực Việt Nam đang thực hiện chức năng thay nhà nước, chi phí bù giá cho năng lượng tái tạo đang được hòa chung với chi phí của ngành điện, chưa tách rõ ràng trong hóa đơn tiền điện. Khi tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng lên thì thành phần bù giá sẽ ngày càng tăng và ảnh hưởng lớn đến chi phí giá thành ngành điện.

Ngoài ra cơ chế giá FIT cố định cho một loại hình nguồn điện cao, lại áp dụng đồng đều trên cả nước và cho tất cả các dự án sẽ không khuyến khích được sản xuất nội địa hóa các thiết bị để giảm giá thành đầu tư, không khuyến khích đầu tư dự án phù hợp theo từng vùng miền trên cơ sở nhu cầu phụ tải để giảm áp lực truyền tải điện.

Vì vậy sau giai đoạn khuyến khích đầu tư theo giá FIT cố định, cần thiết phải chuyển sang các cơ chế thích hợp hơn. Các nguồn điện gió, mặt trời sẽ có chi phí đầu tư ngày càng giảm, trong tương lai không cần cơ chế hỗ trợ, các nguồn điện gió và mặt trời vẫn có thể cạnh tranh được với các nguồn điện khác.

+ **Cơ chế xã hội hóa đầu tư lưới điện truyền tải**

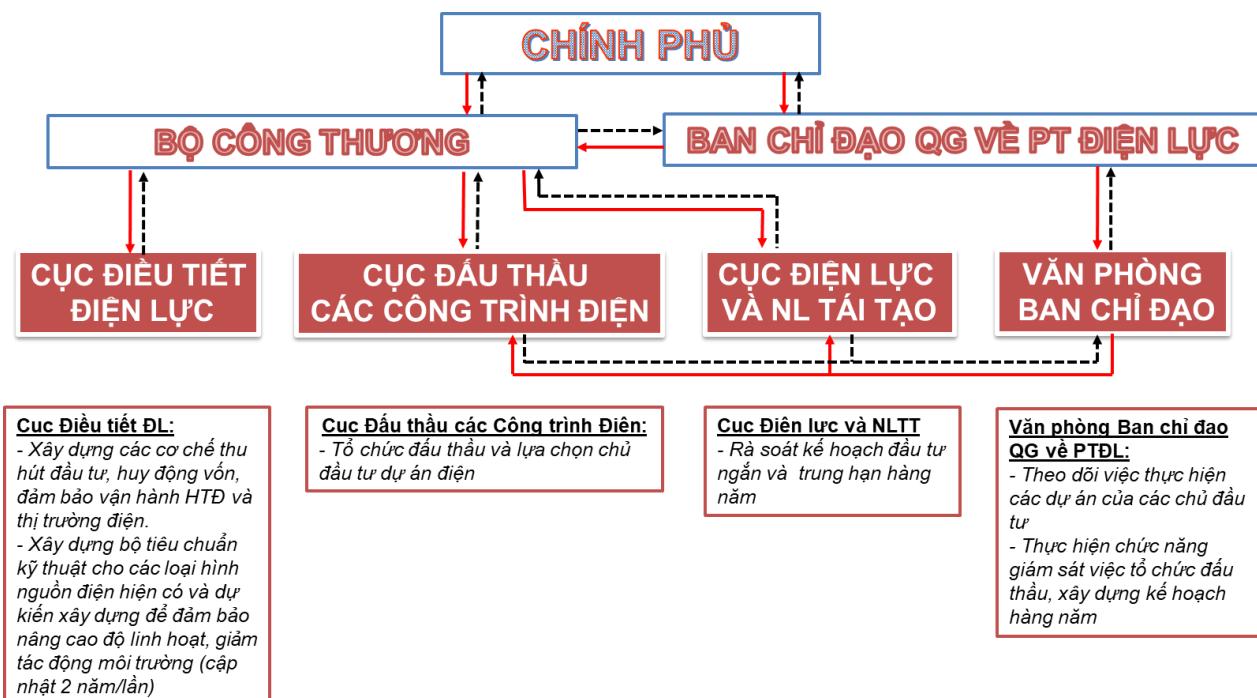
Cơ chế xã hội hóa để đầu tư xây dựng lưới điện truyền tải dưới dạng Quyết định của Thủ tướng Chính phủ được xây dựng trên cơ sở quy định tại Nghị định 63/2018/NĐ-CP ngày 4/5/2018 về đầu tư theo hình thức đối tác công tư. Cụ thể, các hình thức hợp đồng áp dụng là: Xây dựng - Chuyển giao (BT), Xây dựng - Kinh doanh-Chuyển giao (BOT), Xây dựng - Sở hữu - Kinh doanh (BOO). Cục Điều tiết điện lực (Bộ Công Thương) có trách nhiệm xây dựng phương án xác định giá truyền tải điện trong các trường hợp thực hiện đầu tư theo các hình thức hợp đồng BOT và BOO.

Chủ trương này một mặt làm giảm áp lực vốn đầu tư phát triển của Nhà nước (EVN) trong việc đầu tư lưới điện truyền tải, đồng thời, đảm bảo việc thực hiện đồng bộ giữa nguồn điện và lưới điện, từ đó giảm bớt rủi ro về hiệu quả đầu tư trong trường hợp nguồn hoặc lưới điện không đáp ứng tiến độ.

Nghị quyết 55/NQ-TW đã yêu cầu đẩy nhanh lộ trình thực hiện thị trường điện cạnh tranh, cơ chế hợp đồng mua bán điện trực tiếp giữa nhà sản xuất và khách hàng tiêu thụ, cơ chế đấu thầu, đấu giá cung cấp năng lượng phù hợp, đặc biệt trong các dự án đầu tư năng lượng tái tạo, năng lượng mới; minh bạch giá mua bán điện. Có cơ chế khuyến khích thu hút vốn ngoài nhà nước đầu tư xây dựng vào hệ thống truyền tải điện quốc gia. Vận hành hệ thống truyền tải điện quốc gia độc lập dưới sự kiểm soát của Nhà nước.

18.2. ĐỀ XUẤT CÁC CƠ CHẾ THỰC HIỆN QUY HOẠCH ĐIỆN

Trên cơ sở chỉ đạo của Chính phủ, QHĐVIII sẽ mang tính định hướng, mang tính mở, tạo ra không gian để huy động và phát huy các nguồn lực từ xã hội. Phương hướng trong thời gian tới là khai thác triệt để các nguồn năng lượng tái tạo, nhưng phải bảo đảm vận hành an toàn, bảo vệ môi trường; phát triển các ngành điện khí, khí hóa lỏng một cách hợp lý để ít phụ thuộc vào nguồn khí nhập khẩu, tạo được điều kiện cho các nhà đầu tư, doanh nghiệp trong nước tham gia vào quá trình sản xuất điện năng, khai thác các nguồn năng lượng như năng lượng tái tạo, điện khí, khí hóa lỏng... Đề án đề xuất sơ đồ tổ chức thực hiện Quy hoạch điện VIII như sau:



Hình 18.1. Sơ đồ tổ chức thực hiện Quy hoạch Điện VIII.

Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo sẽ thực hiện chức năng tổ chức lập Kế hoạch triển khai Quy hoạch điện VIII trong ngắn hạn, trung hạn và dài hạn theo hàng năm.

Cục Đầu thầu các công trình điện chịu trách nhiệm tổ chức đấu thầu các dự án điện.

Ban Chỉ đạo Quốc gia về Phát triển Điện lực ngoài các chức năng đang thực hiện hiện nay, sẽ là đơn vị giám sát quá trình xây dựng kế hoạch hàng năm của Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, quá trình tổ chức đấu thầu, chấm thầu và lựa chọn nhà thầu của Cục Đầu thầu các công trình điện. Văn phòng Ban Chỉ đạo Quốc gia về Phát triển Điện lực cần giám sát chặt chẽ tình hình triển khai các dự án điện, cung cấp thông tin kịp thời cho Bộ Công Thương để tổ chức lập Kế hoạch triển khai Quy hoạch điện VIII định kỳ từng quý trong năm.

Cục Điều tiết Điện lực sẽ là đơn vị xây dựng các cơ chế thu hút đầu tư, huy động vốn, các cơ chế đảm bảo vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đồng thời sẽ xây dựng bộ tiêu chuẩn kỹ thuật cho các loại hình nguồn điện để đảm bảo nâng cao độ linh hoạt, giảm tác động đến môi trường (bộ tiêu chuẩn sẽ được cập nhật 2 năm/lần để có đáp ứng kịp thời với những thay đổi về công nghệ).

Dưới đây là các đề xuất về cơ chế thực hiện QHĐVIII:

18.2.1. Nhóm cơ chế trong đầu tư phát triển điện lực

a) Cơ chế xây dựng kế hoạch đầu tư ngắn hạn và trung hạn

Hàng năm cần xây dựng kế hoạch đầu tư ngắn hạn và trung hạn: Trên cơ sở quy hoạch điện đã xác định tổng khối lượng nguồn điện, lưới điện theo từng năm của từng khu vực, thực hiện cần cập nhật tình hình phát triển phụ tải, tình hình thực hiện các dự án nguồn và lưới điện để xây dựng và ban hành danh mục đầu tư nguồn và lưới điện trong giai đoạn đến năm thứ N+5, N+10. Danh mục kế hoạch đầu tư sẽ do cấp có thẩm quyền phê duyệt và ban hành hàng năm.

b) Cơ chế đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư các dự án điện

- Căn cứ theo danh mục kế hoạch đầu tư đã được ban hành, đơn vị tổ chức đấu thầu sẽ lựa chọn vị trí và quy mô xây dựng các công trình điện để đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư.
- Tùy từng loại hình nguồn điện, sẽ sử dụng 3 phương án đấu thầu sau: đấu thầu cho từng dự án (áp dụng cho những dự án lớn), đấu thầu đại trà (áp dụng cho các dự án điện gió và mặt trời đang được đề xuất bổ sung quy hoạch hiện nay, quy mô nguồn điện đấu thầu được tính toán theo từng tỉnh trên cơ sở phụ tải và lưới điện truyền tải của tỉnh đó, dự án nào có đề xuất tốt nhất sẽ được lựa chọn phát triển), đấu thầu khu vực (đấu thầu theo khu vực hoặc trạm biến áp).
- Quá trình thực hiện đấu thầu và lựa chọn nhà thầu sẽ căn cứ trên Luật đấu thầu.

- Tiêu chí năng lực của các nhà thầu được kiểm tra về cả năng lực tài chính và năng lực kỹ thuật.
- Cần xây dựng năng lực của các cơ quan chính quyền trong công tác tổ chức đấu thầu và lựa chọn nhà thầu.
- Cần có chế tài xử lý đối với các chủ đầu tư, các địa phương không thực hiện dự án điện theo đúng cam kết về tiến độ. (Ví dụ: Trường hợp sau 1 năm chủ đầu tư dự án đã được giao trong kế hoạch không thực hiện các bước để xúc tiến dự án triển khai đúng tiến độ, dự án sẽ được giao cho chủ đầu tư khác)

c) Cơ chế hỗ trợ đối với các dự án điện

- Có cơ chế khuyến khích trợ giá FIT linh hoạt hợp lý đối với những dự án NLTT quy mô nhỏ, cấp điện vào lưới điện hạ áp và trung áp. Có chính sách hỗ trợ về đầu tư (giá FIT linh hoạt) và hỗ trợ các loại thuế để phát triển các dạng năng lượng sinh học ít ảnh hưởng và góp phần cải thiện môi trường (biomass, biogas, rác thải của các thành phố...)
- Đối với các vùng có bức xạ mặt trời và tiềm năng gió thấp, nhu cầu phụ tải cao, sẽ xem xét mức giá trần đấu thầu cao hơn cho dự án quy mô trang trại và giá FIT linh hoạt cho các dự án quy mô nhỏ để khuyến khích sự “phân tán”, tránh bớt sự nghẽn mạch của lưới điện
- Xây dựng cơ chế hỗ trợ cho các dự án có tỷ lệ nội địa hóa cao nhằm thúc đẩy nội địa hóa thiết bị, kéo chuỗi cung ứng thiết bị về Việt Nam, tạo điều kiện giảm giá thành sản xuất điện

d) Hoàn thiện cơ chế xã hội hóa đầu tư lưới điện truyền tải

Việc tăng cường phát triển nguồn điện gió và mặt trời sẽ phải đi kèm với việc gia tăng mạng lưới truyền tải và phân phối lớn hơn gấp 2-3 lần so với các nguồn điện truyền thống trước đây. Một mạng lưới truyền tải và phân phối không đủ dẫn đến các vấn đề tắc nghẽn và cắt gián tục, ảnh hưởng đến khả năng kinh tế của các dự án. Đồng thời với khối lượng đầu tư rất lớn và nhanh chóng sẽ là khó khăn lớn cho Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia. Vì vậy quy định đầu tư truyền tải trước đây do Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia chịu trách nhiệm cần phải thay đổi. Ngoài ra, đã có các dự án truyền tải điện đấu nối nhà máy điện vào hệ thống đã được NPT hoàn thành trước khi các nguồn điện vào vận hành rất lâu. Lưới điện xây dựng không đồng bộ với nguồn điện gây lãng phí nguồn vốn đầu tư cho NPT.

Do vậy trong thời gian tới cần phải hoàn thiện cơ chế xã hội hóa đầu tư lưới điện truyền tải, cụ thể:

- Hoàn thiện khung pháp lý cho phép các thành phần kinh tế tham gia đầu tư vào hạ tầng truyền tải.

- Xây dựng cơ chế phí và giá hợp lý cho hạ tầng năng lượng dùng chung để thúc đẩy xã hội hóa đầu tư các dự án điện

Để áp dụng một số nội dung trong cơ chế như sau:

- Đối với các dự án truyền tải dùng để truyền tải các dự án nguồn điện, cụm nguồn điện sẽ được xã hội hóa đầu tư. Chi phí cho các dự án truyền tải này sẽ được phân công bằng cho tất cả các bên kết nối với dự án truyền tải dựa trên ảnh hưởng và lợi ích của họ trong dự án truyền tải. Cần xây dựng cơ chế phân bổ chi phí cho tất cả các bên được kết nối vào dự án truyền tải và công bằng. Việc phân bổ chi phí cũng cần tạo ra các động lực cho đầu tư truyền tải.
 - Để đồng bộ nguồn điện và lưới điện, xem xét xây dựng cơ chế chuyển đổi đầu tư lưới điện đồng bộ nhà máy về cho các chủ đầu tư nhà máy điện. Phản lưới điện đồng bộ nhà máy sẽ do chủ đầu tư chịu trách nhiệm đầu tư và quản lý vận hành, chi phí được hạch toán vào giá bán điện của dự án nhà máy điện. Việc này sẽ khuyến khích các chủ đầu tư đánh giá hiệu quả dự án một cách tổng thể, lựa chọn các vị trí thuận lợi trong việc đầu tư hoặc khu vực không bị nghẽn mạch.
 - Đối với hệ thống truyền tải điện quốc gia là hệ thống mang tính xương sống và huyết mạch của Hệ thống điện quốc gia, đóng vai trò đặc biệt quan trọng quyết định trong việc đảm bảo an ninh năng lượng, nhà nước cần độc quyền trong cả lĩnh vực đầu tư và quản lý vận hành.
 - Quá trình đầu tư xây dựng và quản lý vận hành các dự án truyền tải đều phải tuân thủ theo các tiêu chuẩn, quy trình, quy định nghiêm ngặt, chặt chẽ để đảm bảo chất lượng, tính đồng bộ về thiết bị, ghép nối... và đảm bảo sự an toàn, ổn định, tin cậy trong quá trình quản lý vận hành. Các quy định được đưa vào Luật Điện lực để các bên tham gia phải tuân thủ.
- e) Tiếp tục cơ chế đảm bảo khuyến khích phát triển điện nông thôn, miền núi và hải đảo

Tiếp tục các cơ chế về trợ giá điện cho các khu vực vùng sâu vùng xa, hải đảo để thực hiện tiêu chí 100% các hộ dân trên toàn quốc đều có điện, đồng thời phát triển bền vững lưới điện nông thôn, miền núi và hải đảo. Khuyến khích ứng dụng các mô hình năng lượng tái tạo tại chỗ để cung cấp điện cho khu vực vùng sâu, vùng xa, hải đảo mà lưới điện quốc gia không tới được.

18.2.2. Nhóm cơ chế về tài chính, huy động vốn

- a) Cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện (DPPA)

Bộ Công Thương đã nghiên cứu Chương trình thí điểm cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện. Xu hướng này đang được phát triển mạnh trên thế giới do đem lại lợi ích hài hòa cho các bên tham gia, cụ thể:

- Các nhà phát triển NLTT dễ dàng tiếp cận và huy động được nguồn vốn có độ tín nhiệm tài chính cao từ các cam kết của Khách hàng có tiềm lực tài chính mạnh.
- Các khách hàng sử dụng điện đáp ứng được các cam kết của mình trong việc giảm phát thải Cacbon và bảo vệ môi trường đồng thời kiểm soát được chi phí mua điện của doanh nghiệp trong dài hạn
- Chính phủ được giảm gánh nặng tài chính để trợ giá cho các nguồn NLTT mà vẫn thúc đẩy được sự phát triển của các nguồn NLTT, góp phần đáp ứng các cam kết và mục tiêu quốc gia về bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

Nguyên tắc vận hành của cơ chế DPPA thí điểm do Bộ Công Thương đề xuất như sau:

- Khách hàng được mua điện trực tiếp từ đơn vị phát điện thông qua Hợp đồng tài chính song phương dạng sai khác (Hợp đồng CfD) do 2 bên tự thỏa thuận
- Các giao dịch giữa các bên trong cơ chế DPPA được thực hiện qua thị trường điện cạnh tranh
- Đơn vị phát điện được ưu tiên huy động (trừ trường hợp xảy ra quá tải hoặc ảnh hưởng đến an ninh hệ thống điện)
- Khách hàng sử dụng điện thực hiện thỏa thuận mua điện từ Tổng công ty điện lực đáp ứng 100% nhu cầu tiêu thụ điện với giá bán điện được tính bằng giá mua điện của Tổng công ty điện lực trên thị trường bán buôn điện cạnh tranh cộng với chi phí dịch vụ DPPA. Chi phí DPPA gồm các thành phần: giá truyền tải điện, chi phí phân phối điện, chi phí điều độ vận hành HTĐ, chi phí điều hành giao dịch thị trường, giá dịch vụ phụ trợ. Khách hàng sử dụng điện và đơn vị phát điện NLTT ký kết trực tiếp hợp đồng CfD có thời hạn (tối thiểu 10 năm), mức giá và sản lượng hợp đồng do 2 bên tự thỏa thuận.
- Đơn vị phát điện NLTT tham gia thị trường giao ngay, nhận doanh thu theo giá thị trường giao ngay cho 100% sản lượng phát lên lưới và doanh thu chênh lệch giữa giá thị trường điện giao ngay với giá cam kết tại Hợp đồng CfD cho phần sản lượng điện được cam kết.

b) Cơ chế về tiêu chuẩn tỷ lệ năng lượng tái tạo (Renewable portfolio standard), mua bán chứng chỉ năng lượng tái tạo (Renewable Energy Certificates)

Cơ chế về tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT có thể quy định cho các đơn vị sản xuất điện quy mô lớn và các khách hàng sử dụng điện lớn, họ phải sản xuất một tỷ lệ NLTT theo quy định. Căn cứ theo Chiến lược phát triển NLTT (QĐ2068), tỷ lệ này sẽ không nhỏ hơn 10% vào 2030, và không nhỏ hơn 20% vào 2050.

Chứng chỉ năng lượng tái tạo (RECs) là công cụ giao dịch được sử dụng để đáp ứng các mục tiêu tiêu thụ năng lượng tái tạo tự nguyện hay tuân thủ các yêu cầu chính sách năng lượng tái tạo. Một đơn vị REC được tạo ra khi một nguồn năng lượng tái tạo tạo ra một megawatt giờ (MWh) điện và phát lượng điện này lên lưới điện. Tập đoàn, công ty, tổ chức phi lợi nhuận hay cá nhân ở bất kỳ đâu cũng có thể mua RECs, nếu họ không tự tạo ra đủ năng lượng tái tạo. Lợi ích của người mua RECs là sử dụng điện tái tạo mà không cần lắp đặt các thiết bị chi phí cao như tấm pin mặt trời, cánh đồng gió,... họ sẽ được nâng cao thương hiệu cạnh tranh thông qua việc hỗ trợ năng lượng sạch.

Điện được phát ra từ các nguồn sau sẽ được áp dụng chứng chỉ RECs: mặt trời, gió, thủy điện, sinh khối, khí sinh học, rác thải. Với mỗi nhà máy tùy thuộc vào loại hình công nghệ, vị trí dự án, thời điểm đăng ký chứng chỉ, giá trị của các chứng chỉ năng lượng tái tạo sẽ khác nhau. Bộ Công Thương sẽ là đơn vị cấp chứng chỉ NLTT. Giao dịch thanh toán chứng chỉ NLTT cũng sẽ thông qua thị trường điện cạnh tranh.

18.2.3. Nhóm cơ chế đảm bảo vận hành hệ thống điện và thị trường điện

a) Hoàn thiện công cụ tài chính đối với các loại phát thải trong sản xuất điện

Cần hoàn thiện các công cụ tài chính (thuế và phí) đối với phát thải trong sản xuất điện để tạo điều kiện cho các loại hình sản xuất điện sạch (khí thiên nhiên, LNG, hydrogen...) có thể cạnh tranh được với nhiệt điện than trong thị trường điện (Hiện tại, các nhà máy phát điện than bắt buộc phải lắp đặt thiết bị kiểm soát SO₂, NOx và PM, nhưng chưa phải trả phí cho lượng khí thải nên các nhà máy NĐ khí sẽ khó cạnh tranh được với NĐ than). Các mức thuế và phí cần được lựa chọn phù hợp với sự phát triển của nền kinh tế, mức thuế phí vừa phải nhằm duy trì sự phát triển hài hòa giữa các nguồn nhiên liệu hóa thạch để đảm bảo an ninh năng lượng, giá điện không tăng quá cao, mà vẫn đảm bảo các chỉ tiêu về giảm phát thải đã cam kết.

b) Hoàn thiện cơ chế dịch vụ phụ trợ trong thị trường điện cạnh tranh để đảm bảo tính linh hoạt trong hệ thống tích hợp quy mô lớn nguồn điện gió và mặt trời

- Xây dựng cơ chế khuyến khích các nhà máy điện nâng cao khả năng vận hành linh hoạt để đảm bảo khả năng vận hành HTĐ tích hợp cao nguồn NLTT: Quy định về tính linh hoạt cần được đưa vào Luật Điện lực để các chủ đầu tư nhà máy điện mới có cơ sở thực hiện.

- Xây dựng cơ chế khuyến khích các nhà máy nhiệt điện hiện trạng bổ sung các thiết bị tăng tính linh hoạt và sẵn sàng cung cấp khả năng linh hoạt theo tín hiệu huy động của Điều độ hệ thống điện:

Để tích hợp tốt các nguồn năng lượng tái tạo, trong giai đoạn tới các nhà máy nhiệt điện (nhiệt điện than, TBKHH) được xây dựng mới và cải tạo đều phải được lựa chọn các thiết bị công nghệ mới tăng tính linh hoạt (có các thông số huy động tổ máy linh hoạt hơn như: công suất phát cực tiểu đạt thấp hơn, tốc độ tăng giảm tải cao hơn...). Đối với hệ thống phát triển nhiều năng lượng tái tạo, việc chú trọng vào tăng tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện sẽ có hiệu quả kinh tế toàn hệ thống cao hơn việc chú trọng vào lựa chọn hiệu suất cao cho các nhà máy nhiệt điện. Tuy nhiên khi thị trường điện chưa phát triển đầy đủ, điều này sẽ ảnh hưởng đến tình hình tài chính của các nhà máy nhiệt điện, do luôn phải dành mức dự phòng công suất cho điện gió, mặt trời, không được phát điện ở mức hiệu suất cao, số giờ phát điện Tmax trong năm sẽ thấp hơn.

Do đó, các tiêu chuẩn về tính linh hoạt cần được đưa vào hợp đồng cung cấp như một tiêu chí bổ sung để phát triển thị trường cạnh tranh về tính linh hoạt. Biểu giá điện cho các nhà máy nhiệt điện hiện trạng sẽ được sửa đổi phù hợp với các chi phí phát sinh để tăng cường tính linh hoạt, các chi phí gồm:

- + Chi phí vốn đầu tư (CAPEX): Đây là khoản chi một lần phát sinh trong việc lắp đặt các thiết bị khác nhau cần thiết để làm cho nhà máy có khả năng hoạt động ở mức tải thấp, tăng cường công suất tăng/giảm tải.
- + Chi phí hoạt động (OPEX): Đây là chi phí định kỳ của hoạt động linh hoạt do các yếu tố như tăng chi phí O&M và giảm hiệu quả.
- Xây dựng cơ chế khuyến khích đầu tư các nguồn điện linh hoạt (ICE, SCGT, TDTN, pin tích năng):

Cấu trúc thị trường hiện tại và khuôn khổ pháp lý hiện tại chưa hỗ trợ đầu tư xây dựng các nguồn linh hoạt như: Động cơ đốt trong sử dụng LNG (ICE), tua bin khí chu trình đơn, thủy điện tích năng, pin tích năng. Các dự án này hiện rất khó chứng minh hiệu quả đầu tư để có thể huy động vốn xây dựng. Do vậy, cần xây dựng cơ chế thị trường và cơ cấu thuế mới để khuyến khích việc xây dựng các nguồn linh hoạt. Xem xét cơ chế hỗ trợ giá công suất cho các loại hình nhà máy linh hoạt.

Các nguồn lưu trữ TDTN, pin tích năng nên được hiểu một cách tổng quát là một hoạt động bán điều tiết, với mục tiêu chính là đảm bảo tính linh hoạt trong hệ thống đồng thời đảm bảo an ninh cho nguồn cung cấp. Do tính chất lưu trữ

"bán điều tiết", các nguồn điện tích năng nên được sở hữu bởi một cơ quan riêng biệt, một "nhà điều hành hệ thống lưu trữ".

c) Cơ chế khuyến khích phụ tải tham gia giảm tải trong các giờ đỉnh, hoặc thay đổi công nghệ máy móc để hoạt động vào các giờ giá điện thấp (đáp ứng phía cầu)

Các đáp ứng phía cầu cung cấp tính linh hoạt có thể mang lại lợi nhuận cho cả phía phụ tải và cho cả hệ thống. Tuy nhiên, đáp ứng phía cầu (DR) có chi phí triển khai đáng kể do các yêu cầu về quản lý, điều khiển thông minh và cơ sở hạ tầng tiên tiến. Do đó, cần có các tín hiệu kinh tế, chính sách và quy định phù hợp để phát triển cơ sở hạ tầng thông minh đó.

Thị trường điện bán lẻ cần thiết kế sao cho có thể tăng cường sự tham gia của người tiêu dùng trong quản lý năng lượng từ phía cầu. Vị trí phù hợp của những người tiêu dùng linh hoạt là rất quan trọng, ảnh hưởng đến lợi ích của hệ thống, do vậy cần có tín hiệu giá theo khu vực đối với việc phân bổ hiệu quả của nhu cầu linh hoạt.

d) Cơ chế khuyến khích các nguồn NLTT biến đổi tham gia cung cấp giải pháp linh hoạt cho vận hành hệ thống

Nguồn điện gió và mặt trời có thể chào giá cắt giảm công suất phát để giảm tắc nghẽn truyền tải, hoặc trong 1 số trường hợp đây là biện pháp có chi phí hệ thống thấp nhất so với giảm công suất của các nguồn nhiệt điện. Hoặc các nguồn điện gió, mặt trời sẽ tính toán và đầu tư thêm nguồn pin tích năng để vận hành linh hoạt hơn.

e) Cơ chế thúc đẩy xây dựng liên kết lưới điện với các nước trong khu vực

- Khuyến khích đầu tư vào các công trình nguồn điện tại nước ngoài để nhập khẩu về Việt Nam thông qua các cơ chế hỗ trợ vốn đầu tư ra nước ngoài, cơ chế giá mua điện nhập khẩu. Xây dựng cơ chế giá mua điện nhập khẩu từ Lào, Campuchia, theo nguyên tắc thay thế các nguồn nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu, khí nhập khẩu để khuyến khích đầu tư nguồn điện tại nước ngoài nhập khẩu về Việt Nam.
- Có cơ chế thúc đẩy xây dựng liên kết lưới điện của Việt Nam với khu vực để nâng cao khả năng tích hợp năng lượng tái tạo và đạt được các lợi ích từ hệ thống điện liên kết.

18.3. ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP, NGUỒN LỰC THỰC HIỆN QUY HOẠCH

18.3.1. Giải pháp đảm bảo an ninh cung cấp nhiên liệu

- Đa dạng hóa nguồn nhập khẩu nhiên liệu (than, LNG) để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

- Tích cực tìm kiếm nguồn bổ sung cho các nguồn khí sẽ suy giảm và cạn kiệt trong thời gian tới
- Sớm thực hiện quy hoạch xây dựng kho cảng đầu mối nhập khẩu LNG và hệ thống đường ống cho giai đoạn tới, phù hợp với cơ cấu nguồn điện đã được lựa chọn (đặc biệt ở Miền Bắc).
- Xúc tiến xây dựng cảng trung chuyển than nhập khẩu tại các miền để tối ưu chi phí nhập khẩu than; Chủ đầu tư các dự án nhiệt điện than nhập cần có phương án cảng than tạm thời cho NMĐ khi cảng trung chuyển chưa vào kịp.
- Thực hiện chính sách ưu đãi về tài chính và mở rộng hợp tác quốc tế để tăng cường công tác tìm kiếm thăm dò nhằm nâng cao trữ lượng và khả năng khai thác than, khí đốt, bảo đảm an ninh cung cấp nhiên liệu cho sản xuất điện

18.3.2. Giải pháp tạo nguồn vốn và huy động vốn đầu tư phát triển ngành điện

- Từng bước tăng khả năng huy động tài chính nội bộ trong các doanh nghiệp ngành điện thông qua các giải pháp: nâng cao hiệu quả, hiệu suất hoạt động của các doanh nghiệp ngành điện, bảo đảm có tích luỹ, đảm bảo tỷ lệ vốn tự có cho đầu tư phát triển theo yêu cầu của các tổ chức tài chính trong nước và quốc tế; tiến tới nguồn huy động vốn chính cho các công trình điện là vốn tự tích luỹ của các doanh nghiệp.
- Phát triển các Tập đoàn, Tổng công ty hoạt động trong ngành điện có tín nhiệm tài chính cao để giảm chi phí huy động vốn cho các dự án điện, tự huy động vốn không cần đến sự hỗ trợ bảo lãnh của Chính phủ.
- Tăng cường huy động vốn thông qua phát hành trái phiếu trong và ngoài nước để đầu tư các công trình điện, áp dụng biện pháp chuyển tiết kiệm trong nước thành vốn đầu tư cho cơ sở hạ tầng. Trong giai đoạn đầu, Nhà nước bảo lãnh phát hành trái phiếu cho các dự án điện trọng điểm, cấp bách.
- Thực hiện liên doanh trong nước và nước ngoài nhằm thu hút các nhà đầu tư nước ngoài và trong nước tham gia xây dựng phát triển cảng trung chuyển nhập than, cơ sở hạ tầng cho các dự án phát triển LNG.
- Thu hút vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) vào phát triển các dự án điện một cách hợp lý. Ưu tiên các dự án FDI có thể thanh toán bằng tiền trong nước, hoặc thanh toán bằng đổi hàng và không yêu cầu bảo lãnh của Chính phủ.
- Tăng cường thu hút các nguồn vốn từ nước ngoài, bao gồm: vốn viện trợ phát triển chính thức ưu đãi, viện trợ phát triển chính thức không ưu đãi, vay thương mại nước ngoài,...
- Khuyến khích đa dạng hóa các hình thức đầu tư. Xem xét các bảo lãnh Chính phủ hợp lý cho các dự án nguồn điện đầu tư theo hình thức hợp đồng BOT

(chuyển bảo lãnh về đảm bảo điện năng phát điện sang hình thức khác, khuyến khích nhà máy BOT tham gia thị trường điện).

- Tăng cường sử dụng các công cụ tài chính quốc tế đa dạng khác, huy động tối đa nguồn vốn nội địa trong nước để phát triển hạ tầng điện lực.
- Khuyến khích các thành phần kinh tế tham gia đầu tư vào lĩnh vực phát điện, bán buôn, bán lẻ điện theo cơ chế thị trường

18.3.3. Giải pháp về pháp luật, chính sách

- Sửa đổi Luật Điện lực để đáp ứng được yêu cầu phát triển của ngành điện trong giai đoạn tới: tạo điều kiện thu hút vốn đầu tư toàn xã hội, đảm bảo vận hành hệ thống điện tích hợp cao nguồn NLTT.
- Nghiên cứu, xây dựng và ban hành luật về năng lượng tái tạo (tạo hành lang pháp lý vững chắc cho đầu tư, vận hành năng lượng tái tạo, phát triển chuỗi cung ứng...). Sau năm 2030, khi nguồn điện gió và mặt trời đã có quy mô lớn trong hệ thống, khả năng cung cấp độ linh hoạt từ các nguồn thủy điện, nhiệt điện trong hệ thống đã đạt giới hạn. Cần có tính toán để bắt buộc các nhà máy điện mặt trời hoặc gió xây dựng mới phải lắp đặt thêm quy mô pin tích năng (ví dụ dung lượng pin phải đạt khoảng 2-3% sản lượng năng lượng hàng ngày). Cần có sự can thiệp của cơ quan quản lý nhà nước và Luật Điện lực để thực hiện việc này.
- Xây dựng và hoàn thiện các quy định và hướng dẫn về lựa chọn nhà đầu tư cho các công trình, dự án điện độc lập
- Xây dựng cơ chế xử lý vấn đề bổ sung quy hoạch sau khi QHĐ8 được phê duyệt.

18.3.4. Giải pháp về bảo vệ môi trường, phòng chống thiên tai

- Các nguồn điện sử dụng than nhập khẩu, khí nhập khẩu phải lựa chọn nguồn nhiên liệu có nhiệt trị cao, giảm tác động đến môi trường.
- Thực hiện các quy định của pháp luật về đánh giá tác động môi trường của dự án và đánh giá môi trường chiến lược của các quy hoạch.
- Tăng cường, củng cố tổ chức quản lý môi trường của các cơ quan quản lý nhà nước về môi trường và các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực điện lực.
- Thực hiện đầy đủ công tác theo dõi, quan trắc, đo đạc và quản lý các chỉ tiêu môi trường; thanh tra, kiểm tra việc thực hiện các quy định bảo vệ môi trường của doanh nghiệp ngành điện.
- Triển khai có hiệu quả chương trình tiết kiệm điện, nâng cao hiệu suất trong các lĩnh vực sản xuất, truyền tải, phân phối và sử dụng điện.
- Kết hợp phát triển ngành điện với bảo vệ môi trường:

- + Nhà nước có chính sách hỗ trợ về đầu tư, thuế để phát triển các dạng năng lượng ít ảnh hưởng và góp phần cải thiện môi trường: năng lượng mới và tái tạo; sử dụng chất phế thải của nông lâm nghiệp; rác thải của các thành phố để phát điện,...
- + Quản lý chặt chẽ công nghệ phát điện về phương diện môi trường. Các công nghệ được lựa chọn phải tiên tiến, hiệu suất cao, ít ảnh hưởng đến môi trường.
- Có cơ chế thu hút vốn đầu tư cho hoạt động bảo vệ môi trường từ các thành phần kinh tế, khuyến khích thu hút hỗ trợ tài chính từ nước ngoài để bảo vệ môi trường.
- Xây dựng các quy chế tài chính về môi trường ngành điện, tính đúng, tính đủ chi phí môi trường trong đầu tư, giá thành.
- Khuyến khích các doanh nghiệp sản xuất và tiêu thụ nhiều năng lượng tăng cường hợp tác với các nước thực hiện cơ chế phát triển sạch (CDM) dưới các hình thức: phát triển nguồn năng lượng mới và tái tạo; nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và các dự án bảo tồn năng lượng.
- Xây dựng bản đồ, hệ thống cảnh báo sét, ngập lụt, sạt lở để có các giải pháp ứng phó kịp thời thích hợp với các hiện tượng cực đoan của thời tiết, giảm thiểu các rủi ro, sự cố trong quá trình vận hành hệ thống điện. Tính đến các giải pháp công nghệ và vật liệu (có thể chịu nhiệt, chịu lạnh) để ứng phó với các hiện tượng thời tiết cực đoan như nhiệt độ cao, sự biến động lớn về nhiệt độ thời tiết (nhiệt độ thấp cực đại), mưa axit giông, sét, tố lốc để giảm thiểu tối đa các sự cố cho hệ thống điện.

18.3.5. Giải pháp về khoa học công nghệ

- Xây dựng bộ tiêu chuẩn kỹ thuật cho các loại hình nguồn điện hiện có và dự kiến xây dựng để đảm bảo nâng cao độ linh hoạt, giảm tác động môi trường (cập nhật 2 năm/lần).
- Các công trình điện lực xây dựng mới phải có công nghệ hiện đại, phù hợp với điều kiện kinh tế của Việt Nam; từng bước nâng cấp, cải tạo công trình hiện có để đảm bảo tiêu chuẩn kỹ thuật, kinh tế và môi trường. Kết hợp giữa công nghệ mới hiện đại và hoàn thiện cải tiến công nghệ hiện có nhằm nâng cao hiệu suất, tiết kiệm năng lượng.
- Cải tạo, nâng cấp lưới truyền tải và phân phối điện, nhằm giảm tổn thất, đảm bảo an toàn, tin cậy. Áp dụng từng bước công nghệ lưới điện "thông minh" để rút kinh nghiệm, làm yếu tố nhân rộng trong phát triển lưới điện. Phát triển và áp dụng công nghệ 4.0 trong hệ thống điện.
- Hiện đại hóa hệ thống điều độ, vận hành, thông tin liên lạc, điều khiển và tự động hóa phục vụ điều độ lưới điện trong nước và liên kết khu vực.

- Từng bước áp dụng các biện pháp khuyến khích và bắt buộc đổi mới công nghệ, thiết bị của các ngành sử dụng nhiều điện (thép, xi măng, hóa chất); cấm nhập các thiết bị cũ, hiệu suất thấp trong sản xuất và sử dụng điện năng.
- Đổi với các nhà máy nhiệt điện xây dựng mới cần có chỉ tiêu phát thải các chất như SOx, NOx và bụi được hạn chế tới mức độ cho phép. Đổi với những nhà máy nhiệt điện cũ, cần lắp đặt các thiết bị chống ô nhiễm môi trường bổ sung.
- Các nhà máy nhiệt điện xây dựng mới đều phải lựa chọn các thông số tổ máy linh hoạt (công suất vận hành cực tiểu thấp, tốc độ tăng giảm tải cao..). Các máy phát điện phải được trang bị hệ thống tự động (điều khiển, kích từ, điều tốc...) ở mức độ cao cho phép tăng độ ổn định của hệ thống lên mức tốt hơn.
- Công nghệ nhiệt điện than cận tới hạn chỉ được xem xét tiếp tục đầu tư cho các nhà máy sử dụng than nội nếu chất lượng than không thể đốt trong các lò cài tiến hơn (việc này nhằm hỗ trợ phát triển ngành than trong nước). Đổi với nhiệt điện than sử dụng than nhập khẩu, trong giai đoạn 2021-2025 chỉ xây dựng công nghệ NĐ than siêu tới hạn trở lên, giai đoạn từ 2025-2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn (USC) trở lên, và sau năm 2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến (AUSC).
- Các nhà máy điện sau khi hết đời sống kinh tế, cần được thay thế mới nhà máy bằng các công nghệ tiên tiến, hiệu suất cao hơn, giảm phát thải đến môi trường, có thông số huy động tổ máy linh hoạt. Cần phải trang bị thêm các thiết bị để cải tạo và hiện đại hóa và nâng cao độ linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện hiện trạng, các NMNĐ hiện trạng cần được cải tạo để công suất cực tiểu đạt từ 50-40% trở xuống.
- Khuyến khích NMNĐ mới lựa chọn quy mô tổ máy nhỏ trong dải công suất thiết kế của từng công nghệ phục vụ cho vận hành linh hoạt hệ thống điện, nhưng vẫn phải đảm bảo mức độ tiên tiến, hiệu suất cao theo công nghệ mới nhất trên thế giới. Theo các nghiên cứu về vận hành linh hoạt của các nhà máy điện cho thấy chi phí gia tăng do vận hành linh hoạt sẽ giảm khi quy mô tổ máy giảm. Việc đặt nhiều quy mô tổ máy điện nhỏ trong dải công suất thiết kế của từng công nghệ, ngoài việc tăng cường khả năng tích hợp năng lượng tái tạo, đồng thời cũng tăng cường độ tin cậy của hệ thống, giảm quy mô dự phòng cho hệ thống.
- Nghiên cứu sử dụng pin Hydrogen thay cho pin tích năng Li-ion trong giai đoạn sau 2030 để giảm tác động đến môi trường.

18.3.6. Giải pháp về sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả

- Tăng cường công tác tuyên truyền, phổ biến, thực hiện Luật sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng nói

chung và điện năng nói riêng trong sản xuất kinh doanh và tiêu dùng trong các hộ gia đình;

- Đẩy mạnh thực hiện các chương trình Quản lý nhu cầu điện (DSM), chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả để góp phần giảm nhu cầu sử dụng điện, giảm áp lực đầu tư, nâng cao hiệu quả sử dụng điện và nâng cao nhận thức của khách hàng sử dụng điện.
- Hoàn thiện đồng bộ và đầy đủ cơ chế chính sách, cơ chế tài chính để khuyến khích khách hàng sử dụng điện, các đơn vị điện lực tham gia vào các chương trình quản lý nhu cầu điện, chương trình tiết kiệm năng lượng

18.3.7. Giải pháp về phát triển nguồn nhân lực

- Xây dựng quy hoạch phát triển và kế hoạch đào tạo nguồn nhân lực cho các lĩnh vực nguồn điện, truyền tải, phân phối, kinh doanh, cán bộ quản lý, cán bộ khoa học công nghệ của ngành điện. Rà soát, sắp xếp tổ chức, tinh gọn, sử dụng hợp lý nguồn nhân lực của ngành điện để nâng cao năng suất lao động.
- Thu hút các chuyên gia, nhà khoa học, nguồn nhân lực trình độ cao trong và ngoài nước về làm việc cho ngành; hình thành các nhóm khoa học và công nghệ mạnh đủ giải quyết các nhiệm vụ quan trọng của ngành.
- Tăng cường hợp tác, liên kết với các cơ sở đào tạo uy tín trong nước và quốc tế để phát triển nguồn nhân lực. Thông qua các dự án đầu tư để đào tạo, tiếp nhận các công nghệ mới, công nghệ hiện đại của ngành điện. Đào tạo nguồn nhân lực về kỹ thuật đảm bảo có đủ trình độ năng lực công tác để đáp ứng công nghệ mới của lưới điện thông minh.
- Cân thực hiện nâng cao hiệu quả điều độ vận hành hệ thống thông qua việc tăng cường khả năng dự báo khả năng phát điện của nguồn điện tái tạo. Tăng cường năng lực dự báo thời tiết và công suất nguồn năng lượng tái tạo trong các cấp điều độ hệ thống điện.
- Cân thực hiện nâng cao năng lực của các nhà vận hành NMĐ trong hệ thống tích hợp NLTT quy mô lớn. Thực hiện các chương trình đào tạo về mô phỏng nhà máy nhiệt điện, tập trung vào các lĩnh vực như khởi động và tắt nhà máy, vận hành linh hoạt, vận hành hệ thống điều khiển phân tán (DCS), các tình huống khẩn cấp và quy trình an toàn

18.3.8. Giải pháp về hợp tác quốc tế

- Nghiên cứu và sớm thực hiện các kết nối lưới điện với các nước láng giềng và các nước trong khu vực ASEAN để tăng cường khả năng tích hợp nguồn năng lượng tái tạo và đạt được các lợi ích từ liên kết lưới điện khu vực. Tăng cường hợp tác trong công tác vận hành lưới điện, chuyển giao công nghệ sửa chữa,

bảo dưỡng lưới điện truyền tải với các nước trong khu vực. Tiến tới thành lập các công ty dịch vụ truyền tải điện quốc tế với các nước trong khu vực.

- Tăng cường tham gia các diễn đàn, hội nghị, tổ chức quốc tế và khu vực để nâng cao năng lực, cập nhật công nghệ, tận dụng tri thức và các trợ giúp của quốc tế, chú trọng tăng cường kênh hợp tác với các cơ quan/ tổ chức đứng đầu ngành điện các nước ASEAN (HAPUA).
- Mở rộng hợp tác quốc tế về nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ, đa dạng hóa các phương thức hợp tác để tranh thủ chuyển giao công nghệ và nguồn kinh phí từ các đối tác nước ngoài cho phát triển ngành điện.

18.3.9. Giải pháp về tổ chức thực hiện và giám sát thực hiện quy hoạch

- Hàng năm Bộ Công Thương xây dựng và ban hành kế hoạch thực hiện quy hoạch trong ngắn hạn và trung hạn. Căn cứ nhu cầu hàng năm, xây dựng chương trình phát triển nguồn và lưới điện năm sau (năm N) có xét tới 2045. Các thông số cần cập nhật như sau:
 - + Rà soát nhu cầu phụ tải toàn quốc;
 - + Đánh giá tình hình xây dựng nguồn và lưới điện theo từng địa phương;
 - + Rà soát nguồn điện đăng ký phát triển của từng địa phương;
 - + Đánh giá khả năng giải phóng công suất của nguồn điện theo mùa, theo vùng và từng địa phương
 - + Cân đối cung cầu điện, đề xuất danh mục nguồn điện dự kiến xây dựng trong giai đoạn đến năm thứ N+5 và N+10.
 - + Rà soát, tính toán và đề xuất danh mục lưới điện truyền tải dự kiến xây dựng trong giai đoạn đến năm thứ N+5 và N+10.
 - + Danh mục kế hoạch đầu tư sẽ do cấp có thẩm quyền phê duyệt và ban hành hàng năm.
- Xây dựng cơ chế, khung pháp lý để đảm bảo xây dựng cân đối, hợp lý các nhà máy điện theo vùng miền trên toàn quốc.
- Xây dựng các văn bản pháp quy ràng buộc trách nhiệm của các chủ đầu tư các công trình điện về đảm bảo tiến độ, chất lượng công trình theo đúng quy hoạch được duyệt.
- Xây dựng cơ chế chính sách nhằm tăng cường tính minh bạch, chủ động trong quản lý quy hoạch phát triển điện lực, phòng chống tham nhũng, lợi ích nhóm trong đầu tư phát triển nguồn và lưới điện
- Xây dựng trách nhiệm thực hiện của các bộ ngành, địa phương, các tập đoàn, chủ đầu tư công trình điện

18.3.10. Giải pháp về nội địa hóa thiết bị ngành điện và xây dựng phát triển ngành cơ khí điện

- Gắn cơ chế hỗ trợ đầu tư các dự án điện với khả năng đưa chuỗi cung ứng và sản xuất thiết bị điện về Việt Nam
- Tăng cường đầu tư và đa dạng hóa nguồn vốn, thu hút sự tham gia của nước ngoài vào công tác nghiên cứu, thiết kế, chế tạo các thiết bị, phụ tùng của các ngành điện. Các cơ sở sản xuất thiết bị, phụ tùng điện phấn đấu để các sản phẩm đạt tiêu chuẩn quốc tế.
- Hình thành một số liên hợp nghiên cứu, thiết kế, chế tạo thiết bị điện với các nhà máy cơ khí chế tạo làm nòng cốt.
- Xây dựng các trung tâm sửa chữa, bảo dưỡng thiết bị điện hiện đại để có thể tự sửa chữa, kiểm định các thiết bị điện.
- Đổi mới hiện đại hóa các nhà máy cơ khí điện hiện có, mở rộng liên doanh, xây dựng các nhà máy mới, tạo ra các khu vực chế tạo thiết bị điện.

18.3.11. Giải pháp về đổi mới tổ chức quản lý, nâng cao hiệu quả hoạt động điện lực

- Hoàn thiện khung pháp lý cho hoạt động kiểm soát và điều phối thị trường điện lực. Hình thành và vận hành thị trường điện cạnh tranh với mục tiêu cổ phần hóa toàn bộ khâu phát điện và phân phối điện. Cơ quan vận hành hệ thống điện và thị trường điện tách khỏi EVN và hạch toán độc lập.
- Thực hiện tái cơ cấu ngành điện hiệu quả để phát triển thị trường điện cạnh tranh lành mạnh trên cơ sở bảo đảm an ninh cung cấp điện; nhằm giảm chi phí nâng cao hiệu quả trong hoạt động sản xuất kinh doanh điện, đưa ra các tín hiệu giá một cách công khai, minh bạch để thu hút đầu tư, phát triển ngành điện bền vững.
- Xây dựng cơ chế đầu tư thông thoáng, cải cách thủ tục hành chính, giải quyết nhanh vần đề đèn bù giải phóng mặt bằng để đáp ứng tiến độ các công trình đầu tư điện lực.
- Nghiên cứu và triển khai thực hiện các mô hình quản lý ngành điện phù hợp nhằm nâng cao năng suất lao động, đẩy nhanh tiến độ đầu tư các dự án điện; nâng cao độ tin cậy trong vận hành hệ thống điện.

18.3.12. Giải pháp về giá điện

- Sớm hoàn thành xây dựng và vận hành thị trường điện cạnh tranh đầy đủ (thị trường bán buôn và bán lẻ điện cạnh tranh) để có tín hiệu về giá điện theo thị trường một cách minh bạch.

- Điều chỉnh kịp thời giá điện theo giá thị trường, đảm bảo tính đủ các chi phí và lợi nhuận hợp lý để khuyến khích trong đầu tư ngành điện.
- Tiếp tục cải tiến và hoàn thiện biểu giá điện hiện hành theo hướng:
 - + Thực hiện điều chỉnh giá bán điện theo thay đổi của giá nhiên liệu, tỷ giá hối đoái, cơ cấu sản lượng điện phát và giá trên thị trường điện.
 - + Giảm dần tiền tới bù bù chéo giữa các nhóm khách hàng, giữa các miền; nghiên cứu thực hiện biểu giá bán điện theo mùa và theo vùng.
 - + Bổ sung biểu giá điện hai thành phần: giá công suất và giá điện năng, trước tiên áp dụng cho các khách hàng sử dụng điện lớn.
- Giá bán điện cần phải xem xét tới các đặc thù vùng và cư dân các vùng: biên giới, hải đảo, nông thôn, miền núi,... với những điều tiết trợ giá, trợ thuế cần thiết để giảm bớt cách biệt về hưởng thụ năng lượng điện, thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội và đô thị hóa giữa các khu vực và bộ phận dân cư, giữa miền núi và miền xuôi, giữa nông thôn và thành thị.
- Việc định giá bán điện phải nhằm mục tiêu bảo tồn năng lượng, tránh lãng phí nguồn năng lượng không tái tạo, khuyến khích sử dụng hợp lý các dạng năng lượng và sử dụng năng lượng nội địa, giảm phụ thuộc năng lượng ngoại nhập

CHƯƠNG 19. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Ngày 18/3/2016, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành quyết định số 428/QĐ-TTg phê duyệt Điều chỉnh quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 – 2020, có xét đến năm 2030 (QHĐ7ĐC). Trải qua hơn 4 năm thực hiện, mặc dù gặp nhiều khó khăn, thách thức nhưng ngành điện về cơ bản đã đảm bảo cung cấp điện an toàn, tin cậy, đáp ứng được nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và an ninh, quốc phòng của đất nước. Hiện nay, đã có nhiều biến động lớn trong phát triển điện lực: Quốc hội đã quyết định dừng đầu tư nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận; 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 tại Việt Nam, và Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam. Các cơ chế hỗ trợ đó đã tạo ra sự bùng nổ của các dự án điện mặt trời, điện gió; sự chậm trễ và khó khăn trong việc xây dựng các nhà máy nhiệt điện; sự phát triển của công nghệ năng lượng tái tạo, dẫn tới khả năng giảm sâu giá thành sản xuất của loại hình này; sự xuất hiện của cuộc cách mạng Công nghiệp 4.0 có ảnh hưởng to lớn tới quá trình sản xuất, truyền tải và phân phối điện... Trong tương lai, ngành Điện ngày càng gặp nhiều thách thức lớn hơn trong việc thoả mãn nhu cầu tăng trưởng kinh tế quốc dân và cải thiện đời sống nhân dân. Cụ thể: nhu cầu điện đang và còn tiếp tục tăng trưởng nhanh; nguồn năng lượng sơ cấp trong nước đang cạn dần và phải nhập khẩu nhiên liệu; xây dựng nhiều nguồn điện không theo sát quy hoạch, phân bố trên vùng miền mất cân đối dẫn đến tăng thêm lượng điện truyền tải lãng phí, tổn thất truyền tải còn cao; sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo như gió, mặt trời.... Để vượt qua các khó khăn, thách thức, đảm bảo cung cấp điện ổn định, tin cậy đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng của đất nước, cần thiết phải xây dựng Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2045 (QHĐ8).

19.1. VỀ HIỆN TRẠNG HTĐ VÀ ĐÁNH GIÁ THỰC HIỆN QHĐ7ĐC

Trong giai đoạn 2011 – 2020, về cơ bản hệ thống điện đảm bảo cung cấp điện phục vụ phát triển kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng. Tuy nhiên, do tác động của khủng hoảng kinh tế thế giới, khó khăn trong thu xếp vốn, năng lực của chủ đầu tư các công trình nguồn điện còn hạn chế, vì vậy việc đầu tư của ngành điện cho chương trình phát triển nguồn và lưới điện vẫn gặp nhiều khó khăn. Cụ thể:

- Về nhu cầu phụ tải điện: Nhu cầu phụ tải điện thực tế tăng trưởng sát với dự báo tại QHĐ VII điều chỉnh. Năm 2019, sản lượng điện thương phẩm toàn quốc là 210,5 tỷ kWh, đạt 97,8% so với dự báo phụ tải. Công suất cực đại toàn quốc Pmax năm 2019 là 38,2GW đạt 99% so với dự báo. Nguyên nhân nhu cầu điện thực tế vẫn thấp hơn dự báo chủ yếu do tăng trưởng kinh tế thấp hơn dự báo (Tăng trưởng GDP thực tế giai đoạn

2016-2019 là 6,4%/năm, trong khi dự báo trong QHĐ7ĐC là 7%/năm). Tổng nhu cầu điện toàn quốc khá sát với dự báo nhưng lại có sự thay đổi về phát triển phụ tải giữa 3 miền, miền Bắc có tốc độ tăng trưởng trung bình cao nhất, tiếp đến là miền Trung, cuối cùng là miền Nam. Khu vực miền Bắc có nhu cầu điện thực tế (ĐTP 89,6TWh, Pmax 18,3GW năm 2019) vượt nhu cầu dự báo hơn 3% (ĐTP 86,8TWh, Pmax 17,2GW năm 2019). Trong khi miền Nam tăng trưởng chậm hơn nên nhu cầu điện thực tế (ĐTP 100,8TWh, Pmax 17,1GW năm 2019) thấp hơn so với dự báo hơn 5% (ĐTP 105,9TWh, 17,9TWh năm 2019). Khu vực miền Trung có nhu cầu thực tế thấp hơn dự báo 10% về ĐTP và 26% về công suất cực đại. Việc thay đổi về phát triển nhu cầu điện giữa miền Bắc và miền Nam đã khiến xu hướng truyền tải Bắc - Nam trước đây sẽ dần thay đổi.

- Về thực hiện chương trình phát triển nguồn điện: Tổng công suất đặt nguồn điện năm 2019 là 56GW và dự kiến năm 2020 là 59GW. Xây dựng nguồn điện đạt 94% tổng công suất đặt so với Quy hoạch cho giai đoạn 2016-2020, nhưng cơ cấu xây dựng lại khác biệt: các nguồn nhiệt điện chỉ đạt 57,6%, trong khi các nguồn NLTT lại vượt mức tới 205%. Miền Bắc chậm tiến độ hơn 3GW nguồn nhiệt điện. Miền Nam cũng chậm tiến độ hơn 3,6 GW nguồn nhiệt điện nhưng lại vượt 4GW nguồn điện mặt trời. Mặc dù tổng công suất đặt nguồn điện ở miền Nam vẫn đạt quy hoạch, nhưng nguồn điện mặt trời có lượng điện năng thấp hơn 1/3 so với nguồn nhiệt điện, lại biến đổi và không điều khiển được, do đó việc đảm bảo cấp điện cho miền Nam vẫn còn nhiều khó khăn. Việc chậm tiến độ các nguồn nhiệt điện ở cả 2 miền sẽ gây nguy cơ thiếu điện trong ngắn hạn cho cả 2 miền Bắc và Nam.

- Về thực hiện chương trình phát triển lưới điện: Xây dựng lưới điện theo số liệu dự kiến đến năm 2020 đạt khá cao (trên 80% đối với lưới điện 220kV; lưới điện 500kV về đường dây đạt được 72,2%, trạm 500kV đạt 88%). Tuy nhiên, khối lượng lưới truyền tải hoàn thành dồn vào năm cuối 2020 khá lớn. Nhìn chung phần lớn các dự án truyền tải đều chậm tiến độ 1-2 năm, một số công trình chậm tiến độ kéo dài 4-5 năm, điều này đã gây rất nhiều khó khăn cho vận hành hệ thống. Trong thời gian vừa qua, do sự phát triển mạnh mẽ của NLTT nên công tác lập Bổ sung Quy hoạch, Điều chỉnh quy hoạch chung gặp nhiều khó khăn, vướng mắc. Đặc điểm của các nguồn NLTT là phân tán và ở quy mô vừa và nhỏ nên các dự án trình duyệt ở quy mô nhỏ và rất nhiều dự án. Tại các hồ sơ bổ sung quy hoạch, phần lớn các nhà đầu tư, các địa phương chỉ quan tâm tới lưới điện cục bộ của dự án mà thiếu đi cái nhìn tổng thể về bức tranh chung của hệ thống điện miền, hệ thống điện khu vực. Hệ quả của quá trình trên là đã xảy ra hiện tượng nghẽn mạch cục bộ, phải giảm phát điện gió, điện mặt trời ở một số thời điểm nhất định.

19.2. Về dự báo nhu cầu tiêu thụ điện

Trong giai đoạn 2011-2020, tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm toàn quốc có xu hướng giảm, điều này là do sự dịch chuyển về cơ cấu tiêu thụ điện và chuyển dịch các ngành trong nền kinh tế quốc dân. Ngoài ra do tác động của dịch COVID19, dự báo

tăng trưởng điện thương phẩm năm 2020 ước đạt 3%, trong khi tốc độ tăng trưởng trung bình giai đoạn 2011-2019 là 10,5%/năm. Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm giai đoạn 2011-2015 là 11%/năm và 2016-2020 là 8,6%.

Viện Năng lượng đã phối hợp với Viện Chiến lược phát triển của Bộ Kế hoạch đầu tư trong công tác dự báo phát triển kinh tế xã hội của Quốc gia và dự báo phụ tải điện. Theo đó tăng trưởng GDP của Việt Nam giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,6%/năm, giai đoạn 2031 – 2045 bình quân 5,7%/năm. Nhu cầu phụ tải toàn quốc trong giai đoạn 2021-2030-2045 sẽ được tính toán trên cơ sở các kịch bản tăng trưởng GDP toàn quốc dự báo cho QHĐ VIII như sau:

Bảng 19.1: Dự báo tăng trưởng GDP toàn quốc giai đoạn đến 2045 – Đơn vị: %

Kịch bản tăng trưởng GDP/giai đoạn	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Thấp	5,9	6,2	5,8	5,2	4,8	4,1
Trung Bình	5,9	6,8	6,4	6,0	5,6	5,5
Cao	5,9	7,5	7,2	6,6	6,1	6,1

Kết quả dự báo nhu cầu tiêu thụ điện như sau:

Bảng 19.2: Kết quả dự báo nhu cầu tiêu thụ điện toàn quốc đến năm 2045

	Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
I	Điện sản xuất (TWh)						
	Kịch bản thấp	246,4	372,8	513,4	643,5	578,1	855,9
	Kịch bản cơ sở	246,4	378,6	551,3	727,0	864,9	977,0
	Kịch bản cao	246,4	391,3	595,4	822,5	1040,8	1213,1
I	Điện thương phẩm (TWh)						
	Kịch bản thấp	216,8	330,2	457,6	574,8	678,9	768,4
	Kịch bản cơ sở	216,8	335,3	491,3	649,4	774,6	877,1
	Kịch bản cao	216,8	346,6	530,5	734,7	932,0	1089,0
III	Công suất cực đại (GW)						
	Kịch bản thấp	38,7	58,5	80,6	101,0	119,0	134,5
	Kịch bản cơ sở	38,7	59,4	86,5	114,0	135,6	153,3
	Kịch bản cao	38,7	61,4	93,3	128,8	162,9	189,9

Bảng 19.3: Dự báo tốc độ tăng trưởng phụ tải các giai đoạn đến 2045

	Tốc độ tăng trưởng	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
I	Điện thương phẩm					
	Kịch bản thấp	8,8%	6,7%	4,7%	3,4%	2,5%
	Kịch bản cơ sở	9,1%	7,9%	5,7%	3,6%	2,5%
	Kịch bản cao	9,8%	8,9%	6,7%	4,9%	3,2%

Kết quả dự báo điện thương phẩm của kịch bản cơ sở QHĐ VIII thấp hơn so với kịch bản cơ sở QHĐ VII ĐC khoảng 18 TWh vào năm 2020, 17 TWh năm 2025, và 14,5 TWh năm 2030. Công suất cực đại năm 2030 của QHĐ VIII sẽ thấp 4,1 GW so với QHĐ VII ĐC. Nhu cầu điện của QHĐ VIII thấp hơn QHĐ VII ĐC chủ yếu là do dự báo tăng trưởng GDP thấp hơn so với QHĐ VII ĐC (tăng trưởng GDP giai đoạn 2016-2035 là 7%/năm trong kịch bản cơ sở và 7,6% trong kịch bản cao). Nhu cầu điện theo kịch bản cao đến năm 2030 của QHĐ VIII cao hơn nhu cầu điện theo kịch bản cơ sở của QHĐ VII ĐC là khoảng 25 TWh, và thấp hơn kịch bản cao của QHĐ VII ĐC là 29 TWh.

Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/ GDP đạt 1,24 lần giai đoạn 2026 - 2030 và giảm xuống 0,46 lần giai đoạn 2041 - 2045. Điều này thể hiện hiệu quả sử dụng điện của Việt Nam sẽ dần được cải thiện theo thời gian.

Sự khác biệt lớn nữa giữa nhu cầu phụ tải QHĐ VIII và QHĐ VII ĐC là sự thay đổi tỷ trọng nhu cầu điện giữa miền Nam và miền Bắc. Theo QHĐ VIII, tỷ trọng điện thương phẩm của miền Bắc sẽ tăng dần từ 42,4% năm 2020 lên 45,8% năm 2045, miền Nam sẽ giảm tỷ trọng từ 47,4% năm 2020 xuống 43,6% năm 2045, sau năm 2035 điện thương phẩm của miền Bắc sẽ vượt miền Nam. Trong khi theo QHĐ VII ĐC, điện thương phẩm của miền Nam luôn chiếm 49-50% điện thương phẩm toàn quốc, miền Bắc chỉ chiếm 41-42%. Về công suất cực đại, hiện tại và trong tương lai miền Bắc luôn có nhu cầu công suất cực đại cao hơn miền Nam, trong khi theo QHĐ VII ĐC công suất cực đại của miền Nam luôn cao hơn miền Bắc.

19.3. VỀ NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP VÀ TIỀM NĂNG XÂY DỰNG NLTT

19.3.1. Về khả năng khai thác năng lượng sơ cấp trong nước

- **Khí tự nhiên trong nước:** Tổng khả năng cung cấp khí trong nước cho sản xuất điện sẽ tăng từ 7,7 tỷ m³/năm vào năm 2020 lên 14,6 tỷ m³/năm vào năm 2025 (chủ yếu do nguồn khí CVX và khí Lô B vào vận hành). Sau năm 2025, sản lượng khí cung cấp cho điện sẽ giảm dần, đến năm 2030 đạt khoảng 9,2 tỷ m³ và đến năm 2035 sản lượng còn 7,7 tỷ m³. Giai đoạn 2035-2045, nguồn cung khí cho điện chỉ còn nguồn khí miền Trung (Cá Voi Xanh và Báo Vàng) và nguồn khí Lô B, tổng cung khí cho điện giai đoạn này duy trì là 7,7 tỷ m³/năm.

Khu vực Đông Nam Bộ cần phải bù khí cho các hộ tiêu thụ từ LNG nhập khẩu từ năm 2023. Khu vực Tây Nam Bộ, khí Lô B chỉ đủ cấp cho TTĐL Ô Môn (3800MW), phần khí của các mỏ nhỏ có sản lượng và số năm khai thác thấp, chỉ có thể đảm bảo cho phụ tải ngoài điện hoặc xem xét bù khí cho NĐ Cà Mau (giảm mua khí từ Malaysia), không đủ để cấp thêm cho NĐ Kiên Giang (đã có trong QHĐ VII ĐC).

Khu vực miền Trung, khí Cá Voi Xanh chỉ đủ cung cấp cho 5 nhà máy đã được quy hoạch tại Dung Quất và Chu Lai với tổng công suất 5x750MW, khí Báo Vàng đủ cung cấp cho NĐ khí Quảng Trị (340MW) và 1 số phụ tải ngoài điện.

Mỏ Kèn Bầu mới được phát hiện tại lô 114 (gần Quảng Trị) hiện nay chưa có thông số cụ thể về thành phần khí, việc quyết định khai thác sẽ được khẳng định sau khi có kết quả mũi khoan thứ 3 vào năm 2021, nên đề án sẽ xem xét tính toán riêng một phương án phát triển điện lực có sự xuất hiện của nguồn điện sử dụng khí mỏ Kèn Bầu. Tại kịch bản cơ sở không đưa các nguồn điện sử dụng khí Kèn Bầu vào cân đối. Quan điểm của QHĐVIII sẽ ưu tiên phát triển các công trình điện sử dụng khí trong nước. Khi xuất hiện khoảng 4 GW - 6 GW nguồn điện khí Kèn Bầu tại khu vực tỉnh Quảng Trị, sẽ xem xét thay thế nhu cầu xây dựng các nguồn điện nhập khẩu than và LNG của kịch bản cơ sở tại khu vực.

- **Than trong nước:** tổng sản lượng than nội có thể cung cấp cho điện dự báo cho năm 2020 khoảng 35 triệu tấn, năm 2025 khoảng 36,3 triệu tấn, năm 2030 khoảng 39,8 triệu tấn và năm 2035 khoảng 39,5 triệu tấn. Hiện chưa có quy hoạch khai thác than cho giai đoạn sau năm 2035, nên đề án giả thiết quy mô cung cấp than trong nước cho điện vẫn được giữ ở mức 39,5 triệu tấn/năm cho giai đoạn 2035-2045. Với quy mô này, than trong nước chỉ có thể cung cấp cho gần 14GW nhiệt điện than nội hiện có, 4,3GW nhà máy nhiệt điện than khu vực miền Bắc chuẩn bị vào vận hành như Thái Bình 2, Hải Dương, Nam Định I đều phải sử dụng than trộn, trong đó phần lớn là than nhập khẩu. Các nhà máy điện than nội ở miền Nam (Vĩnh Tân II, Duyên Hải I) cũng cần xem xét sử dụng than trộn trong giai đoạn tới.

- **Khí băng cháy, khí đá phiến, khí than:** Hiện nay các nguồn tài nguyên hóa thạch khí băng cháy, khí đá phiến và khí than của nước ta vẫn đang ở giai đoạn nghiên cứu tiềm năng, chưa có số liệu rõ ràng để có thể xem xét khả năng khai thác và sử dụng trong giai đoạn quy hoạch. Vì vậy, cần tiếp tục đầu tư và tập trung nghiên cứu để khẳng định tiềm năng và làm rõ bức tranh về dạng khí phi truyền thống ở các bể trầm tích. Việt Nam cần có cơ chế, chính sách hỗ trợ đặc biệt trong việc tăng cường hợp tác, thu hút đầu tư nước ngoài trong công tác nghiên cứu và đánh giá tiềm năng tài nguyên khí phi truyền thống này.

- **Nhiên liệu khí hydro hóa lỏng (Hydrogen):** hiện nay nhiên liệu khí hydro vẫn khá đắt tiền. Khí hydro không bền và dễ cháy, khó khăn trong chuyên chở. Thường thì hydro được chuyển đi bằng đường ống dẫn hay những tàu chở dầu. Hydro được chuyên chở dưới dạng lỏng với áp suất cao. Vì năng lượng hydro là sạch và tái tạo được, nên mặc dù đắt tiền và chuyên chở khó khăn, nhưng các nhà khoa học và các công ty vẫn ráo riết nghiên cứu để làm sao chế tạo ra hydro rẻ tiền hơn và dễ dàng sử dụng hơn. Việc sản xuất hydro trực tiếp từ nước biển đang có khả năng phát triển với quy mô lớn. Vì vậy trong tương lai dài hạn, nguồn nguyên liệu hydro chắc chắn sẽ được sử dụng

nhiều hơn trong lĩnh vực sản xuất điện, Việt Nam cũng cần tăng cường nghiên cứu khả năng áp dụng công nghệ sử dụng khí Hydrogen để sản xuất điện trong giai đoạn tới. Xem xét nghiên cứu khả năng sử dụng Hydrogen để tích trữ năng lượng thay cho thủy điện tích năng và pin tích năng Li-ion trong tương lai.

19.3.2. Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho phát điện

Nhập khẩu khí LNG: nước ta có khả năng nhập khẩu LNG từ Australia, Quata, Mỹ do hiện nay đây là những nước xuất khẩu LNG lớn nhất và có kế hoạch tăng thêm sản lượng xuất khẩu, trong dài hạn cần xem xét nhập khẩu thêm từ Nga và các nước Trung Đông. Việc tạo nhiều nguồn nhập khẩu LNG là cần thiết nhằm nâng cao an ninh cung cấp nhiên liệu. Mặc dù tiềm năng khí thế giới rất lớn (khí băng cháy) nhưng vẫn trong giai đoạn nghiên cứu khả năng khai thác, trữ lượng khí đã được chứng minh có thể khai thác là không lớn, chỉ có thể khai thác trong 50 năm nữa với mức tiêu thụ hiện tại, trong khi nhu cầu khí thế giới ngày càng tăng. Do vậy, cần sớm xây dựng hạ tầng nhập khẩu LNG và các nguồn điện sử dụng LNG.

Nhập khẩu than: Việt Nam có thể nhập khẩu than từ các nước Indonesia, Australia, Nam Phi và Nga. Trữ lượng than thế giới còn dài hạn (có thể khai thác 130 năm nữa với mức tiêu thụ hiện tại), trong khi tốc độ tăng trưởng nhu cầu than thế giới trong giai đoạn tới là khá thấp, không cao như nhu cầu khí. Một số nước xuất khẩu than như Australia đang quan tâm xem xét đến việc chế biến than để giảm tác động đến môi trường cho loại hình nhiên liệu này. Vì vậy việc tiếp tục phát triển các nguồn than nhập khẩu trong dài hạn đối với Việt Nam là khả thi. Tuy nhiên, việc nhập khẩu than với quy mô lớn cho sản xuất điện sẽ có nhiều khó khăn và vướng mắc.

Về vị trí tiềm năng xây dựng các nguồn điện than nhập khẩu và LNG nhập khẩu: thường tập chung tại các tỉnh ven biển, có khả năng xây dựng cảng nước sâu. Khu vực miền Trung có tiềm năng lớn về các vị trí xây dựng kho cảng LNG, các nhà máy điện sử dụng LNG và than nhập khẩu quy mô lớn, nhưng lại có nhu cầu phụ tải rất thấp. Khu vực miền Nam hiện tại có rất nhiều dự án nhà máy điện sử dụng LNG quy mô lớn đăng ký đầu tư, nhưng miền Nam lại có tiềm năng lớn về nguồn điện gió và mặt trời. Trong giai đoạn tới, Bắc Bộ sẽ là khu vực tăng trưởng nhanh, có nhu cầu phụ tải lớn, trong khi vị trí tiềm năng xây dựng nguồn điện than và LNG hạn chế. Vì vậy vị trí tiềm năng xây dựng nguồn nhiệt điện sử dụng nhiên liệu nhập khẩu LNG và than tại khu vực Bắc Bộ đang là vấn đề quan tâm lớn của QHĐ8.

19.3.3. Khả năng xây dựng các nguồn năng lượng tái tạo

- Điện gió trên bờ và gần bờ:

Các nguồn điện gió hiện đang vận hành khoảng 600MW. Tổng quy mô công suất nguồn điện gió đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch đến thời điểm tháng 12/2020

khoảng 12GW, dự kiến theo quy hoạch sẽ vào vận hành giai đoạn 2021-2025. Tổng công suất nguồn điện gió trên bờ đã được Bộ Công Thương đề xuất bổ sung quy hoạch tại văn bản số 7201/BCT-ĐL ngày 25/9/2020 khoảng 6GW. Tổng quy mô điện gió trên bờ và gần bờ đã đăng ký đầu tư nhưng chưa được bổ sung quy hoạch đến tháng 12/2020 lên tới gần 80GW. Về mặt tiềm năng, tổng quy mô tiềm năng điện gió trên bờ khá lớn 217GW, tuy nhiên chủ yếu là tiềm năng gió thấp (4,5-5,5m/s) khoảng 163GW. Mặc dù chi phí đầu tư nguồn điện gió sẽ giảm trong tương lai, nhưng trong giai đoạn đến 2045, chỉ các khu vực gió cao (trên 6 m/s) và trung bình (5,5-6m/s) mới có thể khả thi về mặt kinh tế. Tổng tiềm năng của khu vực gió cao là 24GW và gió trung bình là 30GW. Tiềm năng này chủ yếu tập trung tại Tây Nam Bộ, Tây Nguyên và Nam Trung Bộ.

Đặc biệt ở khu vực Tây Nam Bộ, quy mô đăng ký các dự án điện gió ngoài khơi rất lớn, tổng công suất lên tới 20GW. Tuy nhiên các dự án này nằm ở khu vực có độ sâu đáy biển không lớn (nhỏ hơn 20m), có tốc độ gió khoảng 6,5m/s, chi phí đầu tư nằm giữa gió trên bờ và gió ngoài khơi, nên được coi là gió gần bờ.

- *Điện gió offshore (tại khu vực có độ sâu đáy biển trên 20m):*

Nguồn điện gió offshore hiện đã có khá nhiều nhà đầu tư đăng ký nghiên cứu đầu tư tại khu vực Nam Trung Bộ với tổng quy mô đến tháng 12/2020 lên tới khoảng 36GW. Tổng quy mô tiềm năng kỹ thuật của điện gió ngoài khơi khoảng 160GW, khu vực gió cao và có tiềm năng kinh tế tốt chỉ nằm ở Nam Trung Bộ (Bình Thuận, Ninh Thuận, Khánh Hòa, Phú Yên, Bình Định) với tổng tiềm năng khoảng 80GW (tốc độ gió trên 7-9m/s), các khu vực còn lại ở Trà Vinh, Hà Tĩnh và Quảng Ninh có tốc độ gió thấp hơn (chỉ 6-7m/s) nên khó cạnh tranh với gió gần bờ.

- *Điện mặt trời:*

Đến hết năm 2020, nguồn điện mặt trời nối lưới đã được đưa vào vận hành lên tới khoảng 9000 MW (trong đó tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận gần 3,5GW). Quy mô công suất của các dự án điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch là trên 13GW, tổng quy mô đăng ký xây dựng nhưng chưa được bổ sung khoảng 50GW.

Tổng tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời rất lớn lên tới 1646GW (1569GW là tiềm năng mặt đất và 77GW là tiềm năng mặt nước), tuy nhiên nếu xét thêm về điều kiện khả năng xây dựng và tiềm năng kinh tế theo từng tỉnh thì tổng quy mô tiềm năng có thể phát triển của điện mặt trời quy mô lớn toàn quốc khoảng 386GW, tập trung chủ yếu tại miền Nam, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên.

Về điện mặt trời áp mái, đến hết năm 2019 công suất lắp đặt DMT áp mái toàn quốc đạt 340MWp (272MW), đến hết năm 2020 tổng công suất lắp đặt đạt tới 7780MW. Suất vốn đầu tư điện mặt trời áp mái ở Việt Nam thấp hơn khoảng 10% so với điện mặt trời quy mô lớn. Tuy nhiên chi phí vận hành bảo dưỡng của điện mặt trời áp mái sẽ cao hơn nhiều so với điện mặt trời quy mô lớn (ước tính khoảng 1,6% vốn đầu tư). Ngoài

ra, do khả năng bị đỗ bóng cao hơn và việc bảo dưỡng không được thường xuyên như nhà máy quy mô lớn, nên số giờ phát điện Tmax của điện mặt trời áp mái sẽ thấp hơn điện mặt trời quy mô lớn (~ 10%). Tổng tiềm năng điện mặt trời áp mái toàn quốc lên tới 48GW, trong đó chủ yếu nằm ở khu vực miền Nam 22GW.

- *Nguồn thủy điện:* Nguồn thủy điện đã được khai thác gần hết, hiện tại toàn quốc có khoảng 17GW nguồn thủy điện lớn trên 30MW và 3,4GW nguồn thủy điện nhỏ. Tiềm năng xây dựng thủy điện còn lại chỉ khoảng 2,7 GW thủy điện lớn trên 30MW dự kiến vào vận hành trong giai đoạn 2020-2025, và khoảng 2,8GW thủy điện nhỏ.

- *Nguồn sinh khối và NLTT khác:*

Hiện tại điện sinh khối có khoảng 378MW điện bã mía đang hoạt động cấp điện đồng phát cho các nhà máy đường đồng thời phát điện lên lưới, khoảng 100MW điện trâu và khoảng 70MW điện gỗ đang ở giai đoạn chuẩn bị đầu tư. Quy mô tiềm năng phát triển của điện sinh khối khoảng 5 - 6GW, nguồn rác thải khoảng 1,5GW, nguồn địa nhiệt 460MW. Các loại hình năng lượng tái tạo còn lại như khí sinh học, thủy triều hiện nay đều trong giai đoạn nghiên cứu.

19.3.4. Khả năng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng

Tổng quy mô công suất nguồn điện tiềm năng có thể nhập khẩu từ Lào là 17GW gồm 7,4GW nguồn thủy điện, 4,9GW nguồn NĐ than, 5GW nguồn điện gió và mặt trời. Dự kiến đầu nối về Bắc Bộ là 2,8GW, Bắc Trung Bộ là 5,3GW, Trung Trung Bộ 7GW, Tây Nguyên 2GW. Hiện trạng phía Lào, nước ta đã nhập khẩu 572MW, đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận chủ trương nhập khẩu và phương án đấu nối là 1987MW, EVN đã báo cáo Bộ Công Thương tiềm năng có thể nhập khẩu thêm khoảng 7,5GW. Việc nhập khẩu điện từ nước ngoài sẽ giúp giảm ảnh hưởng đến môi trường so với tự sản xuất trong nước, nên quan điểm của đề án là sẽ đưa vào hết khả năng nhập khẩu trong giai đoạn quy hoạch, tuy nhiên để nhập khẩu được còn phụ thuộc vào điều kiện chính trị và hợp tác giữa các nước. Do vậy, để tăng cường đảm bảo tính an ninh năng lượng trong nước, khi tính toán cơ cấu nguồn điện dự kiến phát triển trong tương lai, đề án chỉ đưa vào quy mô nhập khẩu điện từ Lào theo đúng quy mô đã được ký kết trong văn bản ghi nhớ ngày 16/9/2016 giữa Việt Nam và Lào, theo đó Việt Nam có thể nhập khẩu từ Lào khoảng 3000MW vào năm 2025 và khoảng 5000MW vào năm 2030. Trong đó, các nguồn thủy điện có hồ chứa của Lào, và các dự án đấu nối về khu vực Bắc Bộ (ít ảnh hưởng đến truyền tải liên miền của Việt Nam) sẽ được ưu tiên nhập khẩu.

Đối với nhập khẩu Trung Quốc, đề án tính toán với trường hợp chỉ duy trì mua điện ở cấp 220kV như hiện tại với quy mô 700MW và 3,5 tỷ kWh/năm. Trường hợp có thể mua thêm 1000MW và 5,5 tỷ kWh/năm thì sẽ xem xét bù vào phần công suất dự phòng cho trường hợp phụ tải cao.

19.3.5. Khả năng phát triển điện hạt nhân:

Điện hạt nhân sẽ được đưa vào mô hình quy hoạch nguồn theo chi phí tối thiểu để mô hình lựa chọn khả năng phát triển. Các vị trí tiềm năng xây dựng dự kiến tại 3 vùng: Nam Trung Bộ, Trung Trung Bộ và Bắc Trung Bộ theo Quyết định số 906/QĐ-TTg ngày 17/6/2010 của Thủ tướng Chính phủ về quy hoạch định hướng phát triển điện hạt nhân.

Mặc dù có tiềm năng xây dựng về mặt vị trí, tuy nhiên việc phát triển điện hạt nhân tại Việt Nam sẽ có chi phí đầu tư cao (khoảng 6000USD/kW). Gần đây, nhu cầu bổ sung cho các biện pháp an toàn khác nhau như các biện pháp đối phó với sóng thần, các biện pháp đối phó với động đất và các biện pháp đối phó khủng bố đã được yêu cầu, do đó, vốn đầu tư của điện hạt nhân đã trở nên khá cao. Không giống như các loại hình công nghệ mới, chi phí đầu tư xây dựng điện hạt nhân sẽ rất khó giảm trong tương lai do yêu cầu an toàn cao và tỷ lệ nội địa hóa của Việt Nam thấp. Cùng với đó, hậu quả rất lớn trong trường hợp nhà máy điện hạt nhân bị sự cố và lớn hơn rất nhiều so với sự cố kho LNG hay nhiệt điện than.

Ngoài ra, trong thời gian tới, Việt Nam sẽ phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo theo định hướng của nghị quyết 55/NQ-TW và chiến lược phát triển năng lượng tái tạo đến 2050. Để tích hợp nguồn năng lượng tái tạo, các nguồn điện có khả năng vận hành linh hoạt sẽ được hệ thống ưu tiên lựa chọn phát triển. Nguồn điện hạt nhân là loại nguồn có khả năng linh hoạt kém, công suất đầu ra thay đổi rất chậm, luôn phải chạy đáy biểu đồ phụ tải. Do vậy, chỉ trong trường hợp tính toán kịch bản cực đoan như chi phí phát thải rất cao (giá CO₂ lên đến 15USD/tấn), thì mới xuất hiện nguồn điện hạt nhân trong kết quả của mô hình tính toán quy hoạch. Với các mức giá CO₂ thấp hơn, mô hình sẽ tăng cường phát triển năng lượng tái tạo kết hợp với nguồn điện linh hoạt.

Như vậy, do chi phí xây dựng khá cao nên để có thể phát triển nguồn điện hạt nhân cần phải có chính sách của nhà nước, việc đưa vào phát triển nguồn điện hạt nhân sẽ làm tăng cao chi phí toàn hệ thống, tuy nhiên sẽ tăng cường an ninh năng lượng trong nước hơn so với kịch bản không phát triển nguồn điện hạt nhân.

19.4. VỀ CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

Đề án tính toán cơ cấu phát triển nguồn điện toàn quốc đáp ứng theo nhu cầu phụ tải của từng vùng với tiêu chí: “Tối thiểu hóa chi phí của hệ thống điện trong toàn bộ thời gian quy hoạch, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc về vận hành hệ thống điện, các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng”. Quy hoạch điện VIII đưa ra 11 kịch bản chính khác nhau liên quan đến các chính sách phát triển nguồn điện, gồm cả các chính sách hiện hành và các chính sách giả định (các chính sách về phát triển NLTT, chính sách về giảm phát thải CO₂, chính sách không xây dựng nguồn điện than mới sau 2030, chính sách phát triển nguồn điện Hạt nhân sau 2035, chính sách có hay không có

xét chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải...). Hệ thống điện Việt Nam sẽ được phân thành 06 vùng để tính toán xác định cơ cấu phát triển nguồn điện tối ưu theo từng vùng và lượng công suất, điện năng truyền tải trên các đường dây liên kết giữa các vùng.

Sau khi có kết quả tính toán cơ cấu nguồn điện toàn quốc của mỗi kịch bản theo từng vùng trong giai đoạn quy hoạch, Đề án thực hiện so sánh các kịch bản theo các chỉ tiêu sau:

- Đảm bảo an ninh năng lượng;
- Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách hiện hành;
- Chi phí sản xuất điện toàn quốc thấp;
- Mức phát thải chất ô nhiễm thấp;
- Khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải liên miền thấp.

Kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn sẽ là kịch bản đáp ứng hài hòa các chỉ tiêu: (i) đảm bảo an ninh cung cấp điện; (ii) đáp ứng được các cam kết của Việt Nam đối với Quốc tế trong giảm ô nhiễm môi trường trong quá trình sản xuất điện; (iii) có chi phí sản xuất điện thấp, hài hòa lợi ích của nhà nước, nhà đầu tư và người sử dụng điện.

Qua tính toán, phân tích, QHĐ VIII đã lựa chọn được kịch bản tối ưu: kịch bản có chính sách phát triển NLTT phù hợp với Nghị quyết số 55-NQ/TW và Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2050, đồng thời có xét đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong sản xuất điện.

Để đánh giá hết các rủi ro trong phát triển điện lực, QHĐ VIII đã tính toán phân tích thêm độ nhạy của kịch bản tối ưu theo 07 giả thiết (biến động về dự báo phụ tải, biến động về giá nhiên liệu sơ cấp, biến động về chi phí đầu tư nguồn điện, biến động về giá CO₂, biến động về điều kiện thời tiết, thủy văn – năm nước kiệt). Quy mô công suất được lựa chọn phát triển thêm trong các kịch bản phân tích độ nhạy sẽ được xem xét bổ sung vào kịch bản lựa chọn để dự phòng rủi ro về biến động khí hậu (xảy ra năm khô hạn, gây ra giảm điện năng từ nguồn thủy điện 20% so với năm nước trung bình), và được xem xét trong việc bổ sung thêm nguồn đáp ứng kịch bản phụ tải cao.

Quy mô nguồn điện trong giai đoạn quy hoạch theo các kịch bản phát triển phụ tải được trình bày trong các bảng sau:

Bảng 19.4: Công suất các loại hình nguồn điện dự kiến quy hoạch đến năm 2045 (Kịch bản phụ tải cơ sở) - Đơn vị: MW

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu phụ tải (MW)	38706	59389	86493	113952	135596	153271
Tổng công suất đặt (MW)	69258	102193	137662	190391	233816	276601
Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	34.3%	24.0%	16.1%	11.8%	6.9%	4.6%
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	16391	14726

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
NĐ than nhập	6150	12682	20362	26392	31992	35192
TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	12550	27650	32900	38150
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	600	1400	4900	10800	15600
NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
Thuỷ điện	17085	19697	19792	19792	19792	19792
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió	630	11320	16010	23110	30910	39610
Điện gió offshore (*)	0	0	2000	9000	15000	21000
Điện mặt trời (MW)	16640	17240	18640	30290	42340	55090
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2050	3150	3860	4510	5310
TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	4500	6000	7800
Nhập khẩu Trung Quốc	700	700	700	700	700	700
Nhập khẩu Lào	572	2808	4977	4977	4977	4977

(*) Tại khu vực có độ sâu đáy biển lớn hơn 20m, quy mô phát triển đến 2045 lựa chọn tại Nam Trung Bộ.

Bảng 19.5: Công suất các loại hình nguồn điện dự kiến quy hoạch đến năm 2045 (Kích bản phụ tải cao) - Đơn vị: MW

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu phụ tải (MW)	38706	61357	93343	128791	162904	189917
Tổng công suất đặt (MW)	69258	103733	147522	218511	286026	342816
Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	34.3%	21.0%	15.4%	10.8%	6.1%	2.3%
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	17121	14961
NĐ than nhập	6150	12682	22822	33052	39512	43512
TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	17100	32300	42850	49600
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	900	1600	8100	17300	23600
NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
Thuỷ điện	17085	19697	19792	19792	19792	19792
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió	630	12280	16080	25880	34680	40080
Điện gió offshore (*)	0	0	3000	11000	23000	36000
Điện mặt trời (MW)	16640	17240	20140	38290	54840	71890
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2330	3230	3800	4450	5250
TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	5400	9300	13800
Nhập khẩu Trung Quốc	700	700	700	700	700	700
Nhập khẩu Lào	572	2808	4977	4977	4977	4977

(*) Tại khu vực có độ sâu đáy biển lớn hơn 20m, quy mô phát triển đến 2045 lựa chọn tại Nam Trung Bộ

Giai đoạn 2021 – 2030:

Cơ cấu công suất có sự thay đổi theo hướng giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than từ 34% năm 2020 xuống còn 27% vào năm 2030, trong giai đoạn này không phát triển thêm nhiệt điện than mới ngoài các nhà máy nhiệt điện than đang trong quá trình xây dựng, và đang xúc tiến đầu tư để có thể vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025.

Phát triển mạnh mẽ nguồn điện sử dụng khí từ 7GW năm 2020 lên 13,5GW năm 2025 và 28-33GW năm 2030. Tỷ trọng nguồn điện khí tăng từ 15% năm 2020 lên 21-23% năm 2030.

Phát triển mạnh mẽ điện gió từ công suất khoảng trên 600MW năm 2020 lên đến hơn 11-12 GW năm 2025 và hơn 18-19 GW năm 2030. Tỷ trọng điện gió chiếm 12% tổng công suất đặt năm 2025 và 13% tổng công suất đặt năm 2030.

Phát triển điện mặt trời từ công suất khoảng 17 GW giai đoạn 2020-2025 lên gần 19-20GW năm 2030. Tỷ trọng điện mặt trời chiếm 17% tổng công suất đặt năm 2025 và chiếm 14% năm 2030.

Song song với việc phát triển điện gió, điện mặt trời, cũng cần xây dựng các nhà máy điện có khả năng điều chỉnh linh hoạt, các nguồn pin tích năng, thủy điện tích năng, động cơ đốt trong ICE để đảm bảo vận hành ổn định hệ thống điện có tỷ trọng cao nguồn NLTT. Tổng các nguồn điện loại này đạt 2,6-2,8 GW năm 2030, chiếm gần 2% tổng công suất đặt của nguồn điện.

Định hướng phát triển nguồn điện giai đoạn 2031 – 2045:

Cơ cấu công suất có sự thay đổi theo hướng giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than từ 27% vào năm 2030 xuống còn 17-18% năm 2045. Tỷ trọng nguồn nhiệt điện khí tăng dần từ 21-22% vào năm 2030 lên tới 24-25% vào năm 2045. Tỷ trọng thủy điện sẽ giảm dần (do hiện đã khai thác gần hết tiềm năng). Các nguồn điện gió và mặt trời sẽ được phát triển mạnh trong tương lai, với tỷ trọng công suất lên tới trên 42% vào năm 2045. Tỷ trọng công suất nguồn NLTT (gồm cả thủy điện lớn) đạt 53% năm 2045.

Về cơ cấu điện năng, tỷ trọng điện năng của nhiệt điện than sẽ giảm dần từ 40% vào năm 2030 xuống còn khoảng 30% vào năm 2045; tỷ trọng nhiệt điện khí sẽ tăng dần từ 24-26% vào năm 2030 lên trên 28-30% vào năm 2045. Tỷ trọng điện năng của năng lượng tái tạo (gồm cả thủy điện lớn) sẽ đảm bảo đạt mục tiêu đã đề ra tại Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị và Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam (được phê duyệt tại quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015).

Nhu cầu than nhập khẩu cho sản xuất điện sẽ tăng từ 47-52 triệu tấn năm 2030 lên tới 75-96 triệu tấn năm 2045 tùy theo kịch bản phát triển phụ tải cơ sở và cao. Nhu cầu LNG nhập khẩu cho sản xuất điện sẽ tăng từ 10-13 triệu tấn năm 2030 lên đến 32-43 triệu tấn năm 2045. Trong giai đoạn tới nhu cầu nhiên liệu cho các nhà máy điện chạy dầu sẽ giảm dần, chỉ còn nhu cầu tiêu thụ dầu của các nhà máy điện đồng phaat.

So với QHĐ VII ĐC, trong giai đoạn đến 2030, chương trình phát triển nguồn điện của QHĐ VIII có những thay đổi lớn như sau: (i) phát triển với quy mô lớn nguồn điện

gió, điện mặt trời (công suất nguồn điện gió gấp 3 lần và điện mặt trời gần gấp 2 lần so với QHĐ VII ĐC); (ii) chỉ tiếp tục xây dựng các dự án nhiệt điện than đang xây dựng và đang xúc tiến đầu tư để có thể vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025; (iii) xây dựng thêm nguồn điện khí sử dụng LNG (CCGT) ở miền Bắc và nguồn điện linh hoạt (ICE) ở cả hai miền Bắc và Nam.

Bảng 19.6: So sánh quy mô nguồn điện của QHĐ VIII so với QHĐ VII ĐC

Đơn vị: MW

Hạng mục	Hiện tại	QHĐ VIII		QHĐ VII ĐC (phê duyệt năm 2016)	
		2020	2025	2025	2030
NĐ than	20431	29523	37323	47877	55477
NĐ khí+dầu	9030	14055	28871	15016	19016
Thủy điện+TĐTN (kể cả thủy điện nhỏ)	20685	24497	25992	24611	27871
Điện gió	630	11320	18010	2030	5990
Điện MT	16640	17240	18640	3935	11765
SK và NLTT khác	570	2050	3150	1844	3444
Nhập khẩu	1272	3508	5677	1436	1508
Điện Hạt nhân				0	4600
Tổng công suất đặt (MW)	69258	102193	137663	96749	129671
Pmax (MW)	38706	59389	86493	63471	90651

Về mặt kết quả tính toán cân đối theo nhu cầu phụ tải dự báo, sự khác biệt giữa Quy hoạch điện VIII và QHĐ VII điều chỉnh trong giai đoạn tới năm 2030 như sau:

- *Về phát triển Năng lượng tái tạo:* Tỷ trọng của NLTT (không bao gồm thủy điện) tại QHĐ VIII đã tăng lên tới gần 30% năm 2030, trong khi tỷ trọng nguồn NLTT tương ứng của QHĐ VII ĐC chỉ đạt được 16,3%. Một số thay đổi chính như sau: đến năm 2030 điện gió trên bờ và gần bờ sẽ phát triển thêm 9 GW, gió offshore thêm 2-3GW, điện mặt trời thêm 7GW, điện sinh khối giảm 0,5GW, thủy điện nhỏ giảm 1,8GW.
- *Về phát triển Nhiệt điện than:* Tỷ trọng của nhiệt điện than tại QHĐ VIII là 27%, giảm 16% so với tỷ trọng của nhiệt điện than tại QHĐ VII ĐC. Khoảng 18GW nhiệt điện than nhập khẩu đã phê duyệt trong QHĐ VII ĐC sẽ được đẩy lùi ra giai đoạn sau 2030 hoặc không đưa vào cân đối. Các dự án nhiệt điện than nhập khẩu không đưa vào cân đối có tổng công suất khoảng 5 GW gồm: Vũng Áng III – 1200MW, Long An I&II -2800MW, Tân Phước I - 1200MW. Các dự án đẩy lùi sau 2030 có tổng công suất khoảng 13GW gồm: Công Thanh (600MW, có thể đẩy sớm trong kịch bản cao), NĐ đồng phát Hải Hà 2,3,4 (1800MW, có thể đẩy sớm trong kịch bản phụ tải cao), NĐ Hải Phòng III (1200MW), NĐ Quảng Ninh III (1200MW tại Đà Nẵng), NĐ Quảng Trị I (1200MW), NĐ đồng phát Formusa Hà Tĩnh 2 (650MW); NĐ Quỳnh Lập I&II không cân đối và được thay bằng NĐ than Quảng Trị II – 2000MW; TTĐL

Long Phú (Long Phú III - 1800MW, Long Phú II - 1320MW, Long Phú I – 1200MW) chỉ cân đối trong trường hợp phụ tải phát triển theo kịch bản cao sau 2030.

- Về phát triển Nhiệt điện khí: Tỷ trọng của nhiệt điện khí tại QHĐ VIII là 21%, tăng 6% so với tỷ trọng của nhiệt điện khí tại QHĐ VII ĐC. Tại QHĐ VIII dự kiến xây dựng thêm khoảng gần 5 GW nguồn TBKHH sử dụng LNG tại miền Bắc, 500-700MW nguồn linh hoạt ICE tại miền Bắc và 900MW ICE tại miền Nam. Do phụ tải của miền Nam được dự báo tăng trưởng thấp hơn so với QHĐ VII ĐC và sự phát triển mạnh mẽ của điện gió, điện mặt trời tại khu vực miền Nam, nên cần xem xét đà lùi tiến độ của khoảng 6,5 – 2,5 GW (tùy theo phụ tải cơ sở và cao) nguồn điện TBKHH sử dụng LNG trong tổng số 14,5GW đã được phê duyệt tại miền Nam ra sau năm 2030.

Do nhu cầu điện miền Bắc có tốc độ tăng cao hơn miền Nam trong những năm tới, sau năm 2035 nhu cầu điện của miền Bắc sẽ vượt miền Nam. Trong khi các dự án nguồn điện đăng ký xây dựng ở miền Bắc không nhiều, vị trí tiềm năng xây dựng nguồn nhiệt điện hạn chế (biển miền Bắc khá nông và không có nhiều vị trí xây dựng cảng nước sâu); tiềm năng điện gió và mặt trời ở miền Bắc không lớn. Khu vực Bắc Bộ sẽ bắt đầu phải nhận điện từ hệ thống điện Bắc Trung Bộ và miền Trung từ năm 2023. Vì vậy các dự án cung cấp điện cho miền Bắc nên được ưu tiên phát triển trong giai đoạn tới. Mặc dù điện năng phát điện của điện mặt trời đặt tại miền Bắc không được cao như miền Nam, tuy nhiên điện mặt trời lại có thể đáp ứng tốt phần phụ tải đỉnh ban ngày, giảm nhu cầu truyền tải từ miền Nam ra miền Bắc, cần xem xét cơ chế khuyến khích đầu tư điện mặt trời nói riêng và NLTT nói chung cho khu vực Bắc Bộ.

Khu vực Nam Bộ, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên có tiềm năng lớn về điện gió và điện mặt trời, đặc biệt các dự án điện gió ngoài khơi ở khu vực Nam Trung Bộ. Khu vực phía Nam trong giai đoạn tới cần tập trung phát triển các dự án năng lượng tái tạo và các nguồn điện linh hoạt. Sau năm 2025, các nguồn điện linh hoạt như: động cơ ICE và TBK chu trình đơn sử dụng LNG, các nguồn tích năng sẽ rất cần thiết cho hệ thống điện để đảm bảo phủ đỉnh và dự phòng cho điện gió và mặt trời. Cần xây dựng cơ chế về giá công suất dự phòng cho các nguồn điện linh hoạt, để đảm bảo khả năng tài chính cho loại nguồn này do số giờ phát điện thấp.

Các nhà máy nhiệt điện sẽ có Tmax hàng năm thấp hơn so với truyền thống khi phát triển NLTT quy mô lớn (gió và mặt trời): Nhiệt điện than đạt khoảng 5000-6000h, TBKHH đạt 4500-5000h/năm. Các NMNĐ xây dựng mới và cải tạo cần được lựa chọn công nghệ mới để tăng cường tính linh hoạt trong vận hành. Việc cắt giảm NLTT với một tỷ lệ thích hợp là điều không thể tránh khỏi đối với một hệ thống điện tích hợp NLTT ở quy mô lớn. Tỷ lệ cắt giảm NLTT đối với cơ cấu nguồn đã lựa chọn khoảng từ 2-4% tổng điện năng sản xuất của các nguồn NLTT, tỷ lệ này đối với các nước trên thế giới là chấp nhận được.

Trên đây là kết quả tính toán cân đối nguồn điện theo nhu cầu phụ tải dự báo, cập nhật tiến độ vào vận hành nguồn điện theo đánh giá của Ban Chỉ đạo Quy hoạch Điện Quốc gia. Tuy nhiên khi xem xét đến việc dự phòng cho khả năng chậm tiến độ của các nguồn điện (đặc biệt các nguồn khai thác khí trong nước) quy mô nguồn điện đưa vào danh mục đầu tư sẽ cao hơn, cần phải đẩy sớm một số nguồn điện để dự phòng rủi ro chậm tiến độ các nguồn điện khác.

19.5. VỀ CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN

Tiêu chí được sử dụng để thiết kế lưới điện truyền tải của QHĐ8 như sau: Lưới điện truyền tải chính cung cấp điện cho phụ tải đáp ứng tiêu chí N-1. Cơ bản, lưới truyền tải tại một số thành phố lớn, mật độ phụ tải cao (như Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh) đáp ứng tiêu chí N-2. Lưới điện truyền tải giải tỏa công suất nguồn điện truyền thống (NĐ Than, NĐ Tua bin khí, thủy điện lớn) đáp ứng tiêu chí N-1. Lưới truyền tải giải tỏa cụm nguồn NLTT (điện gió, điện mặt trời) đáp ứng tiêu chí N-0

Chương trình phát triển lưới điện truyền tải được tính toán cho kịch bản phụ tải phụ tải cơ sở. Việt Nam đang trong giai đoạn phát triển cao nên không thể tránh khỏi sự biến động trong phát triển nguồn điện và phụ tải điện. Đối với những biến động mang tính cục bộ khu vực, trong thiết kế lưới điện truyền tải đã tính dự phòng trung bình 25%, do đó có khả năng đáp ứng được phụ tải biến động trong phạm vi này. Phương án thiết kế lưới điện của QHĐ VIII đối với lưới điện đồng bộ nguồn đã xét đến các kịch bản xuất hiện các cụm nguồn điện lớn. Với những biến động nguồn – tải liên vùng ở mức biến động trung bình trong phạm vi nghiên cứu, có thể đẩy hoặc giãn tiến độ một số công trình lưới điện. Đối với các biến động xảy ra liên vùng (ví dụ nguồn điện, phụ tải phân bổ giữa các vùng trong tương lai xảy ra quá khác biệt so với kịch bản cơ sở đề xuất của QHĐ VIII), việc này sẽ gây ra hệ lụy rất lớn về kinh tế - xã hội, đòi hỏi những sự điều chỉnh lớn từ cấp vĩ mô, trong đó có sự điều chỉnh về chiến lược phát triển nguồn-lưới điện đồng bộ.

Lưới điện truyền tải cần được đầu tư xây dựng theo cấu trúc mạch vòng kép, các trạm biến áp trong khu vực có mật độ phụ tải cao cần đảm bảo thiết kế theo sơ đồ sơ đồ 2 thanh cái linh hoạt, sơ đồ 3/2, sơ đồ 4/3, sơ đồ 3/2 linh hoạt để đảm bảo có thể vận hành linh hoạt theo cấu trúc mạch vòng kép vận hành hở hoặc cấu trúc mạch vòng kép – vận hành thành hai mạch vòng đơn để giảm được dòng điện ngắn mạch. Xem xét xây dựng các trạm biến áp GIS ngoài trời, trạm biến áp 220/22kV, trạm biến áp không người trực tại các trung tâm phụ tải. Các đường dây sử dụng cột có nhiều cấp điện áp, cột nhiều mạch để tiết kiệm đất. Ứng dụng công nghệ lưới điện thông minh trong truyền tải điện.

19.5.1. Lưới điện truyền tải liên vùng

Do sự phát triển quy mô lớn các nguồn năng lượng tái tạo gió và mặt trời ở khu vực miền Nam và miền Trung, nên lưới truyền tải liên vùng trong giai đoạn tới sẽ tập trung vào truyền tải từ Nam Trung Bộ và Tây Nguyên ra miền Bắc, từ Nam Trung Bộ và Tây Nguyên đi Nam Bộ, và từ Tây Nam Bộ đi Đông Nam Bộ

a) Giai đoạn đến 2030:

- *Liên kết Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ:* Gồm 6 mạch đường dây 500kV (cải tạo 2 mạch đơn 500kV hiện có thành 2 đường dây mạch kép, xây mới 1 mạch kép Quảng Trạch – Quỳnh Lập – Thanh Hóa – Nam Định).
- *Liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ:* gồm 4 mạch đường dây 500kV hiện có (2 mạch đơn Đà Nẵng – Vũng Áng hiện có, 1 mạch kép Dốc Sỏi – Quảng Trị - Quảng Trạch mới xây dựng)
- *Liên kết Tây Nguyên – Trung Trung Bộ:* gồm 5 mạch đường dây 500kV (cải tạo đường mạch đơn 500kV Pleiku – Thạnh Mỹ thành mạch kép, 3 mạch hiện có Pleiku – Dốc Sỏi).
- *Liên kết Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ:* Gồm 2 mạch đường dây 500kV (1 mạch kép Thuận Nam – Vân Phong – Bình Định – TBK Dung Quất).
- *Liên kết Nam Trung Bộ - Tây Nguyên:* Gồm 3 mạch đường dây 500kV (Mạch kép KrongBuk – Bình Định, mạch đơn hiện có Pleiku – Di Linh).
- *Liên kết Nam Trung Bộ - Nam Bộ:* Gồm 12 mạch đường dây 500kV. Cụ thể: 2 mạch kép đường dây 500kV Vĩnh Tân – Đồng Nai – Sông Mây hiện có; 1 mạch kép đường dây 500kV Thuận Nam – Chơn Thành; 1 mạch kép Cà Ná – Bình Dương 1 (đồng bộ với NĐ Cà Ná); 1 mạch kép điện gió Offshore – Long Thành (đồng bộ với dự án gió offshore); 1 mạch kép đường dây 500kV Sơn Mỹ - Châu Đức Bắc (đồng bộ với NĐ Sơn Mỹ).
- *Liên kết Tây Nguyên – Nam Bộ:* gồm 5 mạch đường dây 500kV (1 mạch kép Pleiku – Chơn Thành, 1 mạch đơn DakNong – Tân Định, 1 mạch kép Krongbuk- Tây Ninh)

b) Định hướng lưới điện liên vùng giai đoạn sau 2030

So với quy mô lưới điện năm 2030, dự kiến bổ sung các đường dây liên kết liên vùng sau:

- Xây dựng mới đường dây xoay chiều 500 kV mạch kép từ Nam Trung bộ ra Bắc Bộ để tăng cường dung lượng truyền tải điện liên Miền:
 - + Giai đoạn 2031 - 2035: Xây dựng khoảng 800 km đường dây 500 kV mạch kép. Điểm bắt đầu là TBA 500 kV Bình Định, điểm kết thúc tại TBA 500 kV Quảng Trạch.

- + Giai đoạn 2036 – 2045: Xem xét tăng cường khả năng truyền tải giữa khu vực Bắc Trung Bộ và Bắc Bộ.
- *Xây dựng mới 1 mạch kép đường dây 500kV đấu nối điện gió offshore khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận về Đồng Nai 2 giai đoạn 2036-2045*

c) **Khả năng xuất hiện đường dây một chiều liên kết truyền tải liên vùng**

Việc có xuất hiện hay không hệ thống điện một chiều phụ thuộc vào quy mô công suất, khoảng cách và sản lượng truyền tải. Sản lượng truyền tải thuận càng lớn (T_{max} càng lớn) và khoảng cách càng xa thì càng hiệu quả. Đối với kịch bản cơ sở, các liên kết liên vùng bằng đường dây một chiều chưa có hiệu quả. Đề án tính toán các phương án nguồn điện khi xuất hiện các rủi ro như: có nguồn khí Kèn Bầu; khả năng nhập khẩu Lào thấp và tăng cường phát triển điện gió offshore. Kết quả cho thấy chỉ trong trường hợp phát triển nguồn khí Kèn Bầu mà không thay thế cho NĐ than Quảng Trị thì nên xem xét khả năng xuất hiện lưới điện 1 chiều. Nếu phát triển nguồn điện khí Kèn Bầu tại Quảng Trị mà không thay thế cho nhiệt điện than Quảng Trị, mạch xoay chiều 500kV số 2 (hiện có) sẽ phải cải tạo thành đường dây 1 chiều từ Quảng Trị ra Hà Nội với chiều dài 600km.

19.5.2. **Lưới điện 500kV theo vùng**

Hiện nay, khu vực miền núi phía Bắc có trạm 500kV Lai Châu và Sơn La làm nhiệm vụ gom công suất các nguồn thủy điện, truyền tải về trung tâm phụ tải miền Bắc. Giai đoạn 2021-2025, lưới điện truyền tải khu vực sẽ tiếp tục được xây dựng mới, cải tạo để đáp ứng nhu cầu giải phóng các nguồn thủy điện, đáng chú ý có trạm 500kV Lào Cai và đường dây 500kV Lào Cai – Vĩnh Yên). Cũng trong giai đoạn này, thực hiện xây mới các đường dây 220kV để tăng cường nhập khẩu điện từ Trung Quốc, với công suất khoảng 2GW từ các trạm Back-to-Back đặt tại biên giới Trung Quốc – Lào Cai và Trung Quốc – Hà Giang. Giai đoạn 2026-2030, xây dựng mới đường dây 500kV Nậm Ou (Lào) – TĐTN Miền Bắc – Tây Hà Nội để đấu nối các nguồn thủy điện từ Lào. Sau năm 2035, xây dựng các trạm 500/220kV Cao Bằng, Tuyên Quang cấp điện cho phụ tải khu vực.

Trung tâm phụ tải TP Hà Nội và lân cận hiện đang được cấp điện từ 04 trạm biến áp 500/220kV (Hiệp Hòa, Đông Anh, Phố Nối, Thường Tín) và thủy điện Hòa Bình. Giai đoạn 2021-2025, hoàn thành đường dây 500kV Thường Tín – Tây Hà Nội – Vĩnh Yên tạo mạch vòng 500kV cấp điện xung quanh Hà Nội. Các trạm biến áp xây dựng mới cấp điện cho khu vực sẽ được kết nối vào mạch vòng này như TBA 500kV Long Biên, Tây Hà Nội, Thái Nguyên, Vĩnh Yên, Bắc Ninh, Sơn Tây, Đan Phượng, Nam Hà Nội, Bắc Giang, Bắc Ninh 2. Để cấp điện cho mạch vòng nói trên, lần lượt xây dựng các đường dây 500kV liên kết nguồn tải như: TĐTN Miền Bắc – Tây Hà Nội, Lào Cai – Vĩnh Yên, Gia Lộc – Phố Nối, Bắc Giang – Bắc Ninh, Nho Quan – Tây Hà Nội, LNG

Thái Bình – Nam Hà Nội, LNG Thái Bình – Long Biên. Giai đoạn 2036-2045, cải tạo đường dây 500kV Phó Nối – Hiệp Hòa thành đường dây mạch kép.

Khu vực Đông Bắc Bộ hiện có một trạm 500kV là trạm 500kV Quảng Ninh. Giai đoạn 2021-2030, xây dựng mới các trạm biến áp 500/220kV Hải Phòng, Gia Lộc. Sau năm 2030, xây dựng mới các trạm 500/220kV Hải Phòng 2, Quảng Ninh 2, Hải Hà, cấp điện cho phụ tải khu vực. Khu vực có nhiều nguồn nhiệt điện, công suất dư thừa hiện đang được truyền tải chủ yếu qua 02 đường dây 500kV mạch kép Quảng Ninh – Hiệp Hòa và Quảng Ninh – Phó Nối. Các năm tiếp theo, tiếp tục xây dựng các đường dây truyền tải giải phóng công suất nhiệt điện và TBK lớn như đường dây 500kV LNG Hải Phòng 1 – Hải Phòng - Thái Bình giai đoạn 2021-2030 và LNG Hải Phòng 1 – LNG Quảng Ninh 3 – Hải Phòng 2 – Gia Lộc, Gia Lộc – Phó Nối chuyển đấu nối Bắc Ninh, NĐ Đàm Hà – Bắc Giang, NĐ Hải Hà – Thái Nguyên sau năm 2030.

Khu vực Nam Hà Nội, hiện có trạm 500kV Nho Quan cấp điện cho khu vực. Dự kiến sẽ xây dựng mới các trạm 500/220kV NĐ Nam Định, Thái Bình, và đường dây 500kV Thanh Hóa – NĐ Nam Định – Thái Bình – Phó Nối vào giai đoạn 2021-2025. Giai đoạn 2026-2030, xây dựng trạm cát Nho Quan 2 cạnh trạm Nho Quan, vận hành linh hoạt, đấu nối 04 mạch của đường dây 500kV liên kết Bắc Trung Bộ - Hà Nội (Quỳnh Lập – Nho Quan – Thường Tín, Nghi Sơn – Nho Quan – Long Biên).

a) Khu vực Bắc Trung Bộ

Khu vực Bắc Trung Bộ đang nhận điện từ trạm 500kV Vũng Áng và trạm 500kV Hà Tĩnh. Dự kiến xây dựng mới các trạm 500/220kV Nghi Sơn, Thanh Hóa, Nghi Lộc (Nghệ An) trong giai đoạn 2021-2030 và các trạm 500/220kV Quỳnh Lưu (Nghệ An), Tĩnh Gia (Thanh Hóa) sau năm 2030. Các trạm biến áp 500kV nói trên và các NMNĐ Quảng Trạch, Vũng Áng, Nghi Sơn, Quỳnh Lập đều được đấu nối vào hệ thống đường dây truyền tải 500kV Bắc Nam.

Giai đoạn 2021-2025, hoàn thành đường dây 500kV Quảng Trạch – Trạm cát Quỳnh Lập – Thanh Hóa – NĐ Nam Định 1 tăng cường khả năng truyền tải Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ. Giai đoạn 2026-2030, tiếp tục tăng cường khả năng truyền tải giao điện này bằng cách cải tạo 02 mạch đường dây 500kV Vũng Áng – Nho Quan thành hai đường dây mạch kép, nâng tổng số mạch truyền tải 500kV cung đoạn này lên 06 mạch.

b) Khu vực Trung Trung Bộ

Khu vực Trung Trung Bộ đang nhận điện từ các TBA 500kV Đà Nẵng, Thạnh Mỹ, Dốc Sỏi. Dự kiến xây dựng mới các trạm 500/220kV cấp điện bao gồm Quảng Trị giai đoạn 2021-2030 và các trạm Phú Lộc (Huế), Hòa Liên (Đà Nẵng), Duy Xuyên (Quảng Nam) sau năm 2030. Xây dựng các đường dây 500kV mạch kép TBK Quảng Nam – Dốc Sỏi, TBK Dung Quất – Dốc Sỏi, TBK Dung Quất – Krôngbuk để đấu nối nguồn điện sử dụng khí CVX vào giai đoạn 2021-2025.

Giai đoạn 2021-2025 sẽ xây dựng trạm 500/220kV Hướng Hóa để gom nguồn điện gió khu vực Quảng Trị và cụm thủy điện Lào, xây dựng đường dây 500kV mạch kép Hướng Hóa – trạm cát Quảng Trị 2 đấu nối vào 02 mạch đường dây 500kV Bắc - Nam. Sau 2030, NĐ Quảng Trị sẽ được đấu nối vào trạm 500kV Quảng Trị, nằm trên 02 mạch còn lại của đường dây 500kV Bắc Nam. Xem xét xây dựng trạm biến áp 500/220kV Quảng Bình để gom NLTT tỉnh này.

Các nhà máy thủy điện Attapeu và Sekong của Lào, giáp ranh với tỉnh Quảng Nam được gom công suất theo đường dây 220kV về trạm cát Đăk Ooc (về trạm 500/220kV Thạch Mỹ). Giai đoạn đến 2030, sẽ xây dựng đường dây 500kV NĐ XeKong – Điện gió Monsoon – Thạch Mỹ đấu nối các dự án nguồn điện Lào về Việt Nam, đồng thời xây dựng mới 04 mạch ĐZ 500kV Thạnh Mỹ - rẽ Quảng Trạch – Dốc Sỏi, cải tạo ĐZ 500kV Đà Nẵng – Dốc Sỏi thành đường dây mạch kép để tăng khả năng truyền tải, giải phóng công suất trên lưới điện 500kV. Sau năm 2030, xây dựng đường dây 500kV Bình Định – Hòa Liên - Quảng Trạch, là một phần trong đường dây 500kV mạch kép 1200km tăng cường khả năng truyền tải liên miền.

c) Khu vực Tây Nguyên

Hiện tại, khu vực Tây Nguyên có 03 trạm biến áp 500kV Pleiku, Pleiku 2, Đăk Nông vừa cấp điện cho phụ tải khu vực, vừa gom công suất của các nguồn điện địa phương và thủy điện từ Lào. Giai đoạn 2021-2025, xây dựng mới TBA 500/220kV Krông Buk và đường dây 500kV TBK Dung Quất – Krông Buk – Tây Ninh tăng cường khả năng truyền tải Tây Nguyên. Giai đoạn 2026-2030, xuất hiện đường dây 500kV mạch 2 Pleiku – Thạnh Mỹ tăng khả năng truyền tải Tây Nguyên ra phía Bắc. Xây dựng mới các trạm gom nguồn NLTT như TBA 500kV Nhơn Hòa, ĐMT Ea Súp, Pleiku 3, Ea Nam đến năm 2030 và Kon Tum, ĐG Đăk Lăk, ĐG Gia Lai, ĐG Đăk Nông sau năm 2030. Nguồn điện Nam Lào sẽ được đấu nối cấp 220kV về trạm cát Bờ Y trước năm 2030 và gom về TBA 500kV Hatsan để truyền tải 500kV trong trường hợp các nguồn này tiếp tục tăng trưởng quy mô công suất.

d) Khu vực Nam Trung Bộ

Hiện tại lưới 500kV khu vực có trạm 500kV Di Linh gom thủy điện, trạm 500kV Vĩnh Tân và 4 mạch đường dây 500kV Vĩnh Tân về Sông Mây và Tân Uyên, trạm 500kV Thuận Nam và đường dây 500kV Thuận Nam – Vĩnh Tân để gom điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận. Trong giai đoạn tới, các tỉnh Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa sẽ xây dựng mới các trạm 500/220kV Bình Định, Vân Phong (Khánh Hòa) giai đoạn 2021-2030, và các trạm Tuy Hòa (Phú Yên), Diên Khánh (Khánh Hòa) sau năm 2030. Khu vực tỉnh Bình Thuận, Ninh Thuận xây dựng mới các trạm 500/220kV Thuận Nam, Vĩnh Tân, Sơn Mỹ giai đoạn đến năm 2030 và TBA 500kV Hồng Phong sau năm 2030. Các trạm nói trên vừa là trạm gom nguồn NLTT vừa phục vụ cấp điện cho phụ tải khu vực. Để giải phóng công suất của các nguồn điện khu vực, chủ yếu là về miền Nam, cần xây

dựng thêm khoảng 05 ĐZ mạch kép 500kV về Đông Nam Bộ (NĐ Sơn Mỹ - Bắc Châú Đức, Thuận Nam – Chơn Thành, TBK Cà Ná – Bình Dương 1, ĐGNK Thăng Long – Long Thành, ĐGNK Bình Thuận – Đồng Nai 2) và 02 ĐZ mạch kép ra phía Bắc (Bình Định – TBK Dung Quất và Bình Định – Hòa Liên – Quảng Trạch.

e) Khu vực Nam Bộ

Khu vực xung quanh TP Hồ Chí Minh hiện đã có hệ thống lưới truyền tải cấp điện tương đối hoàn thiện với các mạch vòng 500 kV bao quanh thành phố với 9 trạm 500/220kV hiện có (Cầu Bông, Tân Định, Tân Uyên, Sông Mây, Phú Mỹ, Nhà Bè, Phú Lâm, Đức Hòa, Chơn Thành). Ngoài việc nâng công suất các trạm hiện có, trong giai đoạn tới sẽ xây dựng mới các trạm 500/220kV cấp điện sau: các trạm Tây Ninh 1, Củ Chi, Bình Dương 1, Long Thành, Châú Đức Bắc, Đồng Nai 2, Long An trong giai đoạn 2021-2025, trạm 500kV Tây Ninh 2 và trạm cát 500kV Tây Ninh 3 giai đoạn 2026-2030. Trạm cát 500kV Đa Phước dự kiến vận hành giai đoạn 2026-2030 để nhận điện từ trạm 500kV Bến Tre khu vực Tây Nam Bộ. Xây dựng mới trạm 500/220kV Bình Dương 2, lắp máy biến áp cho trạm cát 500kV Đa Phước (TP.HCM) vào giai đoạn 2031-2035. Giai đoạn 2036-2045, sẽ xây dựng thêm các trạm 500/220kV Đồng Nai 3, Hóc Môn. Khu vực Đông Nam Bộ có quy mô dự kiến phát triển điện mặt trời rất lớn, đặc biệt là điện mặt trời trên hồ Dầu Tiếng và hồ Trị An. Giai đoạn 2026-2030 sẽ xây dựng trạm 500kV ĐMT Hồ Dầu Tiếng và đường dây 500 kV đấu nối chuyển tiếp trên 2 mạch 500 kV KrongBuk – Tây Ninh 1. Do nằm gần trung tâm phụ tải, nên các dự án điện mặt trời ở các tỉnh Tây Ninh, Bình Phước, Bình Dương, Đồng Nai đều có thể gom lên lưới 220kV của khu vực. Khi TBKHH Long Sơn vào vận hành sẽ được đấu nối 500kV về trạm 500kV Châú Đức Bắc với khoảng cách 40km.

Khu vực Tây Nam Bộ hiện trạng được cấp điện từ trạm 500kV Ô Môn và Mỹ Tho, 2 trạm 500kV đấu nối nguồn điện Long Phú và Duyên Hải đã vào vận hành, cùng với các đường dây 500kV Long Phú – Ô Môn – Mỹ Tho, Duyên Hải – Mỹ Tho, Mỹ Tho – Phú Lâm, Mỹ Tho – Nhà Bè. Trong giai đoạn tới, để cấp điện cho phụ tải khu vực sẽ xây dựng thêm trạm 500kV Thốt Nốt vào vận hành năm 2021-2025, các trạm 500kV Tiền Giang, Đồng Tháp vào giai đoạn 2026-2030, trạm 500kV An Giang, Đức Hòa 2 vào 2031-2035. Lưới điện 500kV khu vực Tây Nam Bộ sẽ phát triển với quy mô lớn, phần lớn để giải phóng công suất nguồn điện khu vực (đặc biệt là điện gió, TBKHH Ô Môn và Bạc Liêu) về khu vực TP. Hồ Chí Minh. Giai đoạn 2021-2025, sẽ xây dựng trạm 500kV Duyên Hải 2 để gom điện gió khu vực tỉnh Trà Vinh, xây dựng đường dây 500kV Duyên Hải 2 (đi trạm cát 500kV Vĩnh Long) – Rẽ Sông Hậu – Đức Hòa giải phóng công suất NĐ Sông Hậu và điện gió, xây dựng trạm 500kV Thốt Nốt và đường dây mạch kép 500kV Ô Môn – Thốt Nốt – Cầu Bông để giải tỏa nguồn TTDL Ô Môn. Giai đoạn 2026-2030, sẽ xây dựng đường dây 500kV mạch kép TBKHH Bạc Liêu – Thốt Nốt (đồng bộ với TBK Bạc Liêu), trạm 500kV Duyên Hải 3 và trạm cát 500kV

Trà Vinh để gom điện gió tỉnh Trà Vinh về đường dây 500kV Duyên Hải – Mỹ Tho, xây dựng trạm 500kV Bến Tre và đường dây 500kV Trạm cát Trà Vinh – Bến Tre – trạm cát 500kV Đa Phước – Rẽ Phú Lâm – Nhà Bè để đấu nối điện gió khu vực Bến Tre, Trà Vinh, đường dây 500kV mạch kép Đồng Tháp – Tây Ninh 2. Như vậy đến 2030, liên kết Tây Nam Bộ - Đông Nam Bộ sẽ có 12 mạch đường dây 500kV. Giai đoạn 2031-2035, xây dựng mới 1 mạch kép đường dây 500kV gom điện gió khu vực Bạc Liêu về trạm 500kV Đồng Tháp và Tây Ninh 2.

19.5.3. Tổng hợp khối lượng lưới điện xây dựng

Bảng 19.7: Tổng hợp khối lượng xây dựng lưới điện 500kV toàn quốc

STT	Cấp 500kV				
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1.Trạm biến áp					
Xây dựng mới	37500	16350	19800	13200	4800
Cải tạo (công suất tăng thêm)	13650	18750	21000	20400	24300
2.Đường dây xoay chiều					
Xây dựng mới	6749	4484	4221	1269	259
Cải tạo	0	1560	200	0	0

Bảng 19.8: Tổng hợp khối lượng xây dựng lưới điện 220kV toàn quốc

STT	Cấp 220kV				
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
1.Trạm biến áp					
Xây dựng mới	41626	19375	20250	10875	8000
Cải tạo (công suất tăng thêm)	15186	19438	22750	23125	23375
2.Đường dây xoay chiều					
Xây dựng mới	10484	4051	2357	1116	762
Cải tạo	5258	913	49	0	0

19.6. VỀ LIÊN KẾT LƯỚI ĐIỆN KHU VỰC

a) Về khả năng nhập khẩu điện của Việt Nam

Việt Nam có khả năng nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào vì đây là những nước đang dư thừa nguồn điện (đặc biệt là nguồn thủy điện) và có kế hoạch xuất khẩu điện sang các nước láng giềng.

Đối với mua điện Trung Quốc, hiện tại nước ta đang mua điện ở phía Bắc thông qua 2 đường dây 220kV phía Lào Cai và phía Hà Giang bằng hình thức tách lưới. Tổng công suất mua điện hiện tại khoảng 700MW, điện năng khoảng 2-3 tỷ kWh/năm. Hiện chính phủ đã chấp thuận việc xúc tiến nhập khẩu thêm từ Trung Quốc thông qua đường dây truyền tải 220kV và trạm Back to Back, dự kiến vào vận hành năm 2023-2024. Khi đó, tổng công suất nhập khẩu sẽ đạt khoảng 2GW và điện năng khoảng 9 tỷ kWh/năm. Tiềm năng nhập khẩu từ phía Trung Quốc sau năm 2025 vẫn còn lớn. Trong khi miền

Bắc không có nhiều tiềm năng điện gió, mặt trời, vị trí xây dựng nhà máy nhiệt điện hạn chế, việc nhập khẩu thêm từ phía Trung Quốc và Lào về Bắc Bộ là rất cần thiết. Do đó, cần tiếp tục xem xét mở rộng nhập khẩu bằng đường dây 1 chiều 500kV để có thể nhập khẩu thêm 3000MW từ Trung Quốc như các nghiên cứu trước đây đã thực hiện

Đối với nhập khẩu Lào, theo biên bản ghi nhớ giữa 2 chính phủ Việt Nam và Lào năm 2016, Việt Nam có thể nhập khẩu nguồn điện từ Lào với quy mô khoảng 3000MW năm 2025 và 5000MW năm 2030. Theo đó hiện nay đã có khá nhiều các dự án nằm dọc biên giới Việt Nam - Lào xúc tiến nghiên cứu bán điện về Việt Nam với tổng quy mô cũng đã lên đến 5-7GW. Các dự án điện tại Lào dự kiến nhập khẩu về Việt Nam trong giai đoạn đến năm 2030 hiện đều được nghiên cứu theo phương thức đấu trực tiếp vào lưới điện Việt Nam, được coi như nguồn điện của Việt Nam trong vận hành. Do đó cần nghiên cứu kỹ về giá mua điện, khả năng truyền tải của hệ thống, khả năng hấp thu nguồn năng lượng tái tạo và chi phí linh hoạt của hệ thống để tích hợp nguồn điện NLTT biến đổi. Xem xét ưu tiên nhập khẩu nguồn điện có khả năng điều tiết như thủy điện có hồ chứa, hạn chế nguồn điện biến đổi vì sẽ làm tăng gánh nặng về chi phí linh hoạt của hệ thống Việt Nam. Đặc biệt các dự án điện gió và mặt trời của Lào dự kiến đấu nối về Tây Nguyên và Trung Trung Bộ cần được xem xét kỹ vì vừa làm tăng gánh nặng lên lưới truyền tải ra Bắc Bộ, vừa làm tăng chi phí linh hoạt của hệ thống Việt Nam.

Trong giai đoạn tới, xem xét nghiên cứu xây dựng liên kết 500kV thông qua trạm Back to Back đặt tại biên giới Thanh Hóa với Lào để kết nối lưới 500kV Bắc Lào và mua điện từ các nhà máy khu vực Bắc Lào về khu vực Bắc Bộ của Việt Nam. Các NMĐ ở Trung Lào, Nam Lào dự kiến bán sang Việt Nam sẽ kết nối với lưới 500kV của Lào và truyền tải ra Bắc Lào để bán điện cho khu vực Bắc Bộ của Việt Nam, do khả năng truyền tải trên lưới điện Việt Nam từ miền Trung Việt Nam ra miền Bắc Việt Nam đã đạt giới hạn.

b) Về khả năng xuất khẩu điện

Việt Nam hiện đang xuất khẩu điện cho Campuchia khoảng 250MW thông qua đường dây mạch kép truyền tải 220kV Châu Đốc -Tà Keo dài 77km. Các nước Campuchia, Thái Lan và Myanmar trong giai đoạn tới đều có nhu cầu nhập khẩu từ các nước láng giềng. Mặc dù các nước này đều có tiềm năng xây dựng nguồn điện, nhưng các đánh giá của họ về phát triển nguồn điện trong nước được coi là có chi phí cao hơn so với việc nhập khẩu từ các nước láng giềng. Vì vậy trong tương lai, nếu có khả năng dư thừa nguồn điện, Việt Nam có thể xem xét xuất khẩu điện cho Campuchia, Thái Lan và Myanmar

c) Về khả năng kết nối lưới điện liên quốc gia

Trong giai đoạn sau 2030, cần xem xét xây dựng hệ thống lưới điện kết nối hệ thống điện các nước trong khu vực GMS. Khi đó các đường dây truyền tải 1 chiều

(HVDC) hoặc trạm Back to Back sẽ được sử dụng để liên kết giữa các hệ thống. Các liên kết Bắc Bộ với Trung Quốc và Lào sẽ có xu hướng truyền tải chính là mua điện về Bắc Bộ. Phía miền Trung và miền Nam sẽ nghiên cứu xây dựng các liên kết sang Lào, Thái Lan, Campuchia và Myanmar để bán điện từ miền Trung và miền Nam khi dư thừa nguồn gió, mặt trời, gồm:

- Liên kết miền Trung Việt Nam – Lào – Thái Lan - Myanmar
- Liên kết miền Nam Việt Nam – Campuchia – Thái Lan - Myanmar

Ngoài ra sẽ tiếp tục nghiên cứu điều chỉnh và phối hợp xây dựng các liên kết lưới điện giữa các nước ASEAN trong tình hình mới. Việc xem xét xây dựng hệ thống liên kết lưới điện khu vực GMS là cần thiết để tăng cường khả năng tích hợp năng lượng tái tạo và đạt được đầy đủ các lợi ích của kết nối.

19.7. VỀ PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN NÔNG THÔN

Đến đầu năm 2020, kết quả thực hiện chương trình Điện khí hóa nông thôn giai đoạn trước đã đạt được nhiều thành tựu đáng kể. Trong điều kiện của nước đang phát triển, phải đổi mới với rất nhiều rào cản về công nghệ, nguồn vốn, trình độ quản lý, tỷ lệ 100% số xã có điện, hơn 99,47% số hộ dân có điện, trong đó có 99,18% số hộ nông dân có điện, đây có thể xem như là một thành quả rất lớn của Tập đoàn điện lực Việt Nam và Bộ Công Thương. Theo đánh giá của các tổ chức quốc tế, mức độ phủ điện đến các hộ dân vùng sâu, vùng xa, vùng hải đảo của Việt Nam là thành tựu mà không nhiều quốc gia trên thế giới đạt được.

Trong giai đoạn 2021-2030, sẽ tiếp tục thực hiện mục tiêu 100% số hộ dân đều có điện. Tiếp tục hoàn thành Chương trình mục tiêu cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo tại quyết định 1740/QĐ-TTg ngày 13/12/2018. Để đạt mục tiêu đảm bảo 100% hộ dân cả nước đều có điện, nước ta cần tiếp tục hoàn thành các nhiệm vụ sau: Tiếp tục đầu tư cải tạo và mở rộng lưới phân phối hiện có; Đảm bảo sự phát triển bền vững của lưới điện nông thôn; Mở rộng kết nối điện cho những hộ chưa có điện; Tiếp tục đảm bảo giá điện hợp lý cho người nghèo.

Ngoài việc tìm ra cách thích hợp nhất để mở rộng kết nối điện cho phần dân cư còn lại hiện đang không có điện, Việt Nam phải tiếp tục thực hiện các khoản đầu tư cần thiết cho khôi phục cải tạo và nâng cấp hệ thống hiện có, đảm bảo tính bền vững vận hành các lưới điện và đảm bảo giá điện ở mức phải chăng cho người nghèo.

Một số chủ trương cụ thể về cải tạo lưới điện nông thôn như sau:

- Hoàn thành cải tạo toàn bộ lưới 6, 10, 15kV hiện có lên cấp điện áp 22kV.
- Đối với các khu vực vùng núi, những nơi có mật độ phụ tải thấp và dân cư thưa thớt, bán kính cung cấp điện lớn (trên 50 km) có thể chấp nhận giải pháp cấp điện bằng cấp điện áp 35kV.

- Đối với lưới điện phân phối 0,4kV phải tiến hành đồng thời cả 2 nhiệm vụ cải tạo lưới điện hiện hữu ở những vùng đã được nối lưới nhưng chất lượng không đảm bảo yêu cầu kỹ thuật và xây dựng hệ thống lưới điện mới cho các khu vực chưa có lưới điện vươn tới.
- Khu vực vùng sâu vùng xa và hải đảo sẽ được tính toán ưu tiên phương án cấp điện từ điện lưới trước, nếu nhu cầu điện phù hợp với khoảng cách cấp điện cho phép của từng cấp điện áp của lưới điện. Tuy nhiên trong trường hợp các hải đảo quá xa đất liền (như đảo Bạch Long Vỹ, Hoàng Sa, Trường Sa...), việc kéo lưới điện từ đất liền ra đảo là không thể đảm bảo được các thông số kỹ thuật vận hành, cần xem xét các phương án cấp nguồn điện cho đảo từ các loại nguồn điện độc lập. Nghiên cứu ứng dụng các mô hình năng lượng tái tạo tại chỗ như: Đèn xách tay năng lượng mặt trời, pin năng lượng mặt trời, thủy điện nhỏ... Đầu tư nguồn NLTT kết hợp với pin tích năng để cấp điện cho các đảo xa bờ. Cần xây dựng cơ chế quản lý, đầu tư thuận lợi để duy trì và phát triển các nguồn điện ở những khu vực này.

Giai đoạn sau năm 2030, tiếp tục đảm bảo sự phát triển bền vững của lưới điện nông thôn thông qua cải tạo nâng cấp hệ thống điện hiện có, đáp ứng nhu cầu sinh hoạt và sản xuất ngày càng tăng của người dân. Thực hiện chuyển dần việc cấp điện cho các đảo từ nguồn điện diesel sang nguồn cấp kết hợp năng lượng tái tạo và pin tích năng để giảm dần chi phí bù giá điện của nhà nước cho các khu vực vùng sâu, vùng xa và hải đảo.

19.8. VỀ ĐIỀU ĐỘ HTĐ QUỐC GIA

Trên cơ sở định hướng phát triển hệ thống điện và thị trường điện trong những năm tới, sẽ có rất nhiều các vấn đề thách thức mới đối với tổ chức điều độ quốc gia. Vì vậy tổ chức điều độ sẽ cần được cải tổ để phù hợp với tình hình mới.

a) Giai đoạn đến năm 2025

Cơ sở đề xuất mô hình tổ chức điều độ sẽ dựa trên định hướng tái cơ cấu ngành điện theo QĐ 168/QĐ-TTg ngày 07/02/2017: theo đó TT Điều độ HTĐ quốc gia sẽ trở thành Công ty TNHH MTV 100% vốn nhà nước hạch toán độc lập (NSMO), thực hiện chức năng điều hành hệ thống điện và điều hành thị trường điện quốc gia. Trong giai đoạn này NSMO là công ty hạch toán độc lập trong EVN. Giai đoạn 2021-2025 sẽ là giai đoạn NSMO phải hoàn thiện cơ chế thị trường bán buôn điện cạnh tranh và triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Ngoài ra, đây cũng là giai đoạn tổ chức điều độ cần tăng cường năng lực trong dự báo phụ tải, dự báo khả năng huy động nguồn điện trong ngắn hạn và trung hạn, tập trung vào dự báo khả năng phát của điện gió, điện mặt trời.

b) Giai đoạn 2026-2030

Trong giai đoạn này, NSMO sẽ tách khỏi EVN. Khối lượng nguồn lưới điện liên kết với các nước trong khu vực sẽ tăng, NSMO sẽ cần đẩy mạnh bộ phận hợp tác và giao dịch quốc tế. Thị trường điện sẽ hình thành thị trường phái sinh, tăng cường điều chỉnh phụ tải theo giá, áp dụng các dụng cụ điện thông minh, áp dụng công nghệ 4.0 trong vận hành hệ thống điện. Đây sẽ là giai đoạn xây dựng hệ thống tích hợp thông minh.

c) Tầm nhìn 2031-2045

Sau 2030, hệ thống điện sẽ tiếp tục phát triển mạnh hơn các nguồn NLTT và tập chung vào phát triển lưới điện thông minh. Dự kiến sẽ xây dựng mô hình điều độ theo hướng:

- Tiếp tục xây dựng hệ thống tích hợp thông minh
- Tích hợp đa ngành năng lượng và dịch vụ: điện, gas, nước
- Phát triển mô hình tinh gọn và nâng cao năng suất.

19.9. VỐN ĐẦU TƯ VÀ KINH TẾ PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC

- Với phương án chọn, tổng vốn đầu tư phát triển điện lực giai đoạn 2021-2030 khoảng 128,3 tỷ USD, trong đó: cho nguồn điện là 95,4 tỷ USD, cho lưới điện khoảng 32,9 tỷ USD. Cơ cấu trung bình VĐT nguồn và lưới là 74/26. Giai đoạn 2021 – 2030, trung bình mỗi năm cần đầu tư khoảng 12,8 tỷ USD (9,5 tỷ USD cho nguồn và 3,3 tỷ USD cho lưới).
- Tổng vốn đầu tư phát triển điện lực giai đoạn 2031-2045 khoảng 192,3 tỷ USD, trong đó: cho nguồn điện là 140,2 tỷ USD, cho lưới điện khoảng 52,1 tỷ USD. Cơ cấu trung bình VĐT nguồn và lưới là 73/27. Giai đoạn 2031 – 2045, trung bình mỗi năm cần đầu tư khoảng 12,8 tỷ USD (9,3 tỷ USD cho nguồn và 3,4 tỷ USD cho lưới)...
- Theo kết quả tính toán ở phương án cơ sở: chi phí biên theo công suất trung bình phần nguồn điện 289 USD/kW/năm giai đoạn 2021-2030 và 325 USD/kW/năm giai đoạn 2031-2045. Chi phí biên bình quân cho phần nguồn sản xuất 8,8 UScent/kWh giai đoạn 2021-2030 và 9,6 UScent/kWh giai đoạn 2021-2045, chi phí biên bình quân đến lưới phân phối là 11,4 Uscent/kWh giai đoạn 2021-2030 và 12,3 Uscent/kWh giai đoạn 2021-2045.
- Phương án quy hoạch mang lại hiệu quả kinh tế với các chỉ tiêu giá trị lợi nhuận ròng hiện tại hoá $NPV > 0$, $B/C > 1$ và hệ số hoàn vốn nội tại kinh tế $EIRR = 17,6\%$ là khả thi vì đủ lớn hơn hệ số chiết khấu kinh tế (ikt) (với hệ số ikt = 10%), $ENPV = 72.451$ tỷ VNĐ
- Do nhu cầu vốn đầu tư giai đoạn 2021-2025 lớn để tăng nguồn vốn đầu tư và cải thiện các chỉ tiêu tài chính theo yêu cầu của nhà tài trợ nước ngoài là: tỷ lệ tự đầu tư tối thiểu 25% và tỷ lệ thanh toán nợ tối thiểu là 1.5 lần và lợi nhuận

của NPT khoảng 3%, trong giai đoạn 2021-2025 giá truyền tải cần tăng từ 84,9 đ/kWh năm 2020 lên đạt 137,3 đồng/kWh năm 2025, và đạt khoảng 130 đồng/kWh giai đoạn 2026-2030.

19.10. ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG VÀ NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT

- Kịch bản phát triển nguồn và lưới điện lựa chọn cho QHĐ8 là kịch bản đáp ứng được các mục tiêu về bảo vệ môi trường và có xét đến các yếu tố cực đoan của điều kiện thời tiết
- Kịch bản lựa chọn có mức phát thải CO₂ đạt 246 triệu tấn CO₂ năm 2030 và 348 triệu tấn CO₂ vào năm 2045. So với kịch bản phát triển thông thường mức phát thải CO₂ sẽ giảm 15% vào năm 2030, 29-30% giai đoạn 2035-2045. Mức giảm này đáp ứng được chỉ tiêu giảm phát thải mà Việt Nam đã cam kết với quốc tế trong NDC cập nhật khi có sự hỗ trợ từ bên ngoài.
- Khối lượng tro xỉ phát sinh từ các nhà máy nhiệt điện đốt than tăng từ 14,8 triệu tấn năm 2020 lên đến 28 triệu tấn năm 2030 và tăng lên 37 triệu tấn năm 2045. Loại chất thải rắn này thường chứa một số kim loại nặng phụ thuộc vào đặc thù vùng mỏ của than nhiên liệu, nếu không được kiểm soát một cách đúng đắn có thể ảnh hưởng đến nguồn nước, đất và gây ô nhiễm không khí khu vực bãi thải. Diện tích đất cần thiết để lưu chứa lượng chất thải rắn này sẽ đạt 2657 ha năm 2035 và khoảng 2958 ha năm 2045. Hầu hết diện tích đất này là đất nông nghiệp, gây ảnh hưởng đến quỹ đất sản xuất đang ngày càng bị thu hẹp của người dân và gia tăng chi phí cho bảo vệ môi trường.
- Chất thải rắn từ các công trình điện mặt trời: Trong quá trình xây dựng và vận hành, điện mặt trời đã có chất thải rắn do có tỷ lệ hư hỏng nhất định, đến năm 2045 khi các dự án điện mặt trời hiện tại bắt đầu tháo dỡ, lượng rác thải có thể lên tới 390 nghìn tấn. Trong thời gian tới, cần phải đẩy mạnh nghiên cứu thử nghiệm thu gom xử lý Chất thải của điện mặt trời và điện gió, để có thể xử lý hiệu quả loại chất thải này trong tương lai. Với chất thải điện mặt trời, hiện nay công nghệ có thể xử lý được nhưng chi phí lớn khoảng 200-220EUR/tấn, đang được thực hiện ở Châu Âu, Nhật Bản, nên Việt Nam cần chuẩn bị các điều kiện về công nghệ, năng lực và chế tài cho việc này.
- Chất thải rắn từ điện gió, các tuabin gió thải ra là loại chất thải khó quản lý và xử lý vì không thể tái chế được, mà ở thời điểm hiện tại chúng được chứa ở các bãi thải. Kích thước lớn và mức độ bền vững cao của cánh quạt, cột, trụ của các tua bin gió đã, đang và sẽ là vấn đề đau đầu đối với các nhà quản lý khi giải quyết vấn đề bãi thải. Với Việt Nam, hiện nay mới bắt đầu xâm nhập và phát triển điện gió vấn đề này chưa thực sự được quan tâm, nhưng đến năm 2045 rác thải của điện gió cũng sẽ là vấn đề môi trường đáng quan tâm. Đến

năm 2030 Việt Nam dự kiến sẽ có khoảng 15 nghìn tấn chất thải từ điện gió và đến năm 2045 dự kiến có 375 nghìn tấn chất thải rắn. Nhưng với chất thải của dự án điện gió hiện chưa có giải pháp xử lý hiệu quả ngoài việc được lưu giữ tại các bãi thải rộng lớn, điều này khó khăn đối với Việt Nam nói diện tích đất hạn chế.

- Giai đoạn 2021-2030, tổng diện tích đất dành cho các công trình điện là 95 nghìn ha trong đó: lưới điện 220-500kV khoảng 45 nghìn ha, điện mặt trời khoảng 30 nghìn ha, điện gió trên bờ và gần bờ khoảng 6 nghìn ha. Diện tích mặt biển của điện gió offshore (độ sâu trên 20m) khoảng 37 nghìn ha.
- Giai đoạn 2031-2045, tổng diện tích đất dành cho các công trình điện khoảng 106 nghìn ha, trong đó: lưới điện 220-500kV khoảng 28 nghìn ha, điện mặt trời khoảng 62 nghìn ha, điện gió trên bờ và gần bờ là 8 nghìn ha. Diện tích mặt biển của điện gió offshore là 390 nghìn ha.

Các biện pháp giảm thiểu tác động đến môi trường:

- Đối với điện mặt trời, ngay từ bây giờ cần có những quy định cụ thể, ngay từ khi hình thành dự án, quy định chặt chẽ ràng buộc trách nhiệm nhà sản xuất, nhà cung ứng tấm Panel để họ có trách nhiệm thu hồi, hoặc khuyến khích những nhà đầu tư tái chế. Đối với tác động do chiếm đất, cần thực hiện nghiêm túc hướng dẫn của các cơ quan quản lý nhà nước về giới hạn diện tích cho các dự án điện mặt trời. Đồng bộ hóa từ khâu quy hoạch, phê duyệt, thiết kế, xây dựng, tránh tình trạng mật độ tập trung dự án quá lớn ảnh hưởng đến dân sinh kinh tế, môi trường tự nhiên
- Đối với các dự án điện gió, cũng cần làm rõ trách nhiệm của các bên, đặc biệt là đối với việc xử lý chất thải khi kết thúc dự án. Nên cập nhật sử dụng các thiết bị công nghệ cao để giảm thiểu các tác động đối với môi trường. Công tác quy hoạch, xây dựng, phê duyệt, quản lý vận hành đồng bộ cũng rất quan trọng trong việc giảm thiểu tác động tiêu cực đến môi trường của các dự án điện gió. Đặc biệt đối với điện gió ngoài khơi, là các công trình ảnh hưởng trực tiếp đến an ninh hàng hải, chủ quyền lãnh thổ quốc gia, nên phải có sự quan tâm đặc biệt và liên kết quản lý chặt chẽ bởi cơ quan quản lý các cấp
- Đối với các NMND than: Áp dụng các công nghệ hiện đại, kỹ thuật tiên tiến nhằm nâng cao hiệu suất, giảm thiểu các tác động tiêu cực của các dự án nhiệt điện nói chung đến môi trường. Nhập khẩu than có nhiệt trị cao để giảm phát thải và tro xỉ. Thực hiện Quyết định số 1696/QĐ-TTg ngày 23/9/2014 về một số giải pháp thực hiện xử lý tro, xỉ, thạch cao của các NMND, nhà máy hóa chất phân bón để làm nguyên liệu sản xuất vật liệu xây dựng, và Quyết định số

452/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Đề án đẩy mạnh xử lý, sử dụng tro, xỉ, thạch cao của các NMNĐ, nhà máy hóa chất, phân bón.

- Đối với các NMNĐ sử dụng khí LNG: Cần xây dựng hệ thống bảo vệ an toàn nghiêm ngặt cho tàu và kho LNG. Đảm bảo khoảng cách an toàn từ hệ thống bồn chứa LNG, cảng LNG,... đến khu dân cư hoặc các công trình khác

19.11. CƠ CHẾ GIẢI PHÁP THỰC HIỆN QHĐ8

Trên cơ sở chỉ đạo của Chính phủ, QHĐ8 sẽ mang tính định hướng, mang tính mở, tạo ra không gian để huy động và phát huy các nguồn lực từ xã hội. Phương hướng trong thời gian tới là khai thác triệt để các nguồn năng lượng tái tạo, nhưng phải bảo đảm vận hành an toàn, bảo vệ môi trường; phát triển các ngành điện khí, khí hóa lỏng một cách hợp lý để ít phụ thuộc vào nguồn khí nhập khẩu, tạo được điều kiện cho các nhà đầu tư, doanh nghiệp trong nước tham gia vào quá trình sản xuất điện năng, khai thác các nguồn năng lượng như năng lượng tái tạo, điện khí, khí hóa lỏng. Do đó cần xem xét các giải pháp sau:

- Sửa đổi Luật Điện lực để đáp ứng được yêu cầu phát triển của ngành điện trong giai đoạn tới: tạo điều kiện thu hút vốn đầu tư toàn xã hội, đảm bảo vận hành hệ thống điện tích hợp cao nguồn NLTT
- Nghiên cứu, xây dựng và ban hành luật về năng lượng tái tạo (tạo hành lang pháp lý vững chắc cho đầu tư, vận hành năng lượng tái tạo, phát triển chuỗi cung ứng...)
- Bổ sung thêm các nhiệm vụ mới đối với các tổ chức của Bộ Công Thương và Ban Chỉ đạo Quốc gia về Phát triển Điện lực trong việc thực hiện QHĐ8
- Hoàn thiện xây dựng thị trường điện cạnh tranh
- Xây dựng các cơ chế mới trong đầu tư phát triển điện lực để đảm bảo thực hiện quy hoạch, cơ chế xử lý vấn đề bổ sung quy hoạch sau khi QHĐ8 được phê duyệt.
- Xây dựng các cơ chế để thu hút đầu tư, huy động vốn
- Xây dựng các cơ chế đảm bảo vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong hệ thống tích hợp cao nguồn NLTT biến đổi.

19.12. CÁC KIẾN NGHỊ VỀ TRIỂN KHAI THỰC HIỆN QHĐ8

- Kiến nghị Chính phủ cho phép triển khai xây dựng kế hoạch phát triển nguồn và lưới điện truyền tải trong giai đoạn ngắn và trung hạn theo chu kỳ hàng năm hoặc 2 năm/lần. Đây là cơ sở để các cơ quan chức năng tổ chức đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư các công trình điện.

- Kiến nghị Chính phủ sớm xem xét trình Quốc hội sửa đổi Luật Điện lực theo hướng linh hoạt để đáp ứng được yêu cầu phát triển của ngành điện trong giai đoạn tới: tạo điều kiện thu hút vốn đầu tư toàn xã hội, đặc biệt là các nguồn vốn tư nhân trong nước, các nguồn vốn đầu tư nước ngoài trong phát triển điện lực.
- Kiến nghị Bộ Công Thương sớm xây dựng thị trường công suất, thị trường cạnh tranh về tính linh hoạt để cung cấp nguồn linh hoạt và dự phòng cho hệ thống; xem xét sửa đổi quy định về hệ thống truyền tải, các quy định trong vận hành thị trường điện phù hợp với hệ thống tích hợp lớn nguồn năng lượng tái tạo và sự phát triển của các nguồn điện sạch (LNG).
- Kiến nghị Chính phủ giao trách nhiệm cho các địa phương có công trình điện trên địa bàn, nhất là các trạm và đường dây 500kV, 220kV có trách nhiệm trong giải phóng mặt bằng các công trình điện, tạo điều kiện thuận lợi cho các chủ đầu tư thực hiện dự án đúng tiến độ.

MỤC LỤC CHƯƠNG 19

CHƯƠNG 19. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	822
19.1. VỀ HIỆN TRẠNG HTĐ VÀ ĐÁNH GIÁ THỰC HIỆN QHĐ7ĐC	822
19.2. Về dự báo nhu cầu tiêu thụ điện	823
19.3. VỀ NĂNG LUỢNG SƠ CẤP VÀ TIỀM NĂNG XÂY DỰNG NLTT	825
19.3.1. Về khả năng khai thác năng lượng sơ cấp trong nước	825
19.3.2. Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho phát điện	827
19.3.3. Khả năng xây dựng các nguồn năng lượng tái tạo	827
19.3.4. Khả năng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng	829
19.3.5. Khả năng phát triển điện hạt nhân:	830
19.4. VỀ CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN	830
19.5. VỀ CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LUỐI ĐIỆN	836
19.5.1. Lưới điện truyền tải liên vùng	837
19.5.2. Lưới điện 500kV theo vùng	838
19.5.3. Tổng hợp khối lượng lưới điện xây dựng	842
19.6. VỀ LIÊN KẾT LUỐI ĐIỆN KHU VỰC	842
19.7. VỀ PHÁT TRIỂN LUỐI ĐIỆN NÔNG THÔN	844
19.8. VỀ ĐIỀU ĐỘ HTĐ QUỐC GIA	845
19.9. VỐN ĐẦU TƯ VÀ KINH TẾ PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC	846
19.10. ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG VÀ NHU CẦU SỬ DỤNG ĐẤT	847
19.11. CƠ CHẾ GIẢI PHÁP THỰC HIỆN QHĐ8	849
19.12. CÁC KIẾN NGHỊ VỀ TRIỂN KHAI THỰC HIỆN QHĐ8	849