QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

TẬP I: THUYẾT MINH CHÍNH

Phần I: Hiện trạng năng lượng quốc gia và kết quả thực hiện quy hoạch

Chương 1: Hiện trạng năng lượng quốc gia

MỞ ĐẦU 2
1.1 Cơ cấu tổ chức ngành năng lượng 7
1.2 Hiện trạng năng lượng quốc gia 8
1.2.1 Hiện trạng cung cầu năng lượng 8
1.2.2 Hiện trạng an ninh năng lượng 14
1.2.3 Hiện trạng chính sách và các chương trình phát triển năng lượng chính 17
1.3 Hiện trạng các lĩnh vực phân ngành dầu khí 24
1.3.1 Hiện trạng lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu mỏ 24
1.3.2 Hiện trạng công nghiệp khí 36
1.3 Hiện trạng các lĩnh vực phân ngành dầu khí 24
1.3.4 Hiện trạng nhập khẩu, vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu mỏ và khí 45
1.4 Hiện trạng các lĩnh vực phân ngành than 55
1.4.1 Hiện trạng công tác thăm dò 55
1.4.2 Hiện trạng công tác đầu tư mỏ than 59
1.4.3 Hiện trạng công tác sàng tuyển chế biến than 64
1.4.4 Hiện trạng công tác xuất, nhập khẩu than 71
1.5 Hiện trạng phân ngành năng lượng tái tạo 73
1.5.1 Năng lượng gió 74
1.5.2 Năng lượng mặt trời 74
1.5.3 Năng lượng sinh khối 77
1.5.4 Năng lượng chất thải rắn 79
1.5.5 Thủy điện nhỏ 79
1.5.6 Năng lượng tái tạo khác 80
1.6 Hiện trạng phân ngành điện lực 82
1.6.1 Hiện trạng nguồn điện 84
1.6.2 Hiện trạng lưới truyền tải và phân phối điện 86

MỞ ĐẦU

1. Sự cần thiết của Quy hoạch tổng thể về năng lượng

Ngành công nghiệp năng lượng trong vòng 10 năm qua đã có những thay đổi đáng kể. Những đánh giá về tài nguyên gần nhất chỉ ra rằng nguồn tài nguyên năng lượng toàn cầu đã tăng hơn trước đây do các công nghệ mới và hiệu quả hơn. Thông điệp từ những dự báo của các tổ chức nghiên cứu uy tín gần đây chỉ ra rằng các nguồn nhiên liệu hóa thạch: than, dầu và khí còn dồi dào và có thể khai thác trong nhiều thập kỷ tới. Tuy nhiên, bức tranh năng lượng không chỉ có những mảng sáng, vẫn còn đó những hiểm nguy đe dọa đến cung cấp năng lượng toàn cầu. Những bất ổn chính trị vẫn xảy ra ở những khu vực cung cấp năng lượng chủ yếu trên thế giới. Trong khi đó, hàng tỷ người ở châu Á và châu Phi không thể tiếp cận những nguồn năng lượng thương mại sạch và hiện đại. Nhiên liệu hóa thạch cũng là nguồn phát thải khí nhà kính chủ yếu và khí thải ở các thành phố lớn. Việc tìm kiếm sự thỏa hiệp giữa các quốc gia để đạt được những ràng buộc mang tính pháp lý cho các thỏa thuận về biến đổi khí hậu cũng lên đến đỉnh điểm trong những năm gần đây. Đến nay các quốc gia trong khuôn khổ Công ước Khí hậu trong đó có Việt Nam đã cùng nhau đạt được Thỏa thuận mang tính pháp lý, bắt buộc thực hiện về trách nhiệm, nghĩa vụ giảm phát thải khí nhà kính toàn cầu tại Hội nghị Công ước Khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu. Theo đó, giai đoạn sau năm 2021, các quốc gia phải có các nỗ lực đóng góp mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính quốc gia bằng nguồn lực trong nước.

Thấy rõ tầm quan trọng của việc phát triển ngành năng lượng Việt Nam, trong nhiều năm qua Đảng và Chính phủ luôn có những chỉ đạo sáng suốt, sâu sát cả về các chiến lược dài hạn cũng như các bước đi cụ thể từng giai đoạn của ngành năng lượng. Nghị quyết 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị và Nghị quyết 55-NQ/TW ngày về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia Việt Nam đến năm 2020 và tầm nhìn đến năm 2050 là kim chỉ nam, là cơ sở để phát huy những thành quả đạt được, tiếp tục phát triển ngành năng lượng phục vụ nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội, bảo đảm an ninh, quốc phòng và nâng cao đời sống nhân dân.

Quyết định số 17433/QĐ-TTg ngày 03/12/2019 của Thủ tướng Chính phủ về nhiệm vụ lập Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050.

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. 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 hai thập kỷ gần đây. Trước đây, xuất khẩu dầu thô và than là những nguồn đóng góp quan trọng cho ngân sách quốc gia. Nhưng trong những năm gần đây, nhập khẩu năng lượng lại có xu hướng tăng mạnh mẽ.

Giai đoạn 2010-2019 chứng kiến sự sụt giảm mạnh mẽ của năng lượng phi thương mại trong cơ cấu TPES từ 13,7% năm 2010 xuống còn 4,9% năm 2015 và đến năm 2019 ước tính chỉ còn 0,3%. Năng lượng tái tạo, với thủy điện làm nòng cốt, cũng có sự gia tăng

trong cơ cấu, từ 11% năm 2010 lên 14,7% năm 2015 và 18,4% vào năm 2018. Nhưng đến năm 2019 năng lượng tái tạo giảm xuống chỉ còn 15,8% mặc dù năm này chứng kiến sự phát triển mạnh mẽ của điện mặt trời.

Trước đây, các quy hoạch phát triển của từng phân ngành năng lượng như điện, than, dầu khí, năng lượng tái tạo… đã được các cơ quan khác nhau lập riêng rẽ, nên các quy hoạch này thiếu gắn kết, không tạo ra được một bức tranh chung cân đối và hài hòa về các mục tiêu mà chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đã đề ra. Hơn nữa, những quy hoạch riêng rẽ tập trung nhiều vào phía cung cấp và ít chú ý vào phía tiêu thụ năng lượng, do đó, khó đưa ra một tầm nhìn tổng thể về vấn đề sử dụng hiệu quả năng lượng một yếu tố đặc biệt quan trọng trong việc đánh giá nhu cầu năng lượng quốc gia và triển khai các kế hoạch thúc đẩy hoạt động sử dụng năng lượng hiệu quả. Đặc biệt trong bối cảnh Việt Nam đã đặt ra các mục tiêu về tiết kiệm năng lượng, giảm phát thải khí nhà kính trong Báo cáo đóng góp quốc gia tự quyết định thực hiện Thỏa thuận Paris về biến đổi khí hậu.

Để đáp ứng tình hình phát triển mới, Luật Quy hoạch số 21/17/QH14 ban hành ngày 26/12/2017 đã quy định việc lập Quy hoạch tổng thể về năng lượng trong danh mục các quy hoạch kết cấu hạ tầng. Việc xây dựng một quy hoạch tổng thể về năng lượng sẽ góp phần đánh giá toàn diện về cung – cầu năng lượng quốc gia và kết nối việc phát triển năng lượng với các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội - môi trường mà Việt Nam đã đặt ra: Mục tiêu Thiên niên kỷ, Chiến lược Phát triển Bền vững, Chiến lược Tăng trưởng xanh và các chương trình mục tiêu quốc gia khác.

Để vượt qua các khó khăn, thách thức, đảm bảo cung cấp năng lượng đầy đủ đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng của đất nước, việc xây dựng "Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050" là thực sự cần thiết.

2. Cơ sở pháp lý

Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050 (QHTTNL) được lập dựa trên những cơ sở pháp lý sau đây:

- Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11 tháng 02 năm 2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Nghị quyết số 55-NQ/TW).
- Nghị quyết số 23-NQ/TW ngày 22 tháng 3 năm 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.
- Luật Quy hoạch số 21/2017/QH14 ngày 26 tháng 12 năm 2017.
- Luật Đấu thầu số 43/2013/QH13 ngày 26 tháng 11 năm 2013.
- Nghị định số 63/2014/NĐ-CP ngày 26 tháng 6 năm 2014 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Đấu thầu về lựa chọn nhà thầu (Nghị định số 63/2014/NĐ-CP).

- Nghị định số 37/2019/NĐ-CP ngày 07 tháng 5 năm 2019 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Quy hoạch (Nghị định số 37/2019/NĐ-CP).
- Nghị quyết số 11/NQ-CP ngày 05 tháng 02 năm 2018 của Chính phủ về triển khai thi hành Luật Quy hoạch.
- Quyết định số 995/QĐ-TTg ngày 09 tháng 8 năm 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.
- Thông tư số 08/2019/TT-BKHĐT ngày 17 tháng 5 năm 2019 của Bộ kế hoạch và Đầu tư về việc hướng dẫn về định mức cho hoạt động quy hoạch (Thông tư số 08/2019/TT-BKHĐT).

Căn cứ các quy định nêu trên, Bộ Công Thương là cơ quan chủ trì, chịu trách nhiệm thực hiện Nhiệm vụ lập QHTTNL, trình Thủ tướng Chính Phủ xem xét, phê duyệt.

3. Quan điểm lập Quy hoạch tổng thể về năng lượng

Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050 (QHTTNL) được lập dựa trên các quan điểm sau đây:

- Phát triển năng lượng phải gắn liền với chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước và đảm bảo tối ưu hệ thống năng lượng tổng thể, đi trước một bước, bền vững, tiếp tục đa dạng hóa các nguồn năng lượng nhằm cung cấp đầy đủ và ổn định, đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội và chiến lược công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước trong kỷ nguyên xu thế toàn cầu của Cách mạng công nghiệp lần thứ 4.
- Thăm dò, khai thác, chế biến và sử dụng các nguồn tài nguyên năng lượng trong nước hợp lý, hiệu quả, kết hợp với khai thác, nhập khẩu năng lượng từ nước ngoài nhằm bảo tồn nguồn tài nguyên trong nước và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.
- Phát triển thị trường năng lượng cạnh tranh, đa dạng hóa sở hữu và phương thức kinh doanh, hướng tới thỏa mãn tốt nhất lợi ích người tiêu dùng. Thúc đẩy nhanh việc xóa bao cấp, tiến đến xóa bỏ hoàn toàn việc thực hiện chính sách xã hội thông qua giá năng lượng.
- Phát triển đồng bộ, hài hòa và hợp lý hệ thống năng lượng: điện, dầu khí, than, năng lượng mới và tái tạo; phân bố hợp lý hệ thống năng lượng theo vùng lãnh thổ; cân đối từ khâu thăm dò, khai thác, chế biến; phát triển đồng bộ hệ thống hạ tầng, dịch vụ và tái chế; khuyến khích phát triển các nguồn năng lượng mới và tái tạo, năng lượng sạch.
- Ứng dụng thành tựu của kinh tế tri thức, của Cách mạng công nghiệp lần thứ 4 và các tiến bộ khoa học công nghệ để nâng cao hiệu quả sử dụng và tiết kiệm năng lượng, đẩy mạnh hiệu quả kinh doanh năng lượng; ngày càng nâng cao chất lượng cung cấp và dịch vụ năng lượng.

- Phát triển năng lượng gắn chặt với bảo vệ môi trường, bảo đảm phát triển năng lượng theo hướng tăng trưởng xanh và bền vững, ứng phó hiệu quả với biến đổi khí hậu.

4. Mục tiêu của Quy hoạch tổng thể về năng lượng

Mục tiêu tổng quát của QHTTNL:

Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; cung cấp đầy đủ năng lượng ổn định, có chất lượng cao với giá cả hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội nhanh và bền vững, bảo đảm quốc phòng, an ninh, nâng cao đời sống của nhân dân, góp phần bảo vệ môi trường sinh thái. Ngành năng lượng phát triển hài hoà giữa các phân ngành với hạ tầng đồng bộ và thông minh, đạt trình độ tiên tiến của khu vực ASEAN. Xây dựng thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, hiệu quả, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa. Khai thác và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước kết hợp với xuất, nhập khẩu năng lượng hợp lý; triệt để thực hành tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng. Chủ động sản xuất được một số thiết bị chính trong các phân ngành năng lượng; nâng cấp, xây dựng lưới điện truyền tải, phân phối điện tiên tiến, hiện đại.

Trên cơ sở đó, QHTTNL được lập với những mục tiêu cụ thể như sau:

1. Phân tích và đánh giá hiện trạng phát triển các phân ngành năng lượng (than, dầu, khí, năng lượng tái tạo) giai đoạn 2011-2018 (về điều kiện tự nhiên, nguồn lực, bối cảnh và thực trạng phân bố, sử dụng không gian…), thực tế triển khai nội dung của các quy hoạch các phân ngành năng lượng gần đây;
2. Dựa trên hiện trạng và dự báo xu thế phát triển kinh tế xã hội, đánh giá nhu cầu năng lượng giai đoạn 2011-2018, đưa ra các phương án dự báo nhu cầu năng lượng theo các loại nhiên liệu và theo các phân ngành kinh tế giai đoạn 2021-2030 và giai đoạn 2031-2050;
3. Nghiên cứu các phương án phát triển các phân ngành năng lượng và sử dụng hiệu quả năng lượng; lựa chọn một số phương án có chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật tốt và có tính khả thi cao, đảm bảo cung cấp năng lượng đầy đủ 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 năng lượng; đề xuất các phương án phát triển kết cấu hạ tầng hệ thống năng lượng trên phạm vi cả nước và các vùng lãnh thổ giai đoạn 2021-2030 có xét đến năm 2050; phân tích tính khả thi của phương án phát triển hệ thống kết cấu hạ tầng năng lượng;
4. Đánh giá về liên kết ngành, liên kết vùng, xác định yêu cầu của phát triển kinh tế-xã hội cũng như những cơ hội và thách thức phát triển đối với ngành năng lượng; Đánh giá sự liên kết, đồng bộ giữa kết cấu hạ tầng tổng thể ngành năng lượng trong nước với khu vực và quốc tế; Lập danh mục các dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư của các phân ngành năng lượng và thứ tự ưu tiên thực hiện;

5. Đánh giá về tác động môi trường và lập Báo cáo đánh giá môi trường chiến lược (ĐMC) cho quy hoạch tổng thể về năng lượng với các định hướng bố trí sử dụng đất và bảo vệ môi trường, ứng phó với biến đổi khí hậu và bảo tồn sinh thái, cảnh quan, di tích đã xếp hạng quốc gia;
6. Nghiên cứu đề xuất các giải pháp chủ yếu về cơ chế chính sách phát triển, tổ chức thực hiện quy hoạch, đảm bảo phát triển bền vững năng lượng quốc gia.

Phần I: Hiện trạng năng lượng quốc gia và kết quả thực hiện quy hoạch

Chương 1 Hiện trạng năng lượng quốc gia

1.1 Cơ cấu tổ chức ngành năng lượng

Hiện nay, tham gia trong ngành năng lượng Việt Nam gồm có nhiều chủ thể thuộc nhiều thành phần kinh tế, hoạt động trong các lĩnh vực khai thác, xuất nhập khẩu, sản xuất, chế biến, truyền tải, phân phối và trao đổi năng lượng. Trong lĩnh vực quản lý và điều tiết nhà nước có Bộ Công Thương, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Cục Điều tiết Điện lực thực hiện chức năng quản lý giám sát, điều phối các hoạt động trong ngành năng lượng. Sơ đồ tổ chức ngành năng lượng được thể hiện ở hình dưới đây:

Phân ngành than

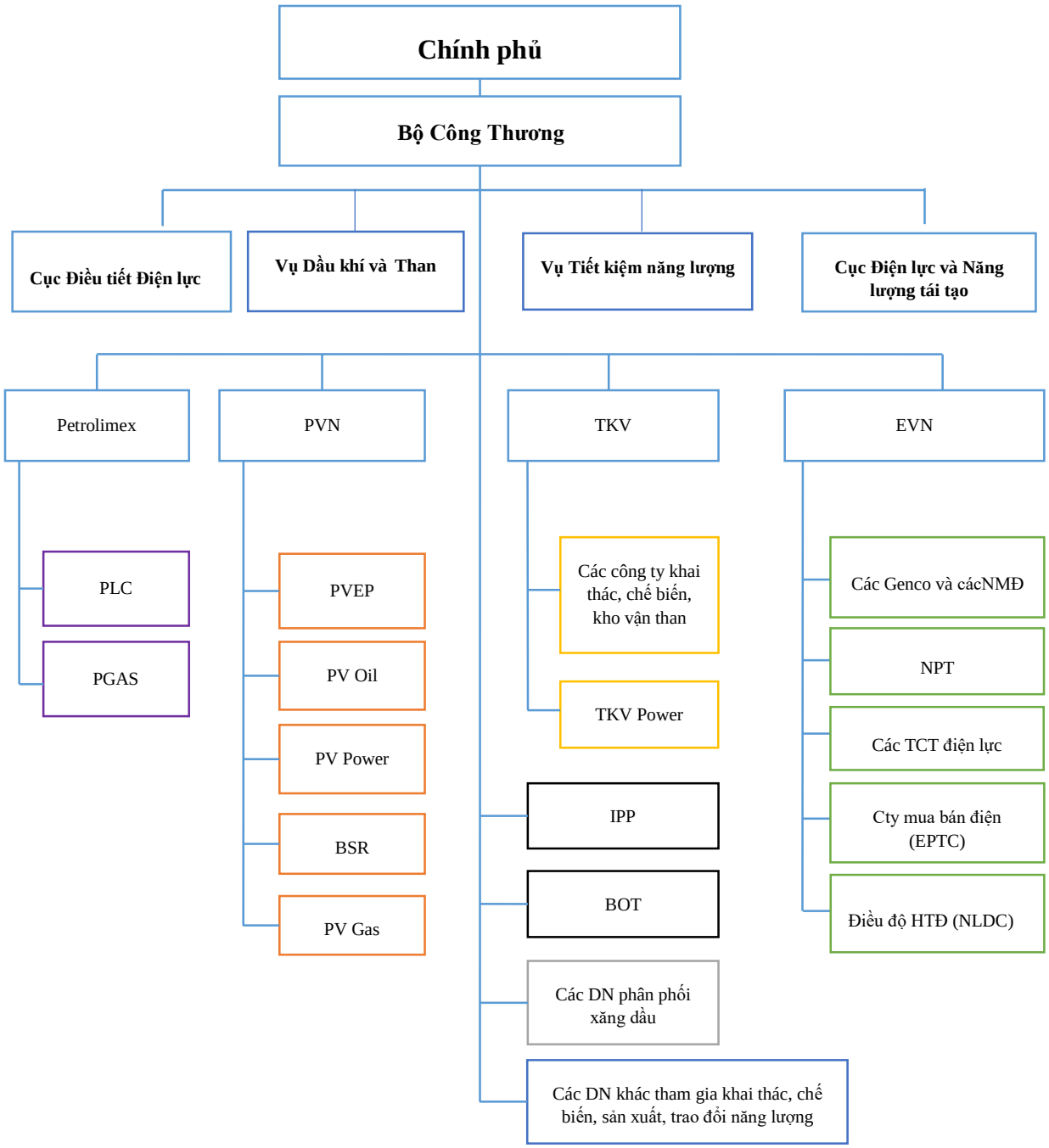
Trong lĩnh vực khai thác, chế biến và xuất nhập khẩu than có sự tham gia của TKV, Tổng Công ty Đông Bắc và các doanh nghiệp khác.

Phân ngành dầu khí

Trong lĩnh vực thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí có sự tham gia của PVN và các doanh nghiệp nước ngoài khác. Trong đó, thị trường khí tự nhiên vẫn được Nhà nước quy định theo đó PVN/PV GAS đóng vai trò điều tiết, phân phối thị trường khí tự nhiên [10]. Trong lĩnh vực nhập khẩu và phân phối sản phẩm xăn dầu có sự tham gia của Petrolimex, PVN và nhiều doanh nghiệp đầu mối khác.

Phân ngành điện lực

Trong lĩnh vực sản xuất điện có sự tham gia của các tập đoàn kinh tế nhà nước như EVN, PVN, TKV, Tập đoàn Xây dựng Công nghiệp Việt Nam, các doanh nghiệp tư nhân, các nhà đầu tư nước ngoài theo hình thức BOT và IPP.



Hình 1-1 Sơ đồ cơ cấu tổ chức ngành năng lượng Việt Nam

1.2 Hiện trạng năng lượng quốc gia

1.2.1 Hiện trạng cung cầu năng lượng

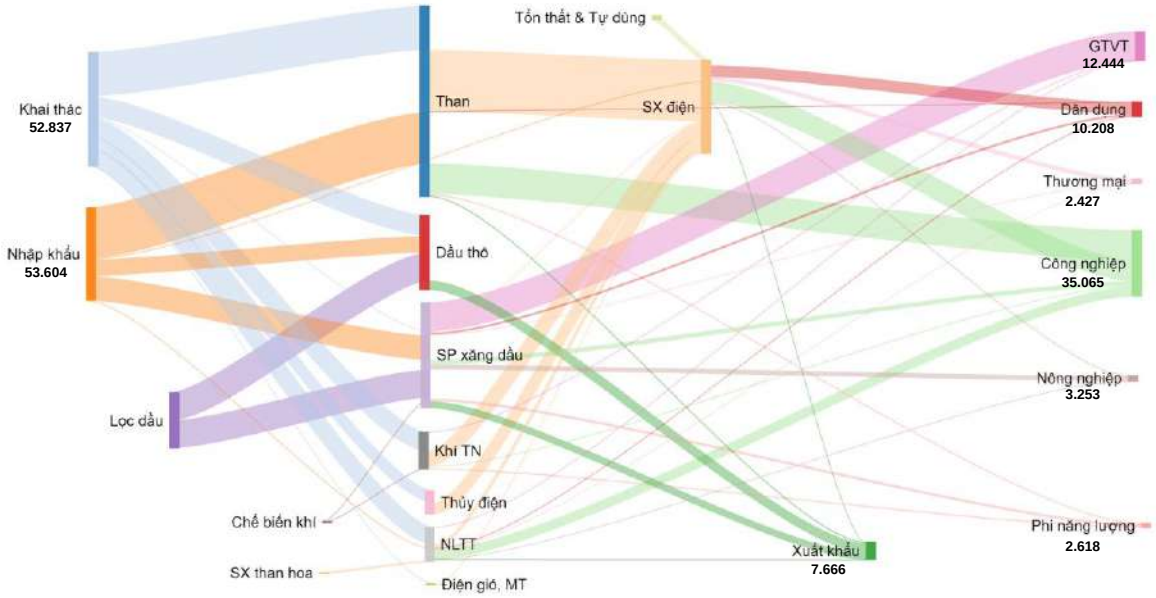
Trong giai đoạn 2010-2019, hệ thống năng lượng Việt Nam đã phát triển để đáp ứng nhu cầu năng lượng của nền kinh tế có quy mô GDP theo giá so sánh 2010 tăng gấp 1,8 lần, từ 2,1 triệu tỷ đồng năm 2010 lên 3,8 triệu tỷ đồng vào năm 2020. Dân số trung bình của Việt Nam tăng từ 87,1 triệu người vào năm 2010 lên 97,6 triệu người vào năm 2020, với cơ cấu dân số thành thị tăng từ 30,4% lên đến 36,8%. Trong giai đoạn này, GDP bình quân đầu người theo giá thực tế tăng từ 1.273 USD năm 2010 lên khoảng 2.778 USD năm 2020. Đây là giai đoạn Việt Nam phát triển sau khi vào nhóm nước thu nhập trung bình từ năm 2009. Nhu cầu năng lượng Việt Nam do đó được dẫn dắt bởi một loạt các

yếu tố: hoạt động kinh doanh sản xuất, tăng trưởng dân số và đô thị hóa, cơ giới hóa giao thông vận tải, mức sống dân cư và tăng cường tiếp cận năng lượng. Bảng dưới đây thể hiện diễn biến một số chỉ số kinh tế năng lượng cơ bản gắn với phát triển kinh tế xã hội trong giai đoạn 2010-2020:

Bảng 1-1 Các chỉ tiêu kinh tế năng lượng chính giai đoạn 2010-2020

Chỉ tiêu	Đơn vị	2010	2015	2020	Mức tăng 2020 so với 2010 (lần)
Tổng sản phẩm trong nước theo giá so sánh 2010	Tỷ đồng	2.157.828	2.875.856	3.847.182	1,78
Dân số	Nghìn người	87.067,30	92.228,60	97.582,69	1,12
Cơ cấu dân số thành thị		30,39	33,48	36,82	
Tổng sản phẩm trong nước bình quân đầu người theo giá thực tế	USD	1.273	2.097	2.779	2,18
Tổng cung năng lượng sơ cấp (NLSC)	Nghìn TOE	51.610	63.002	95.762	1,86
Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (NLCC)	Nghìn TOE	39.831	47.561	66.014	1,66
Tổng NLSC đầu người	kgOE/người	593	683	981	1,65
Tổng NLSC trên GDP	kgOE/1000USD	445	408	463	1,04
Tỷ lệ nhập khẩu ròng năng lượng trên Tổng NLSC	%	-17,6	8,4	48,0	
Tiêu thụ điện đầu người	kWh/người	972	1.548	2.229	2,29
Tỷ lệ tiêu thụ điện/tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng	%	18,3	25,7	28,4	
Tổng phát thải CO2 từ hoạt động năng lượng	Triệu tấn CO2	147	158	273	1,86

Năm 2015 đánh dấu thời điểm Việt Nam trở thành một nước nhập khẩu tịnh năng lượng sau một thời gian dài xuất khẩu tịnh năng lượng. Sơ đồ dòng năng lượng Sankey dưới đây minh họa dòng năng lượng từ khai thác, xuất nhập khẩu, sản xuất, chế biến, chuyển đổi đến sử dụng năng lượng trong nền kinh tế Việt Nam năm 2020:



Hình 1-2 Sơ đồ dòng năng lượng Việt Nam năm 2020 (KTOE)

Tiêu thụ năng lượng

Giai đoạn 2011-2019, tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (NLCC) tăng bình quân 5,2%/năm, từ 39,8 triệu tấn dầu quy đổi (TOE) lên 66,0 triệu TOE vào năm 2020. Giai đoạn 2016-2020 có tốc độ tăng tổng NLCC cao hơn giai đoạn 2011-2015 với tốc độ tăng bình quân hàng năm 6,8%. Diễn biến tổng NLCC được thể hiện ở bảng dưới đây:

Bảng 1-2 Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn 2010-2020 (nghìn TOE)

Năng lượng	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Than	7.513	7.663	7.710	7.838	7.905	7.960	8.613	9.154	13.478	15.528	20.455
Xăng dầu	14.361	15.418	15.036	15.004	15.636	18.030	18.840	20.130	21.208	22.093	19.604
Khí	493	849	1.088	1.110	1.128	1.167	1.374	1.446	1.498	1.475	1.495
NLTT	10.185	9.680	9.227	8.467	8.387	8.159	7.915	7.755	7.793	7.453	5.710
Điện	7.278	8.052	8.941	9.800	10.986	12.246	13.718	14.946	16.480	17.994	18.749
Tổng	**39.831**	**41.661**	**42.002**	**42.219**	**44.043**	**47.561**	**50.460**	**53.432**	**60.457**	**64.542**	**66.014**

Trong các loại nhiên liệu, than có tốc độ tăng rất cao trong giai đoạn 2010-2020 với mức tăng bình quân 20,8% hàng năm. Nhu cầu điện có mức tăng 8,9%/năm, khí tự nhiên 5,1%/năm. Do tác động của dịch Covid-19, nhu cầu xăng dầu vào năm 2020 giảm so với năm 2019 và ghi nhận mức tăng bình quân 3,2%/năm trong giai đoạn 2011-2020.

Bảng 1-3 Tốc độ tăng và tỷ trọng các loại năng lượng trong NLCC giai đoạn 2010-2020

	Tốc độ tăng bình quân hàng năm (%)		Tỷ trọng trong tổng NLCC (%)		
	2011-20	2016-20	2010	2015	2020
Than	10,5%	20,8%	18,9%	16,7%	31,0%

	Tốc độ tăng bình quân hàng năm (%)		Tỷ trọng trong tổng NLCC (%)		
Xăng dầu	3,2%	1,7%	36,1%	37,0%	29,7%
Khí	11,7%	5,1%	1,2%	2,0%	2,3%
NLTT	-5,6%	-6,9%	25,6%	23,2%	8,7%
Điện	9,9%	8,9%	18,3%	19,3%	28,4%
Tổng	**5,2%**	**6,8%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Tỷ trọng than trong tổng NLCC có xu hướng tăng mạnh từ 19% vào năm 2010 lên đến 31% vào năm 2020. Xu thế điện hóa trong NLCC cũng thể hiện khá rõ với tỷ trọng điện trong NLCC tăng từ 18,3% năm 2010 lên đến 28,4% năm 2020. Tỷ trọng xăng dầu đã giảm nhiều trong giai đoạn này từ 36,1% năm 2010 xuống 29,7% năm 2020.

Về cơ cấu tiêu thụ theo ngành, công nghiệp có tỷ trọng tăng từ 47,5% năm 2019 lên 53,1% năm 2020 đạt 35 triệu TOE. Các ngành còn lại đều giảm tỷ trọng do ảnh hưởng của dịch Covid-19, trong đó đáng kể là ngành giao thông vận tải giảm tỷ trọng từ 23,0% năm 2019 xuống còn 18,9% năm 2020. Tiêu thụ năng lượng giao thông vận tải năm 2020 đạt giá trị tương đương năm 2016 là 12,4 triệu TOE.

Cung cấp năng lượng

Năm 2020, tổng cung cấp năng lượng sơ cấp (NLSC) của Việt Nam ước tính đạt 95.762 KTOE, chỉ tăng 1,5% so với năm 2019. Trong khi đó, cả giai đoạn 2016-2019, tỷ lệ tăng trưởng là 10,7%/năm. Như vậy, tính chung lại cho cả giai đoạn 2016-2020, tăng trưởng Tổng NLSC là 8,7%/năm.

Bảng 1-4 Diễn biến cung cấp năng lượng sơ cấp giai đoạn 2010-2020 (KTOE)

Năng lượng	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Than	13.850	14.673	15.617	16.418	19.136	22.590	25.594	25.943	35.877	44.852	49.752
Dầu thô & SP dầu	16.099	15.964	16.528	16.766	17.700	17.984	19.101	19.736	22.594	25.057	23.387
Khí	8.316	7.560	8.253	8.522	9.124	8.223	9.351	8.622	8.730	8.964	7.821
NLTT 1	12.959	13.679	14.337	14.037	13.830	14.121	14.664	16.546	16.801	15.514	14.672
Xuất/nhập khẩu điện	386	308	104	157	72	84	114	61	139	107	130
Tổng	**51.610**	**52.184**	**54.838**	**55.901**	**59.862**	**63.002**	**68.824**	**70.908**	**84.141**	**94.494**	**95.762**

Nhìn vào tăng trưởng của từng nhóm sản phẩm năng lượng trong Tổng NLSC, có thể thấy than có tốc độ tăng trưởng tương đối cao, 17,1%/năm trong giai đoạn 2016-2020. Kế theo xuất nhập khẩu điện năng, 9,1%/năm. Tuy nhiên đóng góp nhập khẩu điện thuần

1 Năng lượng tái tạo bao gồm ethanol khoáng, NLMT nước nóng, thủy điện, điện gió, điện mặt trời nối lưới & Biomass phi dân dụng

vào tổng cung gần như không đáng kể. Năng lượng tái tạo, bao gồm cả các sản phẩm biomass, và nòng cốt là Thủy điện đạt mức tăng 0,8%/năm.

Bảng 1-5 Tốc độ tăng và tỷ trọng các loại NL trong NLSC giai đoạn 2010-2020

	Tốc độ tăng bình quân hàng năm (%)		Tỷ trọng trong tổng NLSC (%)		
	2011-20	2016-20	2010	2015	2020
Than	13,6%	17,1%	26,8%	35,9%	52,0%
Xăng dầu	3,8%	5,4%	31,2%	28,5%	24,4%
Khí	-0,6%	-1,0%	16,1%	13,1%	8,2%
NLTT	1,2%	0,8%	25,1%	22,4%	15,3%
Điện	-10,3%	9,1%	0,7%	0,1%	0,1%
Tổng	**6,4%**	**8,7%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Trong cơ cấu nhiên liệu của tổng NLSC, than có xu hướng ngày càng tăng. Năm 2015, than chiếm 35,9% trong tổng NLSC, tăng lên 52,0% vào năm 2020. Dịch COVID-19 khiến cho nhu cầu nhiên liệu giảm đáng kể, đồng thời làm giảm tỷ trọng đóng góp của Các sản phẩm dầu và khí trong tổng NLSC. Theo số liệu thống kê, tỷ trọng của sản phẩm dầu và khí từ 28,5% và 13,1% năm 2015 giảm xuống tương ứng chỉ còn 24,4% và 8,2% vào năm 2020. Vài năm trở lại đây ghi nhận sự gia tăng mạnh mẽ của các loại hình phát điện từ năng lượng tái tạo như mặt trời và gió. Tuy nhiên đóng góp chung của nhóm năng lượng tái tạo trong tổng NLSC vẫn có xu hướng giảm, một phần do sản lượng của Thủy điện tăng không đáng kể. Tỷ trọng của nhóm nhiên liệu này giảm từ 22,4% năm 2015 xuống còn 15,3% vào năm 2020.

Khai thác năng lượng

Dầu thô, than đá, khí, thủy điện và năng lượng tái tạo là những nguồn năng lượng được khai thác trong nước. Năm 2020, số liệu cho thấy, tổng lượng năng lượng khai thác trong nước là 52.837 KTOE, giảm đáng kể so với năm 2019 là 58.137 KTOE. Cơ cấu từng của nhóm sản phẩm cũng có một số biến động đáng kể trong giai đoạn 2015-2020, đặc biệt dầu thô giảm từ 28,7% năm 2015 xuống còn 17,0% năm 2020. Sự chuyển dịch cơ cấu thể hiện ở các nhóm nhiên liệu còn lại đều tăng, trong đó đáng chú ý là than tăng từ 34,0% năm 2015 lên 40,2% năm 2020.

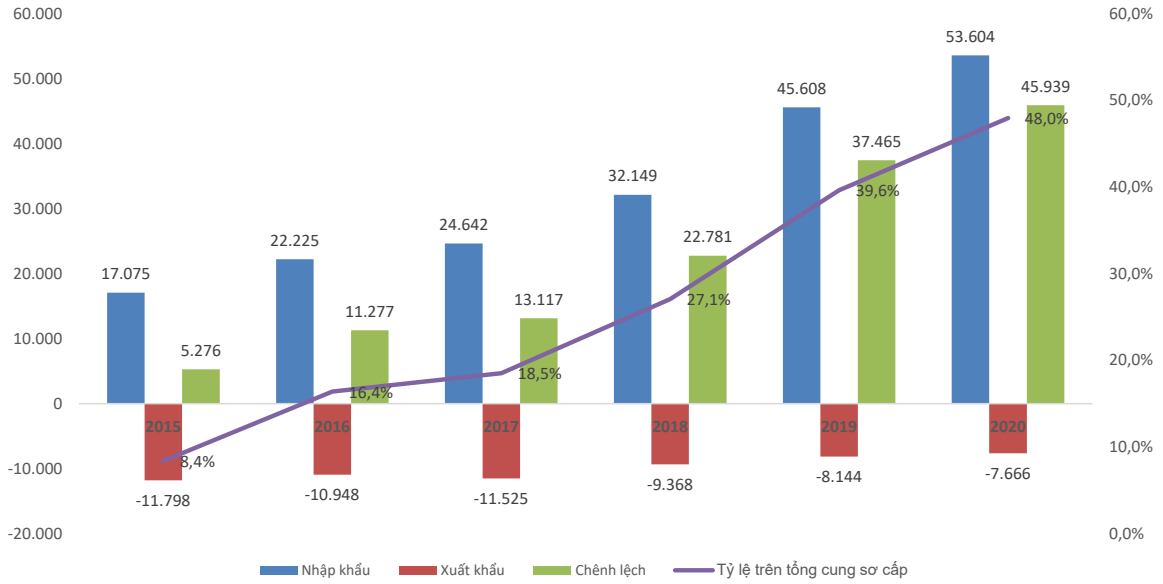
Bảng 1-6 Khai thác năng lượng 2010-2020 (KTOE)

Nhiên liệu	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Than	23.766	25.170	23.566	22.164	22.177	20.343	19.270	19.023	21.149	22.379	21.254
Dầu thô	15.266	15.489	17.074	17.039	17.740	17.218	15.402	13.770	12.097	11.200	8.996
Khí	8.316	7.560	8.253	8.522	9.124	9.551	9.351	8.622	8.730	8.964	7.821
NLTT	10.589	10.159	9.796	9.140	8.683	9.331	9.209	9.202	9.742	9.909	8.497
Thủy điện	2.369	3.519	4.540	4.897	5.146	4.827	5.499	7.391	7.145	5.686	6.269

Nhiên liệu	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tổng	60.307	61.897	63.230	61.762	62.870	61.270	58.731	58.008	58.863	58.138	52.837

Xuất nhập khẩu năng lượng

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 1-3 Diễn biến xuất nhập khẩu năng lượng

Kể từ năm 2015, Việt Nam trở thành nước nhập khẩu tịnh năng lượng. Số liệu thống kê cho thấy, năng lượng nhập khẩu tăng liên tục, trong khi xuất khẩu giảm, khiến cho tỷ lệ nhập khẩu tịnh trên TPES ngày càng cao. Về tăng trưởng, trong giai đoạn 2016-2020, năng lượng nhập khẩu tăng 25,7%/năm, trong khi nhập khẩu giảm 8,3%/năm. Như vậy, nhập khẩu tịnh tăng dần tỷ trọng từ 8,4% năm 2015 lên 48% vào năm 2020.

Bảng 1-7 Chênh lệch XNK[2] theo từng loại NL (KTOE) & đóng góp vào NLSC

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nhập khẩu	12.088	13.449	11.931	10.765	12.527	17.074	22.225	24.642	32.149	45.608	53.605
Xuất khẩu	21.186	20.310	19.804	17.207	14.856	11.798	10.948	11.525	9.368	8.144	7.666
Nhập khẩu ròng	-9.098	-6.861	-7.873	-6.442	-2.328	5.276	11.277	13.116	22.781	37.464	45.939
Tỷ lệ nhập khẩu	-17,6	-13,1	-14,4	-11,5	-3,9	8,4	16,4	18,5	27,1	39,6	48,0

[2] Chênh lệch = Nhập khẩu – Xuất khẩu.

ròng trên NLSC (%)											

Nguồn: Viện Năng lượng, Thống kê Năng lượng Việt Nam 2020, tháng 12/2021

Đóng góp trong thành phần nhập khẩu năng lượng có sự gia tăng đáng kể của than, tăng 51,2%/năm trong cả giai đoạn 2016-2020. Đáng kể nhất là dầu thô, tăng 130,2%/năm, nhưng nhập khẩu Các sản phẩm dầu lại giảm 3,6% năm. Điều này là do Việt Nam bắt đầu nhập khẩu dầu thô với khối lượng lớn kể từ năm 2008 nhằm phục vụ cho nhà máy lọc dầu Nghi Sơn, và các sản phẩm của nhà máy này đã bù đắp một phần cho nhu cầu nhập khẩu trước đây.

Bảng 1-8 Nhập khẩu theo các loại năng lượng giai đoạn 2010-2020 (KTOE)

Thành phần	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Than	656	766	963	1.272	1.734	3.879	7.391	8.219	12.739	24.520	30.694
Dầu thô						186	444	649	5.504	8.076	12.004
Xăng dầu	10.950	12.257	10.738	9.178	10.593	12.799	14.147	15.562	13.627	12.717	10.637
Điện	482	426	230	315	200	206	235	203	269	285	264
Than củi						5,0	8,3	9,2	9,3	9,3	6,2
Tổng	**12.088**	**13.449**	**11.931**	**10.765**	**12.527**	**17.074**	**22.225**	**24.642**	**32.149**	**45.608**	**53.605**

Bảng 1-9 Xuất khẩu theo các loại năng lượng giai đoạn 2010-2020 (KTOE)

Thành phần	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Than	11.104	9.611	8.521	7.169	4.069	979	696	1.248	1.337	640	509
Dầu thô	8.137	8.405	9.436	8.574	9.492	9.365	8.262	7.538	4.702	3.797	4.682
Các sản phẩm dầu	1.850	2.176	1.720	1.307	1.167	1.291	1.817	2.542	3.104	3.441	2.240
Điện	95	118	126	158	128	122	121	142	130	178	134
Than củi						42	51	56	95	87	100
Tổng	**21.186**	**20.310**	**19.804**	**17.207**	**14.856**	**11.798**	**10.948**	**11.525**	**9.368**	**8.144**	**7.666**

1.2.2 Hiện trạng an ninh năng lượng

Những chỉ tiêu đảm bảo an toàn và tăng cường an ninh năng lượng cần phải xét trên những đặc thù của mỗi quốc gia. Đối với các quốc gia đang phát triển ở khu vực châu Á và Thái Bình Dương, một nghiên cứu của ADB (ADB, 2009) đã nhận dạng những lo ngại chính về an ninh năng lượng của các quốc gia này như sau:

- Thiếu tiếp cận năng lượng;
- Thiếu sự đa dạng hóa các nguồn năng lượng;
- Sự phụ thuộc cao vào các năng lượng truyền thống;
- Sự thiếu hụt ngày càng tăng giữa cung và cầu năng lượng trong nước;

- Sự phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu; và
- Thiếu cơ sở hạ tầng năng lượng tương xứng.

Theo các nghiên cứu quốc tế về các chỉ số an ninh năng lượng ở cấp độ quốc gia, các chỉ tiêu an ninh năng lượng của Việt Nam giai đoạn 2010-2020 được thực hiện trong bảng sau:

Bảng 1-10 Biến động một số chỉ tiêu an ninh năng lượng giai đoạn 2010-2020

Chỉ tiêu	2010	2015	2020	Nhận xét/Chú thích
Tỷ số trữ lượng và sản xuất (R/P) than, dầu và khí tự nhiên – năm	Than: ~100 năm, Khí TN: ~40 năm, Dầu thô: ~ 20 năm			Trữ lượng và khả năng cung cấp của dầu thô, khí tự nhiên sẽ sụt giảm mạnh nếu không có phát hiện mới. Trữ lượng than khá dồi dào, chỉ tính riêng trữ lượng than antracite thì có thể duy trì khai thác>100 năm với tốc độ khai thác hiện tại.
Sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhập khẩu năng lượng (nhập khẩu tịnh NL trên Tổng năng lượng sơ cấp (%)	-17.6	8,4%	48%	Sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu tăng mạnh trong những năm gần đây. Đây là xu hướng đáng lưu ý đối với việc đảm bảo an ninh năng lượng
Tỷ trọng của chi phí nhập khẩu than/dầu/khí trong tổng chi phí nhập khẩu (%)	9,69	4,79	4,82	Tỷ trọng chi phí nhập khẩu nhiên liệu trong tổng chi phí giành cho hàng hóa nhập còn thấp, chưa đáng lo ngại
Tỷ trọng chi phí nhập khẩu than/dầu/khí trong doanh thu xuất khẩu (%)	11,39	4,89	4,47	Tỷ trọng chi phí nhập khẩu nhiên liệu trong tổng doanh thu từ xuất khẩu hàng hóa còn thấp, chưa đáng lo ngại
Tỷ trọng của chi phí nhập khẩu than/dầu/khí trong tổng thu nhập quốc nội (%)	7,09	4,10	4,68	
Đa dạng hóa nhập khẩu SP dầu (chỉ số HHI)	1.700	1.835	1.210	Các sản phẩm xăng dầu đã được nhập từ nhiều nguồn/quốc gia khác nhau, với mức đa dạng nguồn cung cấp

Chỉ tiêu	2010	2015	2020	Nhận xét/Chú thích
				cao, đảm bảo được an ninh cung cấp xăng dầu.
Đa dạng hóa nguồn phát điện (chỉ số HHI)	3.107	3.209	3.605	Các loại hình nguồn điện đang có hướng kém đa dạng hóa, trở nên phụ thuộc vào một số ít loại hình nguồn điện, cần đẩy mạnh đa dạng hóa các loại hình nguồn điện
Đa dạng hóa nguồn cung NL sơ cấp (chỉ số HHI)	2.078	2.773	3.597	Cơ cấu NLSC đang có hướng kém đa dạng hóa, trở nên phụ thuộc vào một số ít loại hình năng lượng, cần phát triển các năng lượng tái tạo, năng lượng thay thế để đa dạng hóa nguồn cung NLSC
Cường độ năng lượng cuối cùng (kgOE/1.000USD)	357	308	319	Cường độ năng lượng nhìn chung có sự cải thiện trong giai đoạn 2011-2019, thể hiện hiệu quả sử dụng năng lượng của nền kinh tế, tuy nhiên đang có xu hướng tăng nhẹ vào năm 2020 khi tăng trưởng GDP thấp và nhu cầu than tăng cao.
Hệ số dự phòng thô công suất phát điện (%)	30,8	32,4	38,0	Tỷ lệ dự phòng thô toàn quốc cao do tính đến công suất các nguồn điện NLTT. Dự phòng hệ thống vẫn thấp nếu xét công suất khả dụng theo mùa và giới hạn truyền tải điện liên miền.
Thời gian mất điện trung bình (SAIDI) - phút/KH		2.281	356	Độ tin cậy cung cấp điện lưới phân phối ngày càng cao
Số lần mất điện trung bình (SAIFI) - lần/KH		13,36	3,11	
Số lần mất điện thoáng qua (MAIFI) - lần/KH		2,03	0,77	

Chỉ tiêu	2010	2015	2020	Nhận xét/Chú thích
Dự trữ dầu theo ngày nhập ròng (năm 2020 nhập ròng xăng dầu 20 triệu m3)			63 ngày	Dự trữ dầu hiện nay chưa đảm bảo tiêu chí về an ninh năng lượng của IEA. Chưa có dự trữ Quốc gia đối với xăng dầu. 19 ngày dự trữ sản xuất (theo thiết kế 2 nhà máy lọc dầu, 1,3 triệu m3) 36 ngày dự trữ thương mại (tính theo tồn kho trung bình 50% tổng sức chứa kho thương mại 5,1 triệu m3)

1.2.3 Hiện trạng chính sách và các chương trình phát triển năng lượng chính

Hoạt động trong lĩnh vực năng lượng chịu sự quản lý thống nhất của Nhà nước trên cơ sở thực thi Luật Dầu khí, Luật Điện lực, Luật Sử dụng Năng lượng Tiết kiệm và Hiệu quả, Luật Bảo vệ Môi trường, Luật Khoáng sản và nhiều văn bản dưới luật khác bao gồm các Nghị định của Chính phủ, Quyết định của Thủ tướng Chính phủ, Quyết định, Thông tư của Bộ Công Thương trong tất cả các hoạt động năng lượng.

Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045[3]

Mục tiêu tổng quát:

Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; cung cấp đầy đủ năng lượng ổn định, có chất lượng cao với giá cả hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội nhanh và bền vững, bảo đảm quốc phòng, an ninh, nâng cao đời sống của nhân dân, góp phần bảo vệ môi trường sinh thái. Ngành năng lượng phát triển hài hoà giữa các phân ngành với hạ tầng đồng bộ và thông minh, đạt trình độ tiên tiến của khu vực ASEAN. Xây dựng thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, hiệu quả, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa. Khai thác và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước kết hợp với xuất, nhập khẩu năng lượng hợp lý; triệt để thực hành tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng. Chủ động sản xuất được một số thiết bị chính trong các phân ngành năng lượng; nâng cấp, xây dựng lưới điện truyền tải, phân phối điện tiên tiến, hiện đại.

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, năng lượng sơ cấp

[3] Nghị quyết 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"

đến năm 2030 đạt khoảng 175 - 195 triệu TOE (tấn dầu quy đổi), đến năm 2045, đạt khoảng 320 - 350 triệu TOE; tổng công suất của các nguồn điện đến năm 2030 đạt khoảng 125 - 130 GW, sản lượng điện đạt khoảng 550 - 600 tỉ KWh.

- Tỉ lệ các nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045.
- Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng đến năm 2030 đạt mức 105 - 115 triệu TOE, năm 2045 đạt mức 160 - 190 triệu TOE. Cường độ năng lượng sơ cấp năm 2030 đạt từ 420 - 460 kgOE/1.000 USD GDP, năm 2045 từ 375 - 410 kgOE/1.000 USD GDP.
- Xây dựng hệ thống lưới điện thông minh, hiệu quả, có khả năng kết nối khu vực; bảo đảm cung cấp điện an toàn, đáp ứng tiêu chí N-1 đối với vùng phụ tải quan trọng và N-2 đối với vùng phụ tải đặc biệt quan trọng. 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.
- Các cơ sở lọc dầu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu trong nước; bảo đảm mức dự trữ chiến lược xăng dầu đạt tối thiểu 90 ngày nhập ròng. 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.

Tầm nhìn đến năm 2045: Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; hình thành đồng bộ các yếu tố thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa; 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; chất lượng nguồn nhân lực, trình độ khoa học - công nghệ và năng lực quản trị ngành năng lượng đạt trình độ tiên tiến của một nước công nghiệp phát triển hiện đại.

Luật Dầu khí 1993, 2000, 2008

Luật này quy định về hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trong phạm vi lãnh thổ, vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của nước Cộng hoà xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

Luật Điện lực 2004[4] và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật điện lực[5]

Luật này quy định về quy hoạch và đầu tư phát triển điện lực; tiết kiệm điện; thị trường điện lực; quyền và nghĩa vụ của tổ chức, cá nhân hoạt động điện lực và sử dụng điện; bảo vệ trang thiết bị điện, công trình điện lực và an toàn điện.

Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả 2010[6]

Luật này quy định về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả; chính sách, biện pháp thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả; quyền, nghĩa vụ, trách nhiệm của tổ chức, hộ gia đình, cá nhân trong sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Luật này tạo khuôn khổ pháp lý để thúc đẩy các hoạt động sử dụng hiệu quả năng lượng ở tất cả các khu vực của nền kinh tế thông qua các quy định, tiêu chuẩn, các ưu đãi và khuyến khích. Những nội dung chính của Luật như sau:

- Nghĩa vụ đối với các hộ tiêu thụ năng lượng trọng điểm: xây dựng kế hoạch năng lượng hàng năm và 5-năm; bổ nhiệm cán bộ quản lý năng lượng, xây dựng mô hình quản lý năng lượng; kiểm toán năng lượng bắt buộc hàng 3 năm;
- Xây dựng các tiêu chuẩn và dán nhãn thiết bị;
- Khuyến khích: miễn giảm thuế, ưu đãi sử dụng đất, nguồn vốn vay ưu đãi từ Ngân hàng Phát triển Việt Nam, Quỹ Hỗ trợ Phát triển Khoa học Công nghệ, Quỹ Cải tiến Công nghệ Quốc gia, Quỹ Bảo vệ Môi trường, và Chương trình mục tiêu quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (VNEEP);
- Bộ Công Thương đảm nhiệm vai trò quản lý nhà nước trong lĩnh vực sử dụng năng lượng hiệu quả.

Luật Bảo vệ Môi trường[7]

Luật này quy định về hoạt động bảo vệ môi trường; chính sách, biện pháp và nguồn lực để bảo vệ môi trường; quyền, nghĩa vụ và trách nhiệm của cơ quan, tổ chức, hộ gia đình và cá nhân trong bảo vệ môi trường. Luật này có những điều khoản sau trực tiếp liên quan đến phát triển năng lượng:

Điều 5.3: Chú trọng bảo tồn đa dạng sinh học, bảo vệ môi trường di sản thiên nhiên; khai thác, sử dụng hợp lý và tiết kiệm tài nguyên thiên nhiên; phát triển năng lượng sạch và năng lượng tái tạo; phát triển hạ tầng kỹ thuật bảo vệ môi trường.

Điều 61.4: Phụ phẩm nông nghiệp phải được thu gom để sản xuất ra sản phẩm hàng hóa, sử dụng làm nguyên liệu, nhiên liệu, sản xuất phân bón, sản xuất năng lượng hoặc phải

[4]Luật số 28/2004/QH11

[5]Luật số 24/2012/QH13

[6]Luật số 50/2010/QH12

[7]Luật số 72/2020/QH14

được xử lý theo quy định; không đốt ngoài trời phụ phẩm từ cây trồng gây ô nhiễm môi trường

Điều 61.2: Việc quy hoạch khu đô thị, khu dân cư tập trung phải hướng tới phát triển khu đô thị sinh thái, tiết kiệm năng lượng, sử dụng năng lượng tái tạo, bảo đảm tỷ lệ diện tích cây xanh, mặt nước, cảnh quan theo quy định của pháp luật

Điều 65.7: Chính phủ ban hành chính sách ưu đãi, hỗ trợ, khuyến khích phát triển phương tiện giao thông công cộng, phương tiện giao thông sử dụng năng lượng tái tạo, mức tiêu hao nhiên liệu thấp, phát thải thấp hoặc không phát thải; lộ trình chuyển đổi, loại bỏ phương tiện giao thông sử dụng nhiên liệu hóa thạch, phương tiện giao thông gây ô nhiễm môi trường

Điều 72.1b: Chủ nguồn thải chất thải nguy hại, chất thải rắn công nghiệp thông thường có trách nhiệm tái sử dụng, tái chế, xử lý và thu hồi năng lượng từ chất thải hoặc chuyển giao cho cơ sở có chức năng, giấy phép môi trường phù hợp để xử lý

Điều 72.4. Tổ chức, cá nhân có phát sinh chất thải có trách nhiệm áp dụng giải pháp tiết kiệm tài nguyên, năng lượng; sử dụng nguyên liệu, nhiên liệu, vật liệu thân thiện môi trường, năng lượng tái tạo; áp dụng công nghệ, chương trình sản xuất sạch hơn, kiểm soát môi trường và các biện pháp khác để giảm thiểu phát sinh chất thải; cập nhật thông tin trên cơ sở dữ liệu môi trường quốc gia khi chuyển giao chất thải nguy hại, chất thải rắn công nghiệp thông thường phải xử lý cho cơ sở có giấy phép môi trường phù hợp.

Điều 72.5. Nhà nước có chính sách xã hội hóa công tác thu gom, vận chuyển, tái sử dụng, tái chế, xử lý và thu hồi năng lượng từ quá trình xử lý chất thải; áp dụng công nghệ xử lý chất thải tiên tiến, thân thiện môi trường, kỹ thuật hiện có tốt nhất nhằm giảm thiểu, kiểm soát chất thải thứ cấp phát sinh, hạn chế tối đa lượng chất thải rắn phải chôn lấp; khuyến khích đồng xử lý chất thải, sử dụng chất thải làm nguyên liệu, nhiên liệu, vật liệu thay thế.

Điều 74.2a: Việc sử dụng năng lượng, hóa chất, nguyên liệu, phế liệu nhập khẩu từ nước ngoài làm nguyên liệu sản xuất

Điều 82.3a: Bảo đảm các hệ thống, phương tiện, thiết bị, lưu giữ, xử lý chất thải rắn công nghiệp thông thường bao gồm sơ chế, tái sử dụng, tái chế, đồng xử lý, xử lý và thu hồi năng lượng chất thải rắn công nghiệp thông thường đáp ứng yêu cầu kỹ thuật, quy trình quản lý theo quy định.

Điều 91.3: Thủ tướng Chính phủ ban hành danh mục lĩnh vực, cơ sở phát thải khí nhà kính phải thực hiện kiểm kê khí nhà kính, cập nhật 02 năm một lần trên cơ sở tỷ trọng phát thải khí nhà kính trên tổng phát thải khí nhà kính quốc gia; điều kiện và tình hình phát triển kinh tế - xã hội; tiêu thụ nhiên liệu, năng lượng trên đơn vị sản phẩm, dịch vụ đối với các cơ sở sản xuất, kinh doanh, dịch vụ

Điều 91.4b: Xây dựng, tổ chức thực hiện kế hoạch giảm nhẹ phát thải khí nhà kính hằng năm trong lĩnh vực năng lượng, nông nghiệp, sử dụng đất và lâm nghiệp, quản lý chất thải, các quá trình công nghiệp

Điều 141.2: Các hoạt động đầu tư kinh doanh về bảo vệ môi trường được ưu đãi: Doanh nghiệp sản xuất, cung cấp công nghệ, thiết bị, sản phẩm và dịch vụ phục vụ các yêu cầu về bảo vệ môi trường gồm công nghệ xử lý chất thải kết hợp thu hồi năng lượng; công nghệ tiết kiệm năng lượng; dịch vụ xử lý nước thải sinh hoạt tập trung; dịch vụ quan trắc môi trường xung quanh; dịch vụ vận tải công cộng sử dụng năng lượng điện, nhiên liệu tái tạo; sản xuất năng lượng sạch, năng lượng tái tạo; sản xuất, cung cấp thiết bị quan trắc môi trường, thiết bị xử lý nước thải sinh hoạt tại chỗ, sản phẩm, dịch vụ thân thiện môi trường được chứng nhận Nhãn sinh thái Việt Nam.

Điều 150. Trái phiếu xanh. Điểu 2e: e) Sử dụng hiệu quả tài nguyên thiên nhiên, tài nguyên đất, tiết kiệm năng lượng, phát triển nguồn năng lượng tái tạo;

Điều 152. Nghiên cứu khoa học, phát triển công nghệ, ứng dụng chuyển giao công nghệ về bảo vệ môi trường: Điểu 2a: Sử dụng hiệu quả tài nguyên thiên nhiên, tiết kiệm năng lượng, bảo tồn thiên nhiên, đa dạng sinh học và thân thiện môi trường;

Luật này sẽ bắt đầu có hiệu lực vào ngày 1/1/2022.

Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo[8]

Chiến lược hướng đến việc khuyến khích huy động mọi nguồn lực từ xã hội và người dân cho phát triển năng lượng tái tạo để tăng cường khả năng tiếp cận nguồn năng lượng hiện đại, bền vững, tin cậy với giá cả hợp lý cho mọi người dân; đẩy mạnh phát triển và sử dụng nguồn năng lượng tái tạo, tăng nguồn cung cấp năng lượng trong nước, từng bước gia tăng tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo trong sản xuất và tiêu thụ năng lượng quốc gia nhằm giảm sự phụ thuộc vào nguồn năng lượng hóa thạch, 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. Chiến lược có một số mục tiêu chính như sau:

- 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.

Bảng 1-11 Các mục tiêu phát triển NLTT

[8]Quyết định 2068 QĐ-TTg ngày 25/11/2015 phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050

	2015	2020	2030	2050
Sản xuất sử dụng NLTT (MTOE)	25	37	62	138
Tỷ lệ trong tổng NLSC (%)	31,8	31,0	32,3	44
Điện sản xuất từ NLTT (TWh)	58 (35%)	101 (38%)	186 (32%)	452 (43%)
Thủy điện (TWh)	56	90	96	
Thủy điện tích năng (MW)			2400	8000
Sinh khối cho sản xuất điện (TOE)	0,3 (1%)	1,8 (3%)	9,0 (6,3%)	20,0 (8,1)
Sinh khối cho sản xuất nhiệt (TOE)	13,7	13,6	16,8	23,0
Sinh khối cho NL sinh học (TOE)	0,2	0,8	6,4	19,5
Điện gió (TWh)		2,5 (1%)	16 (2,7%)	53 (5%)
Điện mặt trời (TWh)		1,4 (0,5%)	35,4 (6%)	210 (20%)

Chiến lược NLTT cũng đề xuất một số cơ chế cụ thể để hiện thực hóa các mục tiêu phát triển NLTT như sau: biểu giá FIT, Renewable Portfolio Standard (RPS), thanh toán bù trừ (net metering), Quỹ phát triển năng lượng bền vững v.v…

Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu[9]

Bốn mục tiêu cụ thể của chiến lược được xác định là: (i) Đảm bảo an ninh lương thực, an ninh năng lượng, an ninh nguồn nước, xóa đói giảm nghèo, bình đẳng giới, an sinh xã hội, sức khỏe cộng đồng, nâng cao đời sống, bảo vệ tài nguyên thiên nhiên trong bối cảnh biến đổi khí hậu; (ii) Nền kinh tế cácbon thấp, tăng trưởng xanh trở thành xu hướng chủ đạo trong phát triển bền vững; (iii) Nâng cao nhận thức, trách nhiệm và năng lực ứng phó với biến đổi khí hậu của các bên liên quan; phát triển tiềm lực khoa học và công nghệ, chất lượng nguồn nhân lực; hoàn thiện thể chế, chính sách; tận dụng các cơ hội từ biến đổi khí hậu để phát triển kinh tế-xã hội; (iv) Góp phần tích cực với cộng đồng quốc tế trong ứng phó với biến đổi khí hậu. Liên quan đến phát triển năng lượng, chiến lược đề cập đến các mục tiêu cụ thể sau:

- Rà soát qui hoạch và phát triển thủy điện hợp lý, đa mục tiêu, đến năm 2020, tổng công suất các nhà máy thủy điện đạt khoảng 20.000 - 22.000 MW.
- Đẩy mạnh nghiên cứu và triển khai các công nghệ sản xuất năng lượng từ các nguồn năng lượng tái tạo và năng lượng mới, bao gồm năng lượng gió, năng lượng mặt trời, thủy triều, địa nhiệt, nhiên liệu sinh học, năng lượng vũ trụ; xây dựng và triển khai rộng rãi các chính sách huy động sự tham gia của các thành phần kinh tế - xã hội trong ứng dụng và nhân rộng sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo.
- Đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia theo hướng phát triển đồng bộ các nguồn năng lượng; tăng tỷ lệ các nguồn năng lượng mới và tái tạo lên khoảng 5% tổng năng lượng thương mại sơ cấp vào năm 2020 và khoảng 11% vào năm 2050.

[9]Quyết định 2139/QĐ-TTg ngày 5/12/2011 Phê duyệt Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu

Chiến lược phát triển bền vững[10]

Mục tiêu chung của Chiến lược là: "Tăng trưởng bền vững, có hiệu quả, đi đôi với tiến độ, công bằng xã hội, bảo vệ tài nguyên và môi trường, giữ vững ổn định chính trị - xã hội, bảo vệ vững chắc độc lập, chủ quyền, thống nhất và toàn vẹn lãnh thổ quốc gia." Chiến lược cũng đề cập đến một số các chỉ tiêu kinh tế năng lượng cần phải được lưu ý trong phát triển bền vững:

- Giảm cường độ năng lượng đối với GDP;
- Tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tiêu thụ năng lượng.

Chiến lược Bảo vệ môi trường quốc gia[11]

Chiến lược hướng đến một 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.

Chiến lược cũng đề xuất việc ban hành các cơ chế, chính sách đầu tư, khuyến khích, hỗ trợ các thành phần kinh tế đầu tư nghiên cứu, khai thác năng lượng gió, mặt trời, địa nhiệt, sinh học, sinh khối; sản xuất điện từ khí sinh học, chất thải, các phụ phẩm nông nghiệp; phát triển mô hình thủy điện nhỏ phục vụ tiêu thụ năng lượng tại chỗ.

Chiến lược quốc gia tăng trưởng xanh[12]

Chiến lược TTX có mối liên kết với lịch trình BĐKH và chính sách tái cơ cấu nền kinh tế. Tăng trưởng carbon thấp là một trong ba định hướng chiến lược. Chiến lược này nhằm tăng tốc quá trình tái cơ cấu kinh tế để sử dụng tài nguyên hiệu quả, giảm phát thải KNK thông qua nghiên cứu và ứng dụng các công nghệ hiện đại, phát triển hạ tầng để cải thiện hiệu suất của nền kinh tế, đối phó với BĐKH, xóa đói giảm nghèo và phát triển kinh tế bền vững. Các mục tiêu quan trọng của Chiến lược là:

Giai đoạn 2011 - 2020:

- Giảm cường độ phát thải khí nhà kính 8 - 10% so với mức 2010, 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. Trong đó mức tự nguyện khoảng 10%, 10% còn lại mức phấn đấu khi có thêm hỗ trợ quốc tế.

[10]Quyết định 432/QĐ-TTg ngày 12/4/2012 Phê duyệt Chiến lược Phát triển bền vững Việt Nam

[11]Quyết định 1216/QĐ-TTg ngày 05/9/2012 Phê duyệt Chiến lược Bảo vệ môi trường quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030

[12]Quyết định 1393/QĐ-TTg ngày 25/9/2012 phê duyệt Chiến lược quốc gia tăng trưởng xanh

- Phát triển nguồn điện đảm bảo cung cấp đủ nhu cầu điện trong nước, cải thiện mạng lưới cung cấp điện và sử dụng hiệu quả, giảm hệ số đàn hồi điện/GDP từ mức 2,0 hiện nay xuống 1,0 vào năm 2020.

Định hướng đến năm 2030: Giảm mức phát thải khí nhà kính mỗi năm ít nhất 1,5 - 2%, 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. Trong đó mức tự nguyện khoảng 20%, 10% còn lại là mức khi có thêm hỗ trợ quốc tế.

Định hướng đến năm 2050: Giảm mức phát thải khí nhà kính mỗi năm 1,5 - 2%.

Hiện trạng về chính sách phát triển năng lượng tái tạo

Chính sách liên quan đến NLSH bao gồm nhiều loại văn bản, liên quan đến nhiều lĩnh vực và quy định khác nhau như môi trường, đầu tư, nông nghiệp, giao thông vận tải và khoa học công nghệ. Phần phụ lục sẽ thể hiện các văn bản liên quan trực tiếp đến phát triển NLSH.

Ngoài ra, khi NLSH được đưa vào thị trường kinh doanh xăng dầu, rất nhiều tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật đã được ban hành mới, cập nhật và sửa đổi tiêu chuẩn, quy chuẩn đã có. Hoạt động này chủ yếu do Bộ KHCN và Bộ Công Thương thực hiện.

1.3 Hiện trạng các lĩnh vực phân ngành dầu khí

1.3.1 Hiện trạng lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu mỏ

Hiện trạng lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí

Tìm kiếm thăm dò trong nước:

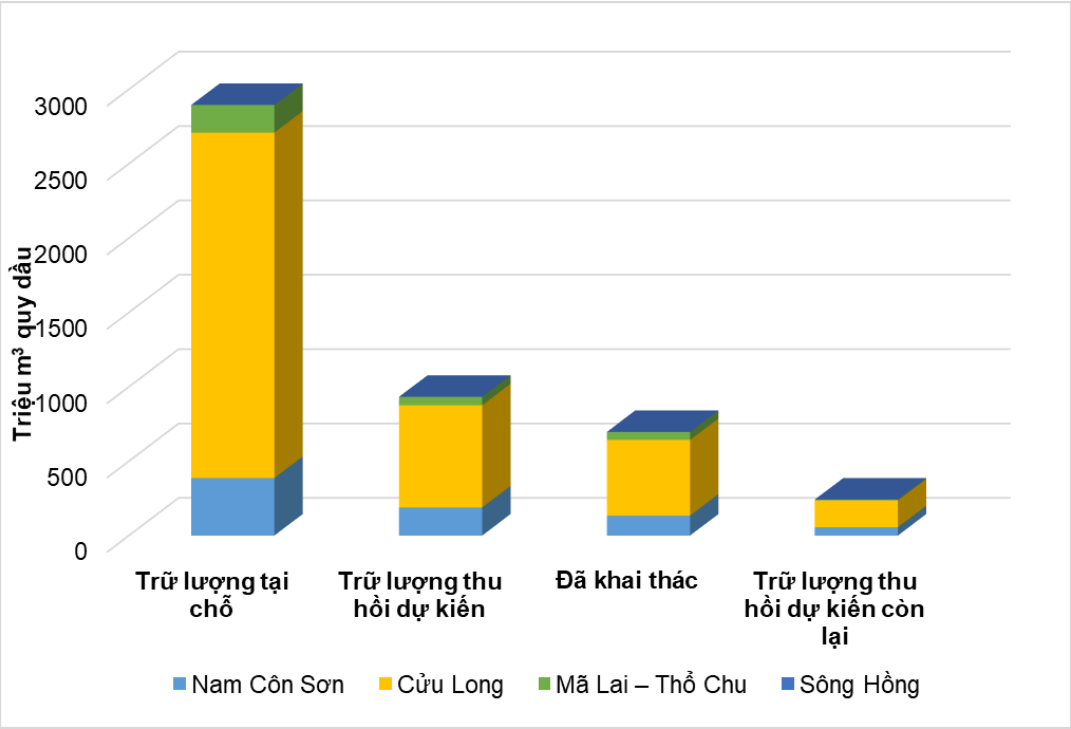
Công tác tìm kiếm thăm dò (TKTD) dầu khí ở Việt Nam đã từng bước làm sáng tỏ cấu trúc địa chất, hệ thống dầu khí và tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích Đệ Tam trên thềm lục địa Việt Nam; trong đó các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng, Mã Lai - Thổ Chu đã được xác định là các bể chứa dầu khí quan trọng. Giai đoạn 10 năm gần đây, từ 2010 đến nay, kết quả TKTD đã đạt được những mục tiêu quan trọng, đã có những bước khởi đầu trong TKTD vùng nước sâu, xa bờ như các hoạt động khảo sát địa chấn 2D và 3D ở phần Đông bể Phú Khánh, Đông bể Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây, đặc biệt là đã thực hiện được những giếng khoan nước sâu đầu tiên ở các Lô 129-132, 04-1, 05-2/10 và 136 với các kết quả đáng khích lệ.

Đến thời điểm hiện tại, khối lượng công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trên vùng biển, thềm lục địa Việt Nam đã đạt trên 600.000 km tuyến địa chấn 2D, khoảng 100.000 km^2 địa chấn 3D và gần 01 nghìn giếng khoan. Khối lượng công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tập trung chủ yếu ở các bể trầm tích Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng và Mã Lai - Thổ Chu. Tập đoàn dầu khí còn phối hợp với các công ty dầu khí của Philippines và Trung Quốc thực hiện khảo sát địa chấn 3 bên (Việt Nam - Trung Quốc - Philippines) khu vực Trường Sa; hợp tác 2 bên (Việt Nam - Trung Quốc) khu vực Thỏa thuận tại Vịnh Bắc bộ.

Trữ lượng dầu khí trong nước

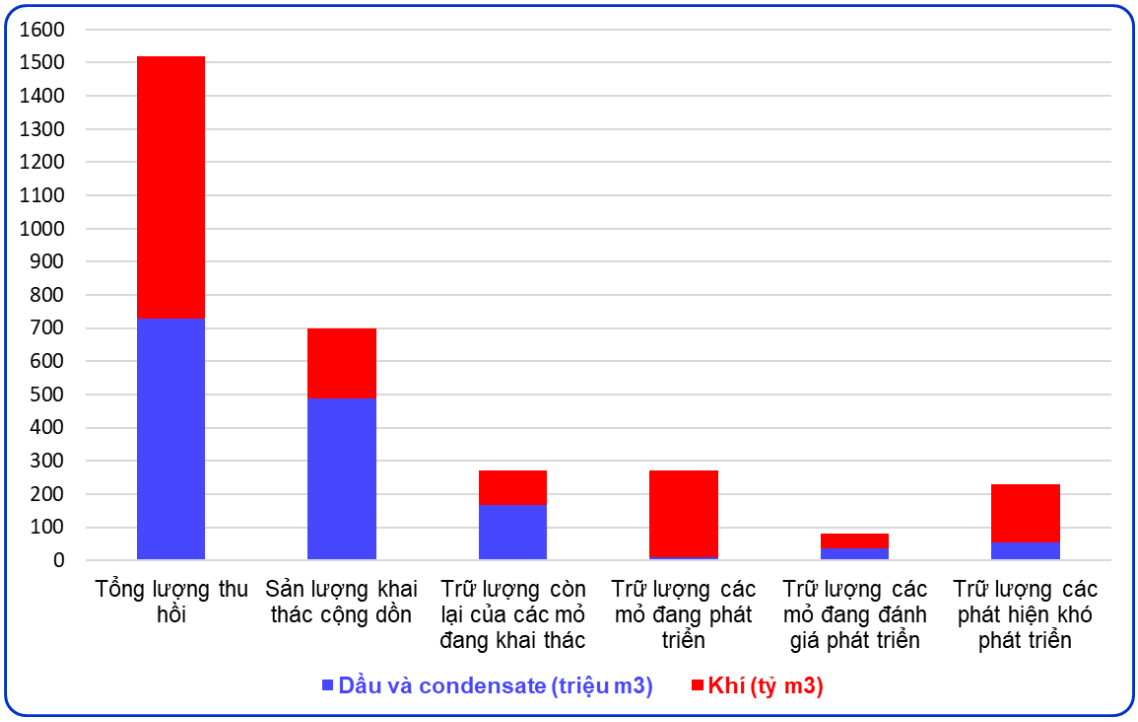
Từ năm 2000 trở về trước công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí được triển khai chủ yếu tập trung ở bốn bể trầm tích Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Mã Lai - Thổ Chu, sau năm 2000 được mở rộng ra các khu vực nước sâu xa bờ như Phú Khánh, phía Đông Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây.

Trữ lượng 2P (xác minh và có khả năng) của các bể Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Mã Lai – Thổ Chu được thể hiện trong Hình 1.6.



Hình 1-4 Trữ lượng 2P của các bể đến 31/12/2020

Tổng hợp về trữ lượng đã phát hiện, sản lượng khai thác cộng dồn, trữ lượng còn lại được thể hiện chi tiết hình dưới:



Hình 1-5 Hiện trạng trữ lượng dầu khí đến 31/12/2020

Gia tăng trữ lượng dầu khí

Trong khi giai đoạn 2011-2015 gia tăng trữ lượng đạt 189,81 triệu tấn quy dầu (38 triệu tấn quy dầu/năm), hoàn thành vượt mức (119%) kế hoạch 5 năm 2011-2015; giai đoạn 2016-2019 gia tăng trữ lượng trong nước chỉ đạt 46,38 triệu tấn quy dầu (11,60 triệu tấn quy dầu/năm), không đủ bù đắp cho sản lượng khai thác hàng năm. Gia tăng trữ lượng năm 2020 đạt 15,02 triệu tấn quy dầu, cả giai đoạn 2016-2020 gia tăng trữ lượng đạt 61,40 triệu tấn quy dầu, chỉ đạt khoảng 61% mức thấp của mục tiêu Chiến lược (gia tăng từ 20-30 triệu tấn quy dầu/năm); hoặc đạt 123% mức thấp của mục tiêu trong Quy hoạch Ngành Dầu khí (10-20 triệu tấn quy dầu/năm). Tính đến cuối năm 2019, tỷ lệ trữ lượng dầu còn lại trên sản lượng khai thác hiện tại (R/P) khoảng 18 năm. Tỷ lệ trữ lượng khí còn lại trên sản lượng khai thác hiện tại (R/P) khoảng 45 năm (xem thêm Phụ lục 1.2).

Thông tin dầu khí phi truyền thống

- *Triển vọng và phân vùng triển vọng khí hydrate:* Ngoài tài nguyên dầu khí truyền thống, ở Biển Đông có thể còn tồn tại khí hydrate, là tài nguyên được xếp vào dạng phi truyền thống (unconventional), dự báo có thể bổ sung cho nhiên liệu hóa thạch trong tương lai. Kết quả đề án "Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về khí Hydrate để xác định các dấu hiệu, tiền đề về tiềm năng khí Hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" (VPI 2014) bước đầu đã xác định được một vài dấu hiệu có khả năng tồn tại khí Hydrate và khoanh vùng triển vọng một số khu vực ở phía Đông bể Phú Khánh và Tư Chính - Vũng Mây. Năm 2016, Viện Dầu Khí Việt Nam triển khai đề tài cấp Nhà nước (KC.09.01/16-2) "Nghiên cứu cấu trúc địa chất và điều kiện hình thành khí hydrate ở vùng nước sâu thềm lục địa miền Trung và Đông Nam Bộ Việt Nam". Bằng việc xử lý lại các tài liệu địa chấn, đánh giá địa chất và sử dụng

mô hình 2D, một số khu vực có dấu hiệu khí hydrate rõ ràng đã được khoanh định trên tài liệu địa chấn, làm cơ sở và tiền đề cho các nghiên cứu tiếp theo về dạng dầu khí phi truyền thống này. Các kết quả hiện có mới ở những bước đi đầu tiên, để khẳng định sự tồn tại của khí hydrate và đánh giá tiềm năng của đối tượng này cần có sự đầu tư một cách đồng bộ, có hệ thống và có chiến lược dài hạn rõ ràng trong những giai đoạn tiếp theo. Hiện tại đề tài "Nghiên cứu, Điều tra, Đánh giá, Khoanh định các cấu trúc địa chất có tiềm năng và triển vọng khí hydrate ở" các vùng biển Việt Nam" do Tổng cục Biển và Hải đảo chủ trì đang được thực hiện

- *Tiềm năng khí đá phiến sét (shale gas):* Cho đến nay công tác nghiên cứu về tiềm năng khí đá phiến sét đã được PVN chỉ đạo thực hiện ở quy mô điều tra nghiên cứu cơ bản và đã triển khai đánh giá sơ bộ trên đất liền và thềm lục địa cũng như có các hoạt động thực địa, tuy nhiên chưa có kế hoạch thực hiện dài hạn tiếp theo nhằm khẳng định tiềm năng của dạng tài nguyên này. Một số dự án nghiên cứu đã được triển khai trên khu vực Miền võng Hà Nội. Phần lãnh thổ khác/phần đất liền trong khuôn khổ chương trình nghiên cứu chung (NCC) với ENI từ 02/2013 đến tháng 6/2015. Sau khi xem xét 07 vùng/bể trầm tích là: 1. An Châu, 2. Quảng Ninh, 3. Miền võng Hà Nội (MVHN), 4. Điện Biên Đông, 5. Nông Sơn, 6. Bản Đôn và 7. Đồng bằng Sông Cửu Long (ĐBSCL), chương trình đã lựa chọn các bể/vùng: An Châu - Quảng Ninh (khoảng 12.000 km2) và MVHN (khoảng 7.000 km2) để nghiên cứu chi tiết trên cơ sở kết quả tổng hợp tài liệu địa chất, địa vật lý và lấy mẫu phân tích địa hóa hữu cơ, thạch học, quang phổ. Kết quả dự báo tiềm năng dầu tại chỗ vào khoảng dưới 3,6 nghìn thùng/km2 và khí tại chỗ khoảng dưới 20 triệu feet khối/km2. Đây là con số rất khiêm tốn để có thể đầu tư thực hiện các công việc tiếp theo nếu chỉ đơn lẻ đánh giá tiềm năng của dạng dầu khí phí truyền thống này
- *Tiềm năng Khí than/CBM:* Than đã được đầu tư nghiên cứu thăm dò lớn nhất so với các khoáng sản rắn khác, tuy nhiên tiềm năng khí than chưa được đầu tư nghiên cứu chi tiết ở các bể trầm tích chứa than trên lãnh thổ Việt Nam. Năm 2009 công ty Arrow Enegy khoan 08 giếng thăm dò khí than ở khu vực Miền võng Hà Nội với độ sâu trong khoảng từ trên 403 m tới 940 m và khoan thăm dò sâu thêm 02 giếng khoan trong số 08 giếng thăm dò khí than của Lô MVHN-01KT tới độ sâu đến 1.467 m. Kết quả cho thấy tiềm năng khí than tương đối khả quan trên phạm vi khu vực giếng 01KT-TB-08B (6,45 - 7,02 m3/tấn khối cháy) đối với than thuộc phụ hệ tầng Tiên Hưng. Trong giai đoạn 2011 - 2015, những nghiên cứu và đánh giá về tiềm năng của nguồn tài nguyên dầu khí phi truyền thống như khí than, khí sét (CBM, shale gas …) cũng được Tập đoàn quan tâm và triển khai ở mức độ nhất định. Các nghiên cứu đã được triển khai gồm có: Nghiên cứu đánh giá tiềm năng và trữ lượng khí than (CBM): kết quả nghiên cứu 2 khu vực Miền Võng Hà Nội và trũng An Nhơn Bình Định (Do Viện Dầu Khí Việt Nam thực hiện) cho thấy: Vùng trung tâm

Miền Võng Hà Nội có tiềm năng CBM cao; khu vực An Nhơn Bình Định không có triển vọng CBM cho đến triển vọng rất kém.

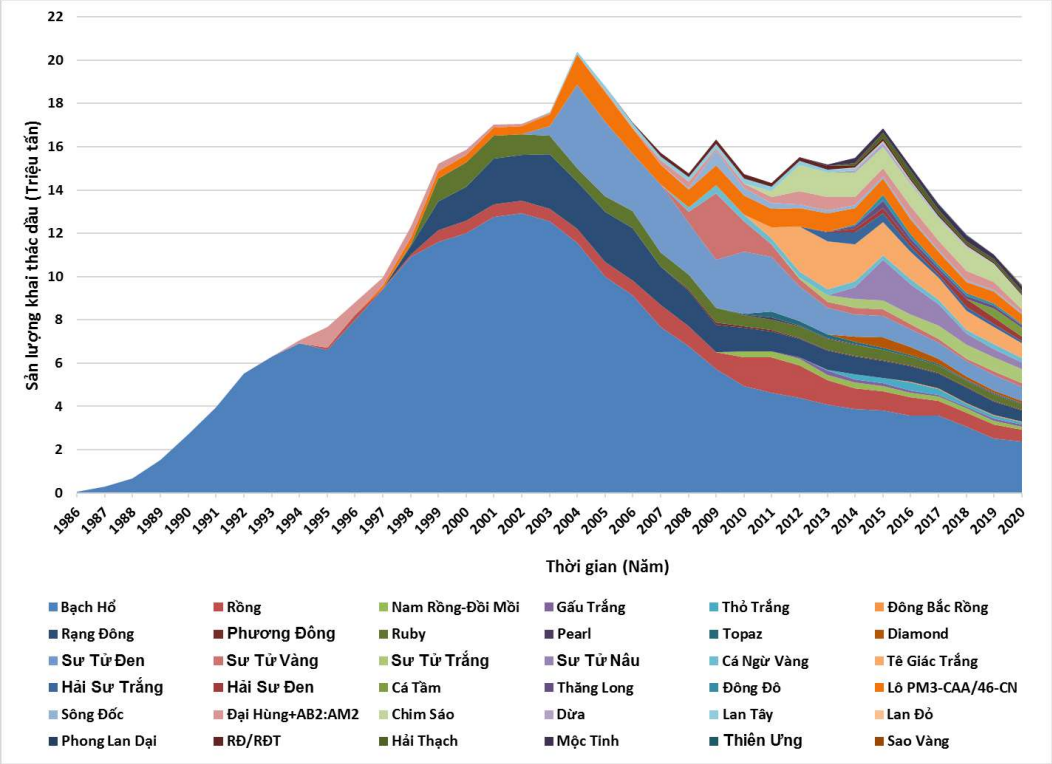
Tìm kiếm thăm dò ở nước ngoài

Song song với việc đầu tư phát triển ở trong nước, PVN đã tích cực tìm kiếm, mở rộng đầu tư sang các nước tại các khu vực Châu Á, Châu Âu, Châu Phi, và Châu Mỹ. Từ năm 1999 đến nay, PVN đã thực hiện 32 dự án, hợp đồng dầu khí tại nước ngoài, trong đó dự án xây dựng được bằng đàm phán trực tiếp với nước chủ nhà và đàm phán với các đối tác chiếm chủ yếu (75%), dự án xây dựng thông qua đấu thầu cạnh tranh chiếm tỷ lệ thấp (25%). Đến thời điểm hiện tại có một số dự án đang khai thác: Nhenhetxky (Nga); Lô 433a&416b (Algeria),… còn lại nhiều dự án đang tạm dừng, giãn tiến độ/chờ chuyển nhượng và kết thúc.
Hiện trạng các dự án dầu khí nước ngoài Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có phần vốn góp được thể hiện tại phụ lục 1.3.

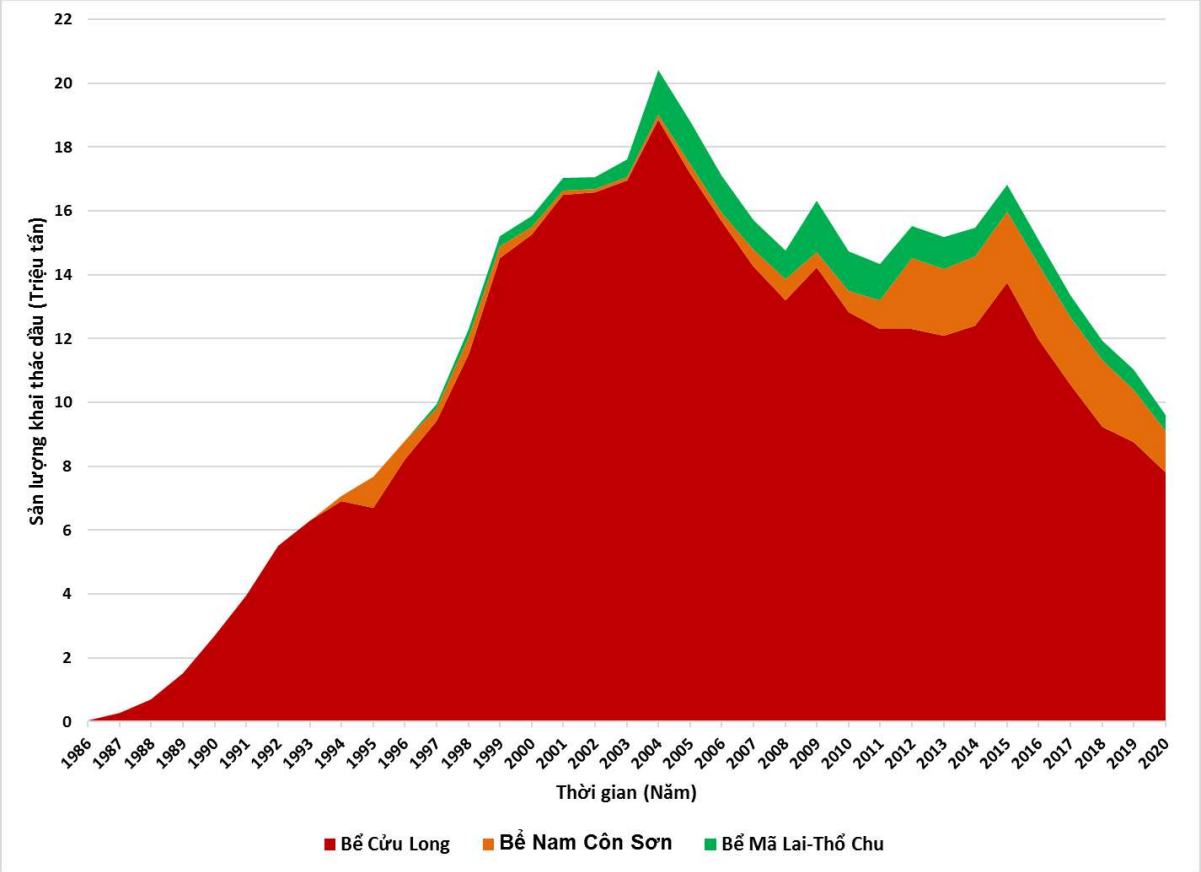
Hiện trạng lĩnh vực khai thác dầu khí

Khai thác dầu khí trong nước

Hoạt động khai thác dầu khí trong nước đã được bắt đầu từ năm 1986 với mỏ Bạch Hổ, dần phát triển và lớn mạnh với liên tiếp các mỏ có trữ lượng lớn được đưa vào sau đó như Đại Hùng, Rạng Đông, Ruby, Sư Tử Đen, Rồng, Tê Giác Trắng, Thiên Ưng, Cá Tầm đối với dầu, Lan Tây, Lan Đỏ, Rồng Đôi, Hải Thạch Mộc Tinh,… và gần đây là Phong Lan Dại đối với khí. Sản lượng khai thác dầu đạt đỉnh vào năm 2004, chủ yếu do các mỏ lớn nhất như Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Hải Sư Trắng, Hải Sư đen đều ở trong giai đoạn khai thác đỉnh.



Hình 1-6 Biểu đồ SL khai thác dầu tại các mỏ trong nước giai đoạn 1986-2020



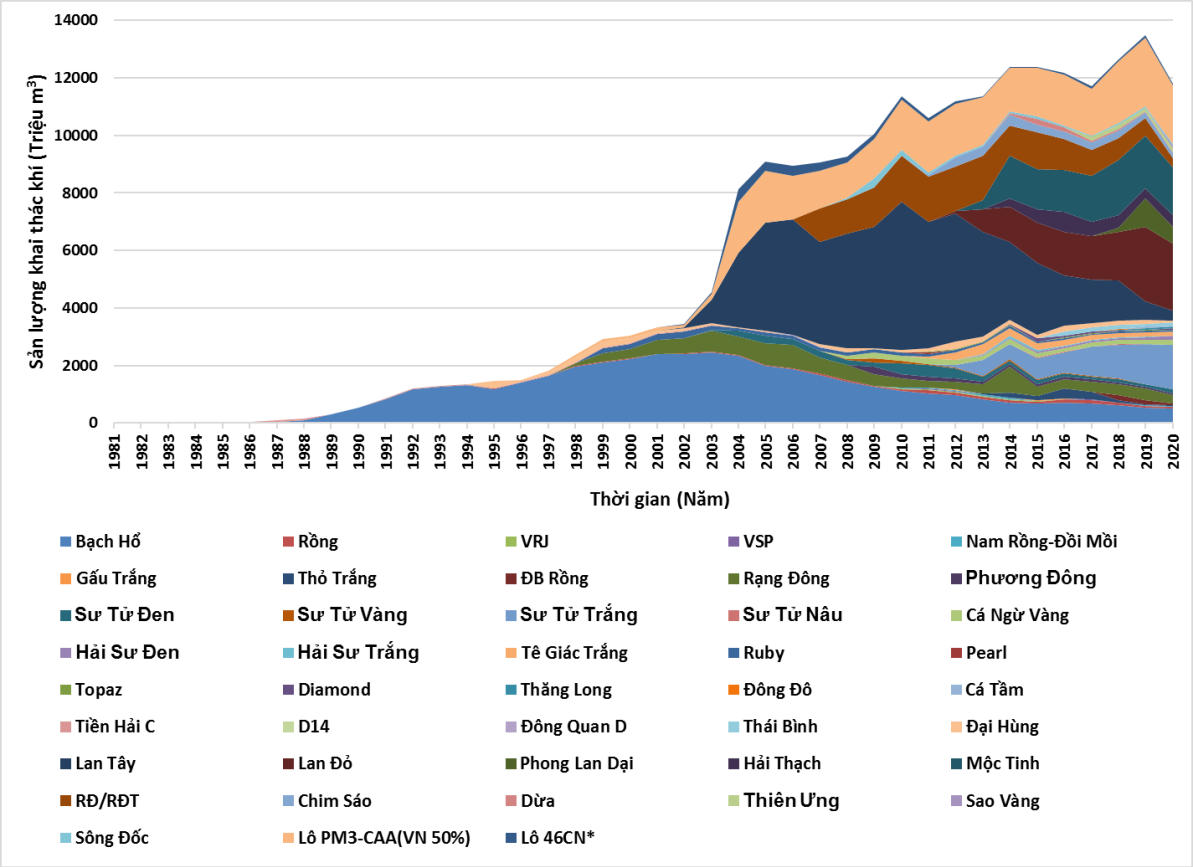
Hình 1-7 Biểu đồ SL khai thác dầu tại các bể trong nước giai đoạn 1986-2020

Sản lượng khai thác dầu cả giai đoạn 1986-2020 đạt 424,33 triệu tấn, năm cao nhất (2004) đạt 20,41 triệu tấn (Hình 1.11). Tuy nhiên, sản lượng dầu đã bắt đầu suy giảm từ năm 2014 với mức độ suy giảm bình quân 7% năm, đến năm 2020, tổng sản lượng khai thác dầu cả năm đạt 9,65 triệu tấn, chiếm 109% so với kế hoạch. Ngoài một số mỏ dầu lớn như Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Rạng Đông... đã khai thác trong thời gian dài và đang đi vào giai đoạn cạn kiệt thì đa số các mỏ mới đưa vào khai thác là các mỏ dầu có trữ lượng nhỏ, mỏ cận biên. Cho tới thời điểm hiện tại, các giải pháp gia tăng sản lượng đã được áp dụng trên các mỏ mới chỉ giới hạn ở các giải pháp trong giai đoạn khai thác thứ cấp như tối ưu bơm ép, gaslift, infill well, side track… Các giải pháp trong khai thác tam cấp EOR như bơm ép khí CO_2, HC, bơm ép polimer, vi sinh hóa lý… mới được triển khai cho một vài mỏ ở quy mô nghiên cứu trong phòng thí nghiệm hoặc mô hình mô phỏng. Duy nhất có mỏ Rạng Đông đã triển khai giải pháp bơm ép khí HC trên mỏ. Việc áp dụng cho cả mỏ còn đang trong giai đoạn đánh giá với nhiều việc phải làm và nhiều khó khăn phải vượt qua.

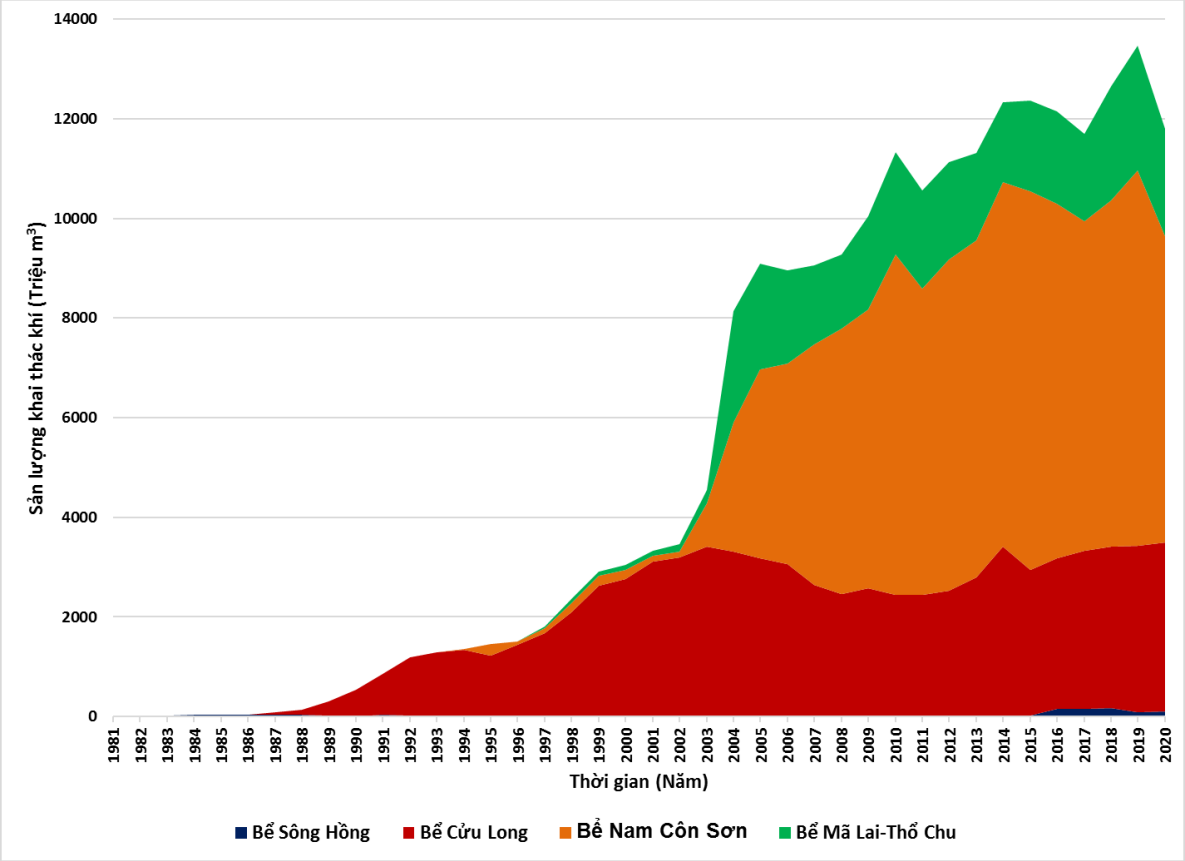
Trong những năm đầu tiên khí đồng hành từ các mỏ dầu đang khai thác chủ yếu đốt bỏ. Sau khi có đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố, khí đồng hành mới được đưa vào bờ và sử dụng. Từ sau năm 2003, với việc đẩy mạnh phát triển một loạt mỏ khí tại bể Nam Côn Sơn như Lan Tây - Lan Đỏ, Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây, Hải Thạch - Mộc Tinh và gần đây là Sư Tử Trắng tại bể Cửu Long… nên sản lượng khí về cơ bản đã đáp ứng các nhu cầu trong nước. Tính trong cả giai đoạn 1986-2019, tổng sản lượng khí đã khai thác là 204,17 tỷ m^3, từ năm 2014 đến 2019 sản lượng khí luôn được duy trì trên 10 tỷ m^3/năm,

riêng năm 2020 sản lượng khai thác khí đạt là 9,16 tỷ m^3/năm, bằng 94% kế hoạch năm.

Hiện trạng khai thác các mỏ dầu và khí cũng cho thấy sự chuyển dịch trong cán cân trữ lượng trong nước, với việc trữ lượng các mỏ dầu ngày càng thu hẹp, trong khi đó trữ lượng khí đã phát hiện cũng như tiềm năng còn lại là khá lớn. Sự chuyển dịch cán cân trữ lượng sẽ tác động lớn đến sự phát triển của lĩnh vực khai thác cũng như các ngành công nghiệp liên quan.



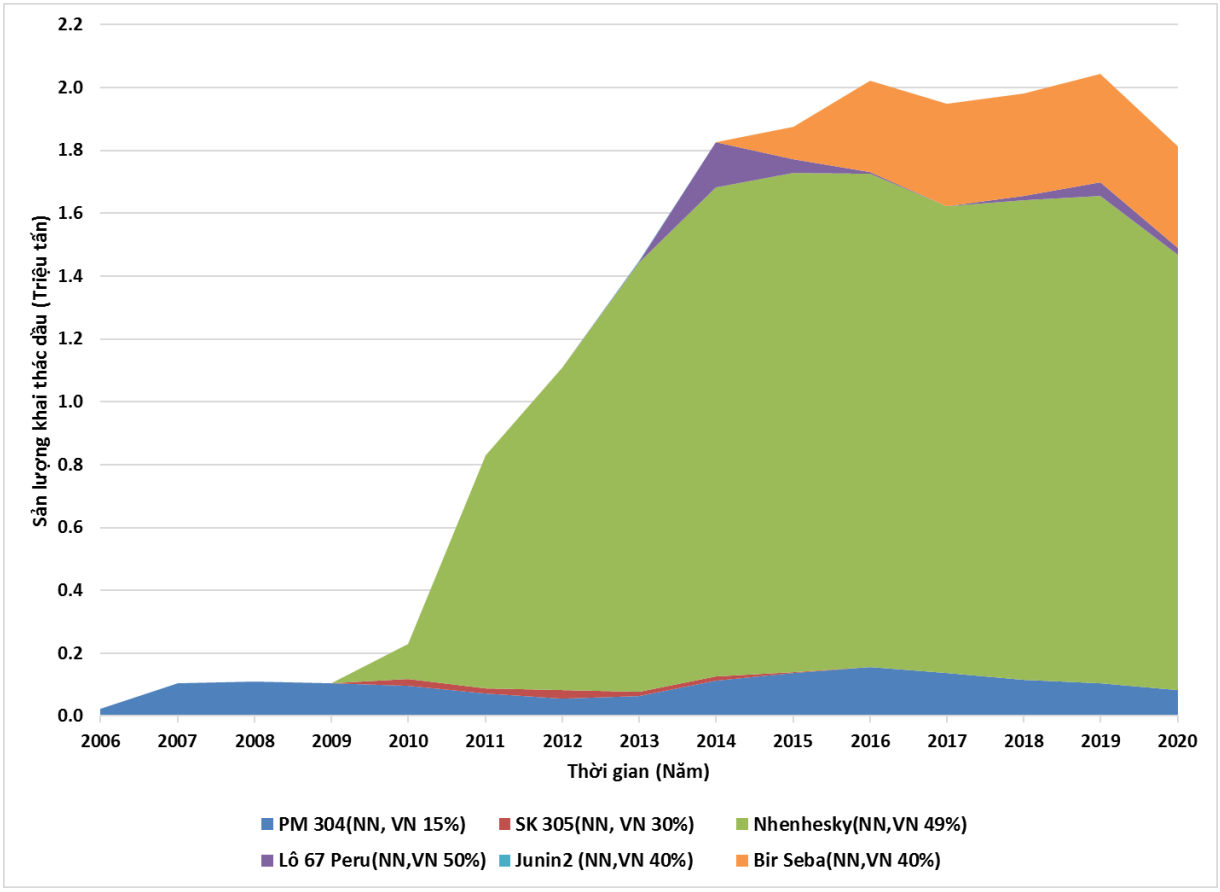
Hình 1-8 Biểu đồ sản lượng khai thác khí tại các mỏ trong nước giai đoạn 1981-2020



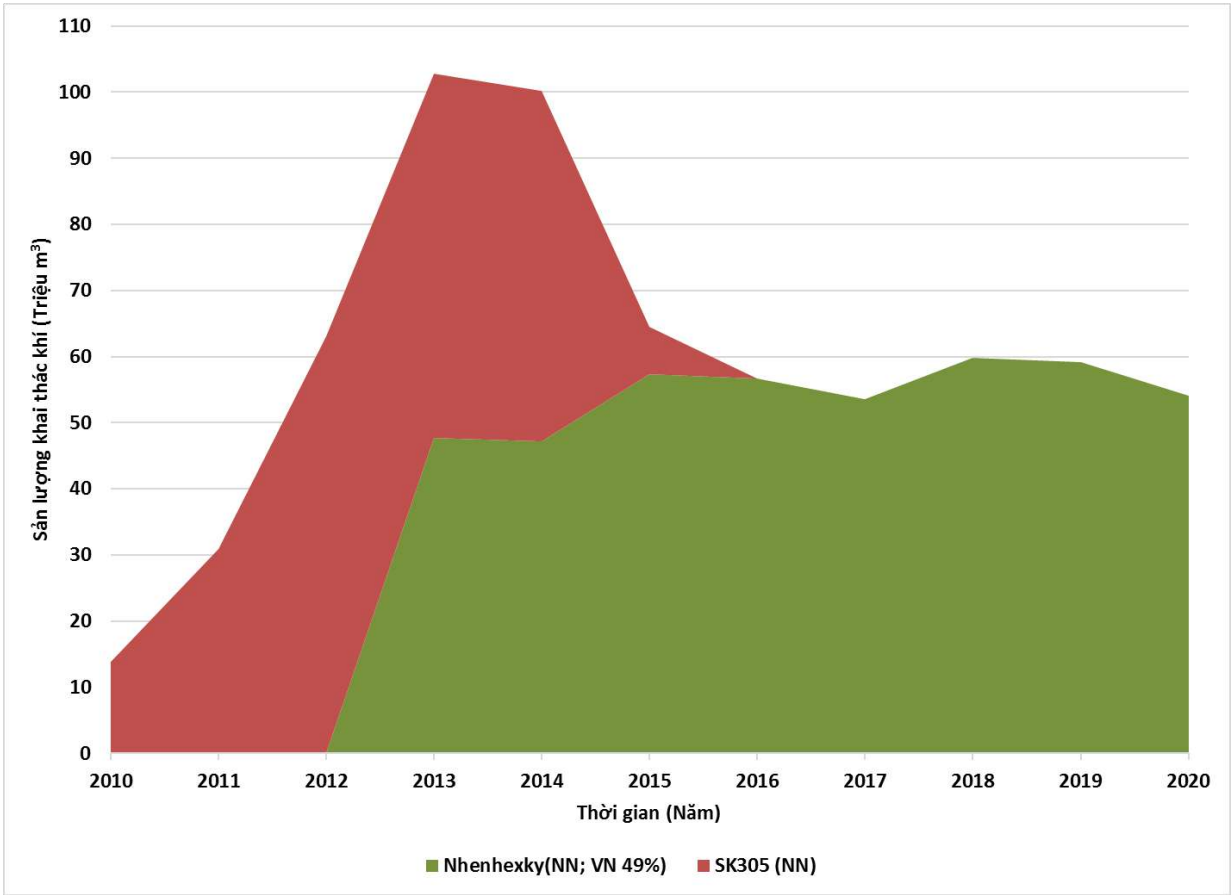
Hình 1-9 Biểu đồ SL khai thác khí tại các bể trong nước giai đoạn 1981-2020

Khai thác dầu khí ở nước ngoài

Sản lượng dầu khai thác tại nước ngoài bắt đầu đóng góp từ năm 2006 với dự án PM-304. Đến thời điểm hiện tại đã có 5 dự án được đưa vào khai thác, bao gồm PM-304, SK-305 (Malaysia), Peru 67 (Peru), Nhenhetxky (LB Nga) và Bir Seba (Algeria). Tuy nhiên, sản lượng khai thác tại nước ngoài chủ yếu do dự án khai thác tại cụm mỏ Nhenhetxky mang lại, chiếm khoảng 70% tổng sản lượng nước ngoài. Tính đến thời điểm hiện tại, các dự án nước ngoài đã khai thác được 13,6 triệu tấn dầu. Năm 2020, sản lượng khai thác dầu ở nước ngoài đạt 1,82 triệu tấn, bằng 102% kế hoạch.



Hình 1-10 Biểu đồ sản lượng khai thác dầu ở vùng chồng lấn và nước ngoài



Hình 1-11 Biểu đồ sản lượng khai thác khí ở nước ngoài

Đánh giá chung về hiện trạng thăm dò, khai thác dầu khí

Thành tựu đạt được

Tìm kiếm thăm dò

i) Giai đoạn 2011-2015 công tác tìm kiếm thăm dò đã được triển khai mạnh mẽ, rộng khắp trên toàn bộ thềm lục địa (TLĐ) và vùng đặc quyền kinh tế Việt Nam (ĐQKT VN) bao gồm cả vùng nước sâu, xa bờ; đã hoàn thành khối lượng lớn công tác tìm kiếm thăm dò, bao gồm: 52.200 km địa chấn 2D; 35.200 km2 địa chấn 3D, 3D/4C; 125 giếng khoan thăm dò thẩm lượng (trung bình 25 giếng/năm). Giai đoạn 2016-2020, nhiều dự án tìm kiếm thăm dò dừng, giãn tiến độ, khối lượng công việc sụt giảm mạnh, chỉ đạt 24.900 km địa chấn 2D; 9.100 km2 địa chấn 3D; 62 giếng khoan thăm dò thẩm lượng.

ii) Phát hiện dầu khí mới: Giai đoạn 2011-2015 có 24 phát hiện dầu khí mới, trong đó có nhiều phát hiện dầu khí quan trọng như: Cá Voi Xanh (phát hiện khí lớn nhất Việt Nam thuộc Lô 118 bể Sông Hồng), Gấu Trắng, Thỏ Trắng (Lô 09-1), H5 Tê Giác Trắng (Lô 16-1), cụm Kình Ngư (Lô 09-2/09), Cá Tầm (Lô 09-3/12), Đại Nguyệt, Sao Vàng (Lô 05-1b&c) và đặc biệt là phát hiện Cá Kiếm Đen (Lô 136/03, khu vực nước sâu, xa bờ thuộc bể Tư Chính – Vũng Mây). Giai đoạn 2016-2020 có 06 phát hiện dầu khí mới, trong đó có 04 phát hiện là khí là Phong Lan Dại cacbonat, Phong Lan Dại Clastic Center (Lô 06-1, năm 2016), Thổ Tinh Nam-1X (Lô 05-3/11, năm 2018), Kèn Bầu (Lô 114- năm 2020), và 02 phát hiện dầu nhỏ là Mèo Trắng Đông – 1X (Lô 09-1) và Cá Trích (Lô 11-2, năm 2018). Giếng khoan Kèn Bầu-1X Lô 114, Eni (2019) đã cho phát hiện dầu khí tại đối tượng bẫy địa tầng. Đây là giếng khoan tiền đề để mở ra triển vọng thăm dò/thẩm lượng dầu khí với đối tượng bẫy địa tầng tại khu vực trung tâm Bể Sông Hồng.

iii) Hợp đồng dầu khí được ký mới: Giai đoạn 2011-2015 có 21 hợp đồng dầu khí được ký mới, trong đó có nhiều hợp đồng dầu khí ở các lô nước sâu, xa bờ, nhạy cảm đã triển khai công tác tìm kiếm thăm dò tích cực, đã có phát hiện dầu khí mới ở vùng nước sâu (CKD Lô 136/03). Giai đoạn 2016-2020 chỉ có 3 hợp đồng dầu khí được ký mới, gồm : PSC Lô 16-1/15 (năm 2016) và PSC Lô 125&126 (năm 2017), PSC Lô 15-2/17 (năm 2019).

iv) Đầu tư cho tìm kiếm thăm dò: Giai đoạn 2011-2015 đạt 4,728 tỷ USD (trung bình: 946 triệu USD/năm), trong đó đầu tư phía nước ngoài 56,9%. Giai đoạn 2016-2019 đầu tư cho tìm kiếm thăm dò chỉ đạt 1.116 triệu USD (trung bình 279 triệu USD/năm; bằng 29,5% trung bình giai đoạn 2011-2015), trong đó đầu tư nước ngoài chiếm 66,7%.

Khai thác dầu khí

i) Trong những năm qua, Ngành Dầu khí đã được đầu tư nguồn lực lớn (về vốn, cơ sở vật chất, phương tiện, thiết bị công nghệ, trình độ quản lý..) tạo đà và nền tảng vững chắc để phát triển và triển khai, thực hiện các mục tiêu đặt ra. Trong

nước, PVN có nguồn lực tài chính và kinh nghiệm vượt trội so với các doanh nghiệp trong nước nhưng nhỏ so với các Tập đoàn Dầu khí khác trong khu vực;

ii) Giai đoạn 2016-2020 đã đưa 10 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác;

iii) Nhu cầu năng lượng trong nước ngày càng tăng theo xu hướng phát triển toàn cầu;

iv) Việt Nam nằm trong nhóm các nước hấp dẫn các nhà đầu tư nước ngoài;

v) Đội ngũ cán bộ có kinh nghiệm trong nhiều lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí;

vi) Hệ thống thu gom vận chuyển sản phẩm dầu khí vào bờ và kết nối các mỏ, đặc biệt bể Cửu long, Nam Côn Sơn, Mã Lai - Thổ chu, đã được xây dựng làm cơ sở cho phát triển mở rộng tạo thuận lợi cho việc khai thác các mỏ nhỏ lân cận, tăng hiệu quả kinh tế;

vii) Các công ty dịch vụ kỹ thuật trong nước có sự trưởng thành vượt bậc và có thể thực hiện nhiều hạng mục công việc trong chuỗi Tìm kiếm Thăm dò và phát triển khai thác.

Khó khăn, tồn tại

Tìm kiếm thăm dò

i) Trong năm vừa qua, công tác kêu gọi, thu hút đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò gặp nhiều khó khăn, các lô dầu khí mở có tiềm năng dầu khí hạn chế, trữ lượng nhỏ, nằm tại vùng nước sâu, xa bờ hoặc có cấu trúc địa chất phức tạp, kết hợp với giá dầu thế giới tuy đã phục hồi khả quan hơn nhưng vẫn còn tiềm ẩn nhiều rủi ro nên công tác kêu gọi đầu tư gặp nhiều khó khăn (các nhà đầu tư ít hoặc không quan tâm đến việc ký các hợp đồng dầu khí mới).

ii) Việc gia tăng trữ lượng dầu khí, bù đắp vào sản lượng khai thác hàng năm, đảm bảo sự phát triển bền vững là một thách thức vô cùng to lớn. Các khu vực truyền thống có tiềm năng dầu khí đã được thăm dò khá chi tiết, nhất là ở bể Cửu Long nên các phát hiện phần lớn đều nhỏ, do vậy đòi hỏi phải mở rộng hoạt động tìm kiếm thăm dò ra các khu vực nước sâu, xa bờ. Tiềm năng dầu khí chưa phát hiện còn lại được đánh giá tập trung chủ yếu ở vùng nước sâu, xa bờ, nhạy cảm về chính trị, nhưng khu vực này cần đầu tư lớn, rủi ro cao, thường xuyên bị nước ngoài gây sức ép, cản trở.

Bảng 1-12 Gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác và hệ số bù trữ lượng trong nước giai đoạn 2016-2020 và so sánh với giai đoạn 2011-2015

Chỉ tiêu	2011-2015		2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020	
	Tổng	Trung bình	(63,4% dầu)	(96,9% dầu)	(42,9% dầu)	(51,7% dầu)		Tổng	Trung bình
Gia tăng trữ lượng (tr.tấn dầu quy đổi)	189,81	37,96	16,66	4,00	12,00	13,38	15,00	61,04	12,21
Sản lượng khai thác	126,38	25,28	25,81	23,46	22,00	21,24	18,81	111,32	22,26

Chỉ tiêu	2011-2015		2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020	
	Tổng	Trung bình	(63,4% dầu)	(96,9% dầu)	(42,9% dầu)	(51,7% dầu)		Tổng	Trung bình
(tr.tấn dầu quy đổi)									
Hệ số bù trữ lượng	1,50	1,50	0,65	0,17	0,54	0,63	0,80	0,55	0,55

Hệ số gia tăng trữ lượng bù trừ vào sản lượng khai thác 5 năm liên tục kể từ 2016 ở mức báo động, tạo rủi ro suy giảm sản lượng khai thác trong tương lai, đặc biệt sản lượng khai thác dầu

iii) Công tác tái cấu trúc Tập đoàn và các đơn vị, trong đó có PVEP diễn ra chậm đã ảnh hưởng tới công tác TKTD, đặc biệt là các dự án do PVEP điều hành.

iv) Các văn bản quy định của pháp luật hiện tại về đầu tư tìm kiếm thăm dò nhiều chồng chéo, không phù hợp với đặc thù của công tác TKTD, khó khăn khi áp dụng dẫn đến việc chậm chễ khó khăn trong các quyết định triển khai các dự án TKTD, đặc biệt là các dự án có PVEP tham gia. Phải xây dựng nhiều Quy định, quy chế hướng dẫn còn thiếu, hạn chế không đồng bộ.

v) Xử lý nhiều dự án vướng mắc về thủ tục quy định.

vi) Thị trường giàn khoan, dịch vụ khoan biến động lớn, các giàn khoan của PVD hầu hết đã có việc ở nước ngoài dẫn đến việc thiếu giàn khoan ở Việt Nam. Một số nhà thầu triển khai đấu thầu giàn nhưng không có giàn dẫn đến khó khăn trong việc triển khai kế hoạch khoan. Về mảng dịch vụ khoan, tương tự như giàn khoan, sau một thời gian suy giảm do giá dầu thấp, đến thời điểm hiện tại, các công ty cung cấp dịch vụ khoan lớn như Schumberger, PVD-Baker Hughes, Halliburton… đã không có đủ thiết bị khoan để cung cấp cho các Nhà thầu dầu khí trong khu vực cũng như trên thế giới do nhu cầu khoan tăng cao. Ở Việt Nam, khối lượng công tác khoan tăng không đủ lớn để hấp dẫn các nhà thầu dịch vụ tiếp tục duy trì và phát triển ở Việt Nam nên họ chuyển sự tập trung từ thị trường Việt Nam sang thị trường khu vực khác nhiều tiềm năng hơn. Từ đó sẽ dẫn đến việc khó khăn khi xây dựng kế hoạch và làm tăng giá thành công tác khoan năm 2020 và các năm tiếp theo...

Khai thác dầu khí

i) Công tác dự báo chưa thật chính xác, đề ra mục tiêu chiến lược và kế hoạch chưa phù hợp với khả năng thực tế;

ii) Giá dầu thô từ năm 2015 suy giảm mạnh so với giai đoạn trước đó, đặc biệt là trong năm 2020. Do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19, đầu năm 2020 giá dầu thô giảm sâu, thậm chí xuống âm nên ảnh hưởng lớn tới hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, vì nhìn chung nếu tiếp tục khai thác sẽ dẫn đến lỗ nặng;

iii) Các hoạt động sản xuất kinh doanh của các đơn vị trong lĩnh vực E&P và liên quan của PVN gặp rất nhiều khó khăn;

iv) Trữ lượng gia tăng trong thời gian gần đây phần lớn là khí, trữ lượng dầu gia tăng nhỏ và phân tán nên phát triển khó khăn, khó có hiệu quả kinh tế cao;

v) Điều kiện triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ngày càng khó khăn đòi hỏi chi phí cao. Ngoài ra còn có sự cản phá của Trung quốc ở Biển Đông;

vi) Tiến độ đưa các mỏ đặc biệt các mỏ khí vào khai thác chậm hơn so với kế hoạch được phê duyệt, nhiều mỏ khí có hàm lượng CO2 khá cao (lô B-52/97 và C);

vii) Chưa đầu tư nhiều và ít có kinh nghiệm trong Thăm dò Khai thác các khu vực nước sâu, xa bờ, đối tượng dầu khí phi truyền thống... Cơ sở hạ tầng cho kết nối khai thác và vận chuyển dầu khí chủ yếu chỉ tập trung ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn;

viii) Nhiều dịch vụ kỹ thuật, đặc biệt là kỹ thuật cao vẫn phải thuê nước ngoài. Các công ty dịch vụ trong nước chưa có khả năng đáp ứng toàn bộ công đoạn thiết kế và xây dựng công trình phát triển mỏ;

ix) Tình hình Biển Đông đã chuyển sang giai đoạn mới diễn biến phức tạp và căng thẳng hơn so với nhưng năm trước đây. Tồn tại các vấn đề về bất ổn chính trị tại các nước dự kiến đầu tư và tranh chấp vùng đặc quyền kinh tế với Trung quốc;

x) Hệ thống thủ tục pháp lý, văn bản, quy dịnh, quy phạm phát luật về dầu khí còn chồng chéo và có những bất cập cần được sửa đổi. Một số quy định, quy chế, Luật (Quản lý vốn, Doanh nghiệp...) bắt đầu áp dụng không thể hiện đặc thù hoạt động đối với việc đầu tư của các công ty dầu khí nhà nước Việt Nam và các dự án dầu khí theo Luật Dầu khí…

1.3.2 Hiện trạng công nghiệp khí

Khí thiên nhiên

Đặc điểm nguồn cung cấp

Hiện trạng khai thác, thu gom khí đồng hành và khí thiên nhiên trong nước đã được nêu chi tiết tại mục 1.3.1 của báo cáo. Có thể tóm tắt như sau:

- Trữ lượng và tiềm năng khí của Việt Nam tập trung chủ yếu tại 4 bể trầm tích: Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Mã Lai-Thổ Chu, tổng trữ lượng khí đã phát hiện khoảng 790 tỷ m^3.
- Hoạt động khai thác KTN đã bắt đầu từ tháng 7/1981 nhưng chỉ từ sau 1995 mới có quy mô công nghiệp đáng kể với việc thu gom khí đồng hành từ các mỏ dầu tại Bể trầm tích Cửu Long và đưa vào khai thác khí tại các Bể Nam Côn Sơn, Mã Lai-Thổ Chu ngoài khơi khu vực Nam Bộ. Sản lượng khai thác khí cộng dồn đến cuối năm 2018 khoảng 190 tỷ m^3, tổng trữ lượng khí còn lại khoảng 600 tỷ m^3. Trong những năm gần đây, sản lượng khai thác khí có xu hướng giảm do các mỏ cung cấp khí chính (Bạch Hổ, Rạng Đông thuộc bể Cửu Long, Lan Tây/Lan Đỏ thuộc bể Nam Côn Sơn) đã qua giai đoạn khai thác với sản lượng đỉnh. Chính vì vậy, công tác tìm kiếm thăm dò và phát triển các mỏ mới để chuẩn bị sẵn sàng các

nguồn khí thay thế và bổ sung, kết hợp với việc đầu tư phát triển đồng bộ thị trường và hệ thống cơ sở hạ tầng công nghiệp khí để các nguồn KTN khai thác lên có thể được sử dụng hiệu quả đã được đẩy mạnh triển khai trong những năm qua. Theo kế hoạch trong giai đoạn 2020-2025 dự kiến sẽ có các mỏ mới đưa vào khai thác, trong đó có các mỏ lớn là Cá Voi Xanh, Lô B/Phú Quốc, Phong Lan Dại, ...

Đặc điểm cơ sở hạ tầng

Trên cơ sở đặc thù phân bố, tiến độ các phát hiện dầu khí cũng như đặc điểm trữ lượng và khả năng đầu tư phát triển khai thác các mỏ dầu khí, 4 hệ thống đường ống thu gom, vận chuyển khí cao áp từ ngoài khơi đưa vào bờ đã được xây dựng theo các khu vực bể trầm tích.

Hệ thống khí thứ nhất – Hệ thống khí Bạch Hổ, sau này phát triển mở rộng thành Hệ thống khí Cửu Long, bao gồm: Giàn nén khí ngoài khơi, Hệ thống đường ống vận chuyển khí từ các mỏ dầu khí thuộc bể Cửu Long vào bờ và lên đến Phú Mỹ, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, Kho chứa và cảng xuất sản phẩm lỏng tại Thị Vải, các Trạm phân phối khí. Hệ thống khí thứ hai – Hệ thống khí Nam Côn Sơn bao gồm hệ thống đường ống từ các mỏ thuộc bể Nam Côn Sơn, Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn. Hệ thống khí Nam Côn Sơn kết hợp với hệ thống khí Cửu Long đã tạo nên cơ sở hạ tầng khí đốt quan trọng trong tam giác kinh tế trọng điểm vùng Đông Nam Bộ: Thành phố Hồ CHí Minh – Đồng Nai – Bà Rịa Vũng Tàu. Để phát triển thị trường tiêu thụ khí tại khu vực Tây Nam Bộ, hệ thống khí thứ ba – Hệ thống khí PM3 – Cà Mau được hình thành. Hệ thống khí thứ tư - Hệ thống khí Hàm Rồng – Thái Bình được xây dựng cho khu vực bể Sông Hồng.

Ngoài ra còn có hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 2 giai đoạn 1, đang hoàn thiện hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 2 giai đoạn 2 và đang triển khai đầu tư xây dựng 02 hệ thống: Đường ống Lô B – Ô Môn và Đường ống Cá Voi Xanh.

Hiện tại, Việt Nam có 4 tuyến ống dẫn khí ngoài khơi chính cho 4 bể dầu khí để thu gom khí đồng hành và vận chuyển khí tự nhiên về bờ với tổng công suất 11,5 tỷ m^3 khí/năm. Trong đó, tuyến Nam Côn Sơn 1 có chiều dài dài nhất 371 km và công suất thiết kế lớn nhất 7 tỷ m^3/năm.

Bảng 1-13 Các tuyến ống dẫn khí ngoài khơi đang vận hành tại Việt Nam

TT	Bể	Thời điểm bắt đầu vận hành
A	**Hệ thống khí Hàm Rồng – Thái Bình**	
1	Đường ống Thái Bình - Tiền Hải	2015
B	**Hệ thống khí Bạch Hổ (Hệ thống khí Cửu Long**	
1	Đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố	1995
2	Hệ thống thu gom từ cụm mỏ Rồng, Nam Rồng/Đồi Mồi - Bạch Hổ	2010
3	Hệ thống thu gom Hải Sư Trắng/Hải Sư Đen - Tê Giác Trắng về Bạch Hổ	2011
4	Đường ống Sư Tử Trắng - Sư Tử Vàng	2012
5	Hệ thống thu gom khí cụm mỏ Lô 01& 02 (Rubi, Pearl,	2014

TT	Bể	Thời điểm bắt đầu vận hành
	Topaz, Diamond, Jade, Emerald)	
C	**Hệ thống khí Nam Côn Sơn 1**	
1	Đường ống Nam Côn Sơn 1	2012
2	Đường ống thu gom khí mỏ Lan Đỏ - Lan Tây	2012
3	Đường ống thu gom khí mỏ Chim Sáo – Nam Côn Sơn 1	2012
4	Đường ống thu gom khí Hải Thạch, Mộc Tinh về Nam Côn Sơn 1 (KP -75)	2013
D	**Hệ thống khí Nam Côn Sơn 2**	
1	Đường ống Nam Côn Sơn 2	2013
2	Đường ống thu gom khí Đại Hùng - Nam Côn Sơn 2	2015
3	Đường ống dẫn khí Sao Vàng – Nam Côn Sơn 2	2020
E	**Hệ thống khí PM3 – Cà Mau**	
1	Đường ống PM3 - Cà Mau	2007

Khí thiên nhiên ẩm được chế biến tại các Nhà máy xử lý khí (GPP) để tách ra khí khô và các sản phẩm khác (Ví dụ: LPG, condensate). Khí khô ngoài sử dụng làm nhiên liệu đốt, còn được dùng làm nguyên liệu trong lĩnh vực hóa chất, hóa dầu.

Hiện tại Việt nam có 03 nhà máy xử lý khí thiên nhiên (KTN) là nhà máy xử lý khí Dinh Cố, vận hành năm 1999 với công suất xử lý khí 5,3 triệu m3/ngày; nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn, vận hành năm 2002, công suất xử lý khí là 22,0 triệu m3/ngày và GPP Cà Mau có công suất 6,2 triệu m3/ngày, vận hành năm 2018.

Đặc điểm tiêu thụ

Hiện nay, hàng năm tiêu thụ khoảng 10 - 10,5 tỷ m^3 khí khô, hoàn toàn từ khí khai thác và chế biến trong nước. Cho đến nay, dung lượng thị trường chưa thay đổi do giới hạn nguồn cung từ các mỏ khí.

Thị trường điện khí

Nhằm sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên khí trong nước, tạo điều kiện thuận lợi để phát triển thành công các dây chuyền khí Bạch Hổ, Nam Côn Sơn, PM3-CAA, lô B, đồng thời đáp ứng nhu cầu tăng trưởng điện năng của nền kinh tế và tạo điều kiện phát triển kinh tế các địa phương, từ năm 1995, các trung tâm điện khí đã được Chính phủ quy hoạch cho đầu tư xây dựng lần lượt tại Bà Rịa, Phú Mỹ, Nhơn Trạch, Cà Mau, Ô Môn. Đến nay, tại miền Nam đã có 12 nhà máy điện (NMĐ) khí vận hành, hầu hết là tua bin khí hỗn hợp (TBKHH), với tổng công suất đạt trên 7.200 MW. Trong đó, hơn 5.700 MW được xây dựng tại Đông Nam Bộ với 10 NMĐ, 1.500 MW tại Cà Mau (2 TBKHH). Tổng mức tiêu thụ khí trung bình một năm của các NMĐ tại Đông Nam Bộ khoảng 6,65 tỷ m^3 và tại Tây Nam Bộ khoảng 1,60 tỷ m^3.

Khu vực Bắc Bộ có sản lượng khai thác khí trong nước đến nay còn quá nhỏ, và khu vực Trung Bộ chưa phát triển được nguồn cấp khí nên chưa có nhà máy điện khí nào

được xây dựng tại đây.

Bảng 1-14 Danh sách các nhà máy điện khí đang hoạt động tại Việt Nam

Năm	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Tiêu thụ (tỷ m^3/năm)	Chủ đầu tư	Nguồn cung cấp khí
I	**Khu vực Đông Nam Bộ**				
1995	TBKHH Bà Rịa	350	0,33	EVN	Bể CL
2003	TBKHH Phú Mỹ 2.1; 2.1 MR	884	1,22	EVN	Bể CL và NCS
2001	TBKHH Phú Mỹ 1	1.090	1,38	EVN	Bể NCS
2003	TBKHH Phú Mỹ 3	720	0,88	BOT, BP	Bể NCS
2004	TBKHH Phú Mỹ 2.2	720	0,87	BOT, Cty ĐL Mekong	Bể NCS
	TBKHH Phú Mỹ 4	450	0,61	EVN	Bể CL và NCS
2008	TBKHH Nhơn Trạch 1	450	0,58	PVN	Bể NCS
2009	NMĐ Hiệp Phước 1	375		BOT, Cty ĐL Hiệp Phước	Bể NCS
2011	TBKHH Nhơn Trạch 2	750	0,78	PVN	Bể NCS
II	**Khu vực Tây Nam Bộ**				
2007	Cà Mau 1	3 x 250	0,86	PVN	PM3 CAA&46CN
2008	Cà Mau 2	3 x 250	0,86	PVN	PM3 CAA&46CN

Ghi chú: Các nhà máy điện hiện hữu khu vực Bà Rịa, Phú Mỹ sau khi kết thúc hợp đồng mua khí dự kiến được chuyển đổi sang sử dụng khí nhập khẩu LNG trong giai đoạn 2024-2028, cụ thể: NMĐ Bà Rịa (2024), NMĐ Phú Mỹ 1 (2025), NMĐ Phú Mỹ 2.1 (2025), NMĐ Phú Mỹ 4 (2027), NMĐ Phú Mỹ 2.2 (2028), NMĐ Phú Mỹ 3 (2026)..

Thị trường chế biến khí

Tại Việt Nam, tham gia mảng "thị trường chế biến khí" hiện có 2 nhà máy đạm sử dụng nguyên liệu khí tại Phú Mỹ và Cà Mau.

Hai nhà máy đạm đều được PVN đầu tư theo chỉ đạo của Chính phủ, với mục đích vừa nhằm tạo thêm thị trường tiêu thụ hỗ trợ sự phát triển khai thác các nguồn khí từ Bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, và từ mỏ PM3-CAA, vừa nhằm thực hiện chính sách phát triển ngành công nghiệp hóa chất và chính sách an ninh lương thực. Các nhà máy đạm dùng nguyên liệu khí hiện đều được quản lý và vận hành bởi các công ty cổ phần có vốn đầu tư của PVN chiếm đa số (59,58% tại PVFCCo và 80,83% tại PVCFC vào 31/21/2016).

Nhu cầu khí hàng năm của 2 nhà máy đạm khoảng hơn 1 tỷ m^3/năm, chiếm 10-11% tổng nhu cầu thị trường khí Việt Nam năm 2019.

Công nghiệp hóa dầu từ khí thiên nhiên hiện đang trong giai đoạn triển khai phát triển. Quy hoạch phát triển ngành dầu khí Việt Nam giai đoạn đến 2025, định hướng đến 2035 (Quyết định số 1623/QĐ-TTg ngày 25/10/2017) đã khẳng định chủ trương phát triển lĩnh vực hoá dầu (bao gồm cả hoá dầu từ khí), hoá chất, tích hợp lọc dầu, hoá dầu để nâng cao giá trị sản phẩm dầu khí, tạo ra nguyên, nhiên, vật liệu để phục vụ sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu, giảm tỷ trọng nhập siêu. Một tỉ lệ khí cung cấp trên thị trường trong thời gian tới sẽ phải dành ưu tiên cho phát triển các dự án chế biến/hóa khí.

Bảng 1-15 Các nhà máy đạm, dự án hoá dầu từ khí đang vận hành

STT	Nhà máy/dự án	Chủ đầu tư	Năm vận hành	Nhu cầu khí (Tr.m^3/năm)
1	Đạm Phú Mỹ	PVN	2004	530
2	Nâng công suất NH_3 của Đạm Phú Mỹ	PVN/PVFCCo	2018	100
3	Đạm Cà Mau	PVN	2012	500

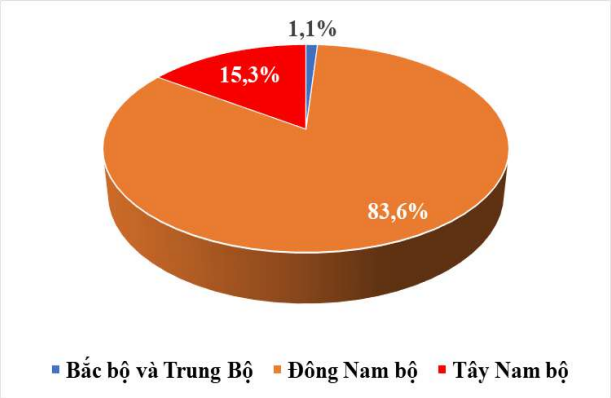
Thị trường khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp, thương mại

Khí khô được sử dụng làm nhiên liệu cho các hộ tiêu thụ công nghiệp, thương mại. Khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp được cung cấp bằng hệ thống đường ống phân phối khí thấp áp đối với các khách hàng ở gần hệ thống cơ sở hạ tầng (CSHT) đường ống dẫn khí, đối với các khách hàng công nghiệp ở xa hệ thống CSHT đường ống dẫn khí, khí thiên nhiên được cung cấp ở dạng CNG và được vận chuyển bằng phương tiện xe bồn.

Phân khúc thị trường theo khu vực địa lý:

Trên cơ sở phát triển của các hệ thống đường ống (HTĐÔ) với tổng công suất hiện đạt trên 11 tỷ m^3/năm, 3 khu vực thị trường khí đã hình thành: thị trường Đông Nam Bộ, Tây Nam Bộ và miền Bắc. Không có sự kết nối giữa các khu vực thị trường. Mỗi thị trường khu vực phát triển tách biệt và có đặc thù riêng. Thị trường khí Miền Trung và Miền Bắc chưa phát triển đồng bộ, chủ yếu là tiêu thụ LPG. Thị trường khí miền Bắc mới ở những bước khởi đầu khi dự án thu gom khí Thái Bình hoàn thành vào tháng 7/2015.

Thị trường tiêu thụ khí mới phát triển tập trung tại khu vực Nam Bộ, khách hàng chủ yếu vẫn là các nhà máy điện sử dụng khí và sản xuất đạm. Việc đa dạng hóa thị trường mới chỉ dừng lại ở cung cấp khí cho khách hàng công nghiệp và một phần rất nhỏ CNG làm nhiên liệu thử nghiệm cho giao thông vận tải. Đặc biệt, khí sử dụng cho quá trình chế biến sâu vẫn đang còn nghiên cứu khả thi.



Hình 1-12 Phân khúc thị trường tiêu thụ theo khu vực địa lý

Phân khúc thị trường theo hộ tiêu thụ

Giai đoạn 2016-2020, tỷ trọng tiêu thụ khí cho sản xuất điện chiếm khoảng 78-80%, khí cho sản xuất đạm chiếm khoảng 11% và khí cấp cho khách hàng công nghiệp (bao gồm cả CNG (khí nén) và GTVT) chiếm khoảng 9%, so với giai đoạn 2011-2015, tỷ trọng này tương ứng là 83%, 11% và 6%.

Hiện nay, KTN được ưu tiên phát triển sử dụng trước hết cho sản xuất điện và phân đạm. Đây là những ngành công nghiệp mà việc phát triển sẽ góp phần trực tiếp thực hiện chính sách an ninh năng lượng và lương thực cho Việt Nam. Mặt khác, thông qua việc tiêu thụ điện và đạm được sản xuất với khí làm nhiên/nguyên liệu, mức độ đóng góp của khí trong nền kinh tế - xã hội sẽ trở nên sâu rộng hơn và không bị giới hạn trong khuôn khổ các địa phương gần nguồn cung cấp khí.

Năm 2019, sản lượng điện khí/dầu khoảng 44,6 TWh, chiếm 18,7% sản lượng điện toàn quốc; năm 2020, tỷ trọng điện sản xuất từ điện khí/dầu chỉ chiếm khoảng 15% tổng sản lượng điện toàn quốc. Sản xuất đạm hiện trên 1,5 triệu tấn/năm, chiếm 70-75% nhu cầu nội địa.

Khí dầu mỏ hóa lỏng LPG

Thi trường tiêu thu và nguồn cung cấp

Nhu cầu tiêu thụ LPG hàng năm hiện nay vào khoảng 2 - 2,2 triệu tấn, chủ yếu phục vụ nhu cầu dân dụng, thương mại.

Hiện nay có hai nguồn chính cung cấp LPG cho thị trường Việt Nam gồm:

Nguồn LPG nội địa : Năng lực sản xuất LPG của Việt Nam đã đáp ứng khoảng 50-60% nhu cầu tiêu thụ. Các nhà sản xuất lớn gồm Nhà máy xử lý khí Dinh Cố (Bà Rịa-Vũng Tàu), nhà máy GPP Cà Mau, Nhà máy lọc dầu Dung Quất (Quảng Ngãi) và Nhà máy lọc dầu Nghi sơn. Sản lượng LPG hàng năm các nhà máy này cung cấp khoảng 1 - 1,2 triệu tấn/năm. Bên cạnh tiêu dùng nội địa, hàng năm, Việt Nam xuất khẩu khoảng từ 200-600 ngàn tấn sang các thị trường ASEAN.

Nguồn LPG nhập khẩu: Do nguồn LPG sản xuất trong nước chưa đáp ứng hoàn toàn nhu cầu hàng năm nên ngoài nguồn LPG sản xuất trong nước, Việt Nam vẫn phải nhập khẩu

thêm LPG từ nhiều quốc gia trong đó chủ yếu được nhập từ khu vực Trung Đông và một số quốc gia lân cận như Trung Quốc, Malaysia, Indonesia… Giai đoạn 2016 -2020, hàng năm Việt Nam nhập khẩu ròng khoảng 1 triệu tấn LPG.

Đặc điểm cơ sở hạ tầng

Hệ thống kho chứa LPG

Hệ thống kho chứa LPG được phân chia làm 2 loại là kho đầu mối và kho trung chuyển.

- Kho đầu mối có sức chứa lớn > 5.000 MT;Nhiệm vụ tồn chứa sản phẩm, kinh doanh ở khâu phân phối cấp nguồn; Kho chứa sản phẩm của Nhà máy sản xuất LPG (GPP Dinh Cố, NMLD Dung Quất…).
- Các kho trung chuyển có công suất nhỏ, ≤ 5.000 MT;

Nhận hàng từ kho đầu mối hoặc từ nguồn LPG nhập khẩu.

Hầu hết sản lượng LPG trước khi tiêu thụ trên thị trường đều phải qua kho trung chuyển. Theo số liệu điều tra, hiện nay toàn quốc có 48 kho chứa LPG (2 kho đầu mối và 46 kho trung chuyển) với tổng sức chứa khoảng 162.470 MT. Hệ thống kho LPG toàn theo khu vực được tổng hợp ở phụ lục 1.7.

Nhìn chung, tất cả các kho đều ở vị trí thuận tiện, có hệ thống đường ống và các thiết bị hiện đại, đảm bảo quy trình công nghệ vận hành nhập, xuất chính xác, an toàn và thuận tiện. Đặc biệt, công trình kho chứa LPG Thị Vải có công suất tồn chứa 60.000 tấn LPG là kho chứa LPG lạnh lớn đã được đưa vào hoạt động từ tháng 3/2013 đã làm tăng khả năng dự trữ LPG của Việt Nam khi giá LPG của thế giới rẻ và làm tăng khả năng nhập khẩu trực tiếp với khối lượng LPG lớn từ các nguồn như Trung Đông.

Hiện trạng hệ thống cảng LPG

Theo số liệu điều tra, tới thời điểm hiện nay có khoảng 35 cầu cảng được các doanh nghiệp đầu mối kinh doanh LPG thuê với thời hạn trên 5 năm. Đối chiếu năng lực các cảng tiếp nhận đầu mối hiện có với tổng lượng hàng cần tiếp nhận hàng năm cho thấy nếu khai thác được các cảng hiện hữu có thể đáp ứng nhu cầu đến năm 2025. Như vậy, nên có phương án quản lý, cơ chế khai thác đủ công suất các cảng LPG tiếp nhận đầu mối để tăng hiệu quả đầu tư và tiết kiệm chi phí đầu tư bổ sung không thực sự cần thiết.

Đánh giá chung về hiện trạng công nghiệp khí

Thành tựu đạt được:

- Việc khai thác và sử dụng các nguồn khí trong nước đã góp phần làm gia tăng giá trị tài nguyên dầu khí của đất nước, tăng sức hấp dẫn và khả năng thu hút đầu tư nước ngoài vào Tìm kiếm Thăm dò dầu khí ở Việt Nam, đặc biệt tại các Bể trầm tích Cửu Long, Nam Côn Sơn, Mã Lai - Thổ Chu,…
- Các chính sách thúc đẩy sử dụng khí về cơ bản đã xét đến việc đa dạng hóa hộ tiêu thụ và hộ tiêu thụ ưu tiên sử dụng khí, hỗ trợ về giá khí trong giai đoạn đầu hoạt động của các hộ tiêu thụ, cho phép đa dạng hóa hình thức đầu tư xây dựng nhà

máy điện khí, nghiên cứu sử dụng các công nghệ sạch, tiết kiệm năng lượng, khuyến khích bảo vệ môi trường.

- Đã huy động được nhiều thành phần kinh tế tham gia sản xuất kinh doanh khí, huy động đa dạng nguồn vốn đầu tư cho cơ sở hạ tầng công nghiệp khí. Đã hoàn thành xây dựng và vận hành an toàn hệ thống các đường ống dẫn khí khu vực Đông Nam Bộ (đường ống Rạng Đông - Bạch Hổ - Bà Rịa Vũng Tàu, đường ống NCS1) gắn với Khu công nghiệp khí - điện - đạm Phú Mỹ; hoàn thành xây dựng và vận hành an toàn đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau để cung cấp khí cho các nhà máy điện, đạm tại khu vực Cà Mau. Hoàn thành đấu nối đường ống dẫn khí liên kết mỏ thuộc Bể Cửu Long, tiếp tục xây dựng hệ thống thu gom khí khu vực này nhằm tránh đốt bỏ khí.
- Phát triển hệ thống tiêu thụ khí bao gồm Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, hệ thống kho, cảng nhập LPG; vận hành an toàn, hiệu quả và cung cấp ổn định nguồn khí cho phát triển công nghiệp gồm các nhà máy điện - khí của PVN, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), các nhà đầu tư BOT; các nhà máy sản xuất phân đạm; các hộ tiêu thụ khí thấp áp. Khí được cung cấp để sản xuất ra lượng điện trên 53 tỷ kWh/năm chiếm 33% sản lượng điện toàn quốc; khí được cung cấp để sản xuất đạm với sản lượng trên 1,5 triệu tấn/năm, chiếm 70-75% nhu cầu nội địa. Triển khai việc nhập khẩu và phân phối khí LPG và CNG cho công nghiệp và các hộ tiêu thụ dân sinh trong cả nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực quốc gia.
- Đã thực hiện tốt hoạt động tiếp nhận chuyển giao công nghệ của nước ngoài, đào tạo đội ngũ cán bộ kỹ thuật-kinh tế và quản lý khí...

<u>Khó khăn, tồn tại</u>

- Sau hơn 20 năm, thị trường khí tự nhiên mới chỉ được phát triển tập trung tại miền Nam.
- Khí chủ yếu được sử dụng làm nhiên liệu và tập trung phục vụ sản xuất điện, vai trò nguyên liệu của khí chưa được khai thác nhiều.
- Nhìn chung các văn bản pháp lý quy định về cơ chế định giá khí còn thiếu dẫn đến những khó khăn trong việc đàm phán thương mại, chưa khuyến khích được đầu tư trong khâu thượng và trung nguồn và khó phát triển đa dạng hóa cơ cấu thị trường.
- Tính linh hoạt và an toàn nguồn cung cấp khí chưa cao do các hệ thống đường ống chưa được kết nối.
- Các nguồn khí đang khai thác có xu hướng giảm sản lượng do suy giảm (Lô 06.1, 11.2, Cửu Long,…) và giảm trữ lượng so với ước tính (Lô 11.2, Cửu Long,…).
- Nguồn khí từ các mỏ đang chuẩn bị phát triển có điều kiện địa chất phức tạp và/hoặc mỏ nhỏ cận biên, chất lượng khí không cao dẫn đến giá khí dự kiến cao và tiến độ đưa vào khai thác còn rủi ro;

- Cơ chế bán khí cho các khách hàng chưa hoàn toàn thị trường (ngoại trừ khí bán cho các hộ công nghiệp). Trong đó, nguồn khí và giá khí bán cho các nhà máy điện vẫn theo phê duyệt của cấp có thẩm quyền đối với kế hoạch phát triển mỏ khí, Bên Mua và Bên Bán chỉ đàm phán các điều khoản thương mại trên cơ sở giá khí và cước phí được phê duyệt, thiếu sự chủ động, cạnh tranh.
- Chưa có chính sách điều chỉnh giá khí linh hoạt (cho Điện, Đạm).
- Các khách hàng điện và đạm được cam kết các nguồn khí xác định. Trong đó, các cam kết khí giá rẻ (Lô 06.1 và Lô 11.2) hiện đang được ưu tiên phân bổ cho các nhà máy điện (đặc biệt các nhà máy điện của EVN và BOT), dẫn đến việc mất tính linh hoạt trong việc huy động các nguồn khí hiện hữu và thay thế các nguồn khí mới trong tương lai.

1.3.3 Hiện trạng công nghiệp chế biến dầu khí

Nhìn chung, phần lớn các dự án chế biến dầu khí đã đi vào hoạt động đều được vận hành an toàn, hiệu quả bởi đội ngũ cán bộ tâm huyết, có kinh nghiệm và có hệ thống quản trị tốt. Sản phẩm xăng dầu đã đáp ứng khoảng 70% nhu cầu trong nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Sản lượng đạm urê đã cơ bản đáp ứng nhu cầu trong nước, sản xuất các sản phẩm hóa dầu cũng đã được đẩy mạnh trong những năm gây đây. Tuy nhiên, nhiều dự án mới trong lĩnh vực chế biến dầu khí bị chậm so với tiến độ đề ra, ảnh hưởng đến việc thực hiện Quy hoạch ngành dầu khí giai đoạn đến 2025.

Hiện trạng các nhà máy đã và đang xây dựng tại phụ lục 1.8 và phụ lục 1.9.

Sản lượng các sản phẩm lọc, hóa dầu giai đoạn 2011-2019 tại phụ lục 1.10.

Thành tựu đạt được

Công nghiệp lọc hóa dầu của Việt Nam được đẩy mạnh phát triển trong những năm gần đây với nhiều dự án lớn được tập trung triển khai như: Liên hợp lọc hóa dầu Nghi Sơn (công suất 10 triệu tấn dầu thô/năm, đã hoàn thành đưa vào vận hành thương mại trong quý IV năm 2018); Dự án sản xuất polypropylene và kho ngầm chứa LPG (công suất 600.000 tấn PP/năm) đã đi vào vận hành năm 2021; Dự án Tổ hợp hóa dầu Long Sơn (công suất 2,7 triệu tấn nguyên liệu/năm, dự kiến hoàn thành vào năm 2022).

Với việc đưa vào vận hành nhà máy lọc hóa dầu Nghi Sơn, công suất lọc dầu của Việt Nam đã đạt trên 16,5 triệu tấn dầu thô/năm. Sản lượng xăng dầu sản xuất đạt trên 12 triệu tấn/năm, trong đó xăng trên 5,0 triệu tấn và DO trên 6,0 triệu tấn. So với nhu cầu xăng dầu trong nước khoảng18 triệu tấn/năm, thì sản lượng xăng dầu sản xuất trong nước hiện đáp ứng khoảng 70% nhu cầu, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu.

Nhà máy lọc dầu Dung Quất (BSR) đưa vào vận hành từ 2009, hiện đang hoạt động ổn định với công suất tối ưu. Tính đến 27/4/2020, BSR đã đạt 25 triệu giờ công an toàn. Công tác bảo dưỡng định kỳ được thực hiện theo đúng quy trình. Năm 2019, BSR sản xuất khoảng 6,2 triệu tấn sản phẩm xăng dầu các loại gồm xăng A92 (1,1 triệu tấn), A95 (1,6 triệu tấn), Jet A1 (550 nghìn tấn), dầu diesel (2,8 triệu tấn) và FO (180 nghìn tấn).

Các Nhà máy sản xuất phân đạm từ khí (Phú Mỹ và Cà Mau) có tổng công suất trên 1,6 triệu tấn urê/năm đã hoàn thành xây dựng (vào năm 2004 và 2012), đang vận hành an toàn và ổn định. Tổng sản lượng urê cả nước đạt khoảng 2,7 triệu tấn, so với nhu cầu urê trong nước khoảng 2,5 triệu tấn thì đã đáp ứng 100% nhu cầu và bước đầu xuất khẩu sang các thị trường các nước trong khu vực Asian.

Khó khăn, tồn tại

Bên cạnh những kết quả đạt được như trên, vẫn còn nhiều vấn đề trong việc phát triển ngành công nghiệp chế biến dầu khí ở Việt Nam như:

Nguồn khí trong nước suy giảm và giá khí ngày càng cao làm giảm hiệu quả của các Nhà sản xuất phân urê từ khí cũng như dẫn đến khó khăn trong việc phát triển hóa dầu/hóa chất từ khí thiên nhiên khai thác trong nước.

Do Việt Nam tham gia các hiệp định thương mại song phương, đa phương, hàng rào thuế quan dần dần được gỡ bỏ, nên các sản phẩm lọc hóa dầu bị cạnh tranh gay gắt bởi sản phẩm nhập khẩu từ các nước có lợi thế về nguồn nguyên liệu và các nhà máy đã hết khấu hao…

Các dự án chế biến dầu khí thường có công nghệ phức tạp, tổng mức đầu tư lớn, trong khi lợi nhuận không cao nên khó thu hút đầu tư nước ngoài. Trong bối cảnh tình hình suy giảm kinh tế toàn cầu, các đối tác tham gia/bên cho vay thường đưa ra các điều kiện khó khăn, ngặt nghèo và yêu cầu Chính phủ bảo lãnh, do đó quá trình đàm phán kéo dài;

Tiến độ đầu tư các nhà máy lọc dầu bị chậm, không đạt được như mục tiêu ban đầu đề ra. Dự án nâng cấp mở rộng NMLD Dung Quất bị chậm tiến độ khá lớn, phải điều chỉnh thời gian hoàn thành đến Quý III/2025. Cụm hóa dầu gắn với Nhà máy lọc dầu Dung Quất chưa được hình thành (không kể nhà máy polypropylen được đầu tư gắn liền với dây chuyền sản xuất của Nhà máy lọc dầu Dung Quất).

Việc tiêu thụ sản phẩm nhiên liệu sinh học còn gặp khó khăn do thị trường tiêu thụ, giá dầu sụt giảm và chính sách sử dụng nhiên liệu sinh học của Việt Nam còn chậm so với các nước;

Dự án Nhà máy sản xuất sơ xợi Đình Vũ gặp khó khăn trong tiêu thụ sản phẩm do thị trường đi xuống và giai đoạn chạy thử kéo dài.

Hoạt động lọc hóa dầu thời gian qua gặp các khó khăn về giá dầu thô giảm sâu, thị trường sản phẩm dầu khí biến động khó lường và xuống thấp do nhu cầu sụt giảm.

1.3.4 Hiện trạng nhập khẩu, vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu mỏ và khí

Hiện trạng về vận chuyển sản phẩm dầu mỏ

Hiện nay trên thế giới và ở Việt Nam đang tồn tại 4 loại hình vận tải xăng dầu chính: vận tải thủy, vận tải bộ, vận tải bằng đường ống và vận tải đường sắt. Trong đó hình thức vận tải thủy được phân ra 3 loại là: vận tải viễn dương, vận tải ven biển và pha sông biển và vận tải đường sông.

Hiện trạng về vận tải đường biển

Xu thế chung vận tải xăng dầu quốc tế hiện nay là sử dụng các tàu chở dầu tải trọng lớn trên 20.000DWT. Hầu hết các tàu chở sản phẩm xăng dầu nhập khẩu vào Việt Nam đều thuộc các công ty nước ngoài, chỉ có một số lượng ít tàu do các công ty của Việt Nam quản lý. Trong tổng thị phần vận tải viễn dương chuyên chở xăng dầu, thị phần của Việt Nam được đánh giá là còn nhỏ bé do chúng ta chưa đủ điều kiện để đầu tư các tàu chở dầu tải trọng lớn với các thiết bị hiện đại, đảm bảo các yêu cầu quốc tế về vận chuyển xăng dầu.

Hiện nay, việc vận chuyển các sản phẩm dầu mỏ viễn dương và ven biển được một số công ty tham gia thực hiện, chủ yêu tập trung ở một số công ty sau:

- Tổng Công ty cổ phần vận tải dầu khí (PVTrans): PVTrans là một thành viên thuộc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, hoạt động chính trong lĩnh vực vận chuyển dầu thô và có khả năng vận chuyển với số lượng lớn. Bên cạnh đó, PVTrans còn vận chuyển sản phẩm xăng dầu, các sản phẩm khí hóa lỏng và dịch vụ logistics. Công ty đang sở hữu 3 con tàu chở dầu Hercules M, PVT Athena, PVT Mercury có trọng tải khoảng 100,000 tấn/tàu, 7 tàu chở thành phẩm và 4 tàu chở Gas, LPG và hóa chất.
- Công ty Cổ phần Vận tải Xăng dầu Vitaco: Hoạt động kinh doanh chính là vận chuyển xăng dầu cho Tập đoàn Xăng Dầu Việt Nam. Vùng biển đội tàu hoạt động chủ yếu là Đông Nam Á và Đông Bắc Á.
- Công ty Cổ phần Vận tải Xăng dầu VIPCO: Hoạt động chính của công ty là vận tải xăng dầu viễn dương và ven biển, kinh doanh xăng dầu. Công ty có đội tàu biển với tổng trọng tải 180,000 DWT, là một trong số ít đội tàu biển vận tải xăng dầu của Việt Nam có tải trọng lớn, được chia làm 2 nhóm chuyên vận tải tuyến quốc tế và nội địa. Các tàu Petrolimex 2, 6, 10, 15, 16 được sử dụng vận chuyển xăng dầu nhập khẩu.

Ngoài ra, có một số tàu của các doanh nghiệp thuộc Tổng công ty Hàng hải Việt Nam và các doanh nghiệp tư nhân với số lượng còn ít và tải trọng tàu hiện có chỉ đáp ứng được một phần yêu cầu vận tải ven biển hiện tại.

Hiện trạng về vận tải đường sông

Do đặc điểm địa lý của Bắc Bộ và Nam Bộ có các hệ thống sông ngòi rất thuận lợi cho giao thông đường sông, hầu hết các tỉnh ở đồng bằng Bắc Bộ và Nam Bộ đều có các cảng sông để tiếp nhận tàu, xà lan chở dầu từ các kho cảng đầu mối.

Phương tiện vận tải đường sông để chở dầu ở Bắc Bộ chủ yếu do công ty cổ phần Vận tải VIPCO quản lý. Tại Nam Bộ ngoài công ty Vitaco còn có nhiều doanh nghiệp khác tham gia vận tải đường sông. Hầu hết các công ty chuyên kinh doanh xăng dầu đều có phương tiện riêng: Các tàu, xà lan dưới 1.000 tấn, đa số các doanh nghiệp tư nhân sử dụng các xà lan nhỏ dưới 500 tấn.

Hệ thống sông Cửu Long ở Nam Bộ rất thuận lợi cho việc chở dầu bằng tàu và xà lan.

Ngoài các sông lớn như Tiền, Hậu, Vàm Cỏ, Bé còn rất nhiều các sông nhỏ, kênh, rạch nối kết chằng chịt. Các cảng ở Thành phố Hồ Chí Minh có thể tiếp nhận tàu đến 35.000 DWT và ở Cần Thơ có thể tiếp nhận tàu đến 15.000 DWT. Trong kế hoạch nạo vét cửa sông Hậu, cho phép tàu vào khu vực cảng Cần Thơ đến 20.000-25.000 DWT. Các cảng sông của các địa phương đều rất thuận lợi để lưu thông và tiếp nhận tàu xà lan đến 1.000 DWT. Các doanh nghiệp đã khai thác thuận lợi này để xây dựng nhiều kho cảng trung chuyển xăng dầu đường sông. Riêng ở Tiền Giang có trên 10 cảng, Cần Thơ cũng có trên 10 cảng.

Hệ thống sông Hồng và Thái Bình nối kết với sông Bạch Đằng ở Bắc Bộ cũng là lợi thế về giao thông đường sông để vận chuyển xăng dầu từ các kho cảng ở Quảng Ninh, Hải Phòng vào sâu nội địa (đến Việt Trì, Bắc Giang,...).

Theo số liệu của Vụ Vận tải - Bộ Giao thông Vận tải, hiện nay đường sông ở Bắc Bộ lưu thông được tàu tự hành tải trọng đến 600 tấn và đoàn xà lan tải trọng đến 1.200 tấn; Hiện tại ở Bắc Bộ mới chỉ có một số kho cảng trung chuyển đường sông tại: Bắc Giang, Việt Trì, Hà Nội, Nam Định, Thái Bình.

Hiện trạng về vận tải đường bộ

Vận tải đường bộ bằng ô tô xitec là loại hình vận tải đóng vai trò quan trọng cho việc cung cấp xăng dầu bán lẻ khắp các vùng miền trên cả nước và tái xuất sang Lào.

Do sự phát triển nhanh của ngành cơ khí ô tô và cơ khí xăng dầu, hiện nay trong nước đã đóng mới được xe ôtô xitec có dung tích từ 6 đến 15 m^3. Ước tính đến năm 2010 cả nước có khoảng trên 2.000 ô tô xitec (xe bồn) các loại. Petrolimex là doanh nghiệp có tổ chức vận tải ôtô lớn nhất trong các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu.

Hiện trang về vân tải đường sắt

Loại hình vận tải đường sắt đã có ở Việt Nam khi khôi phục hai tổng kho Thượng Lý (Hải Phòng), Đức Giang (Hà Nội) và các kho trung chuyển Bắc Giang, Phủ Đức (Phú Thọ). Vận chuyển xăng dầu bằng đường sắt có khối lượng không lớn, hiện nay vẫn tiếp tục được sử dụng tại một số tuyến đường sắt. Hiện tại có 02 kho có hóa trường để tiếp nhận xăng dầu bằng đường sắt:

- Kho Lào Cai: mới xây dựng xong năm 2009, đang mở rộng để nâng công xuất. Xăng dầu được vận chuyển từ Hải Phòng, Hà Nội lên để cung ứng cho Lào Cai, một nửa tỉnh Điện Biên và tái xuất sang Vân Nam Trung Quốc;
- Kho Phủ Đức: đã xây dựng hóa trường trước năm 2000. Xăng dầu được vận chuyển từ Hải Phòng, Hà Nội lên để cung ứng cho tỉnh Phú Thọ và các khu vực phụ cận.

Hiện trạng về vận tải đường ống

Công trình đường ống lớn và quan trọng nhất miền Bắc là đường ống B12, thuộc quản lý của Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam. Hệ thống tuyến đường ống xăng dầu B12 bắt đầu từ Bãi Cháy, Hạ Long, Quảng Ninh đi qua 6 tỉnh, thành phố là Quảng Ninh, Hải Phòng, Hải Dương, Hưng Yên, Bắc Ninh và Hà Nội. Đường ống xăng dầu B12 có tổng chiều dài

247,77 km, trong đó tuyến chính có chiều dài 174,22 km và 02 tuyến phụ với tổng chiều dài là 73,55 km. Đường ống xăng dầu B12 có 07 kho xăng dầu trên tuyến ống làm nhiệm vụ tiếp nhận đầu mối, trung chuyển và cấp phát, với tổng sức chứa 444.682 m^3. Ngoài ra, còn có 03 tổng kho xăng dầu lớn của phía Bắc được kết nối với đường ống, là: kho A315 (kho ngầm trong núi đá tại Hải Dương), kho H102 tại Thượng Lý (Hải Phòng) và H101 tại Đức Giang (Hà Nội), với tổng sức chứa 143.800 m^3.

Ngoài ra trên phạm vi cả nước, giữa các kho xăng dầu, chỉ có một số tuyến đường ống kết nối giữa cảng nhập xuất xăng dầu với kho tiếp nhận đầu mối tại các tỉnh.

Hệ thống đường ống vận chuyển khí của PV Gas

Khí từ các mỏ được thu gom đến giàn nén khí trung tâm (CCP) rồi được nén với áp suất cao để chuyển tải qua đường ống ngầm dưới biển để đưa về trạm tiếp bờ và đưa vào xử lý tại nhà máy xử lý khí (GPP). Khí khô (đầu ra) tại GPP được vận chuyển bằng đường ống để phân phối tới các hộ tiêu thụ.

Trung tâm phân phối khí quan trọng nhất là Phú Mỹ, ngoài chức năng tiếp nhận khí đồng hành từ hệ thống khí Bạch Hổ, còn có chức năng tiếp nhận khí từ hệ thống khí Nam Côn Sơn để phân phối tới khách hàng.

Hiện trạng về tàng trữ sản phẩm dầu mỏ

Hiện trạng hệ thống kho cảng trữ xăng dầu

Theo Quy hoạch phát triển hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu của việt nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035, quy mô dự trữ quốc gia đạt 20 ngày nhập ròng (6 ngày dự trữ dầu thô và 14 ngày dự trữ sản phẩm xăng dầu); quy hoạch xây mới 03 kho dự trữ dầu thô gồm: Kho Dung Quất - Quảng Ngãi, kho Nghi Sơn - Thanh Hóa và kho Long Sơn - Bà Rịa Vũng Tàu; đối với kho sản phẩm xăng dầu, duy trì hình thức thuê kho tại các kho xăng dầu đầu mối tại các khu vực/vùng như khu vực Bắc Bộ (Kho 130 - Quảng Ninh, kho Thượng Lý - Hải Phòng); khu vực Bắc Trung Bộ (kho Bến Thủy - Nghệ An, kho Vũng Áng - Hà Tĩnh); khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nguyên (kho Phú Hòa - Bình Định, kho Cam Ranh - Khánh Hòa); khu vực Nam Bộ (kho Cù Lao Tào, kho Cái Mép - Bà Rịa Vũng Tàu, kho Phước Khánh - Đồng Nai, tổng kho Nhà Bè - Thành phố Hồ Chí Minh, kho Soài Rạp - Tiền Giang, kho Trần Quốc Toản - Đồng Tháp, kho Trà Nóc - Cần Thơ,...).

Theo chiến lược và pháp luật hiện hành thì nhóm hàng là nhiên liệu dự trữ quốc gia bao gồm: Xăng ô tô, dầu diesel, dầu mazut, dầu thô. Tuy nhiên, thực tế hiện nay, Việt Nam chỉ dự trữ xăng ô tô, dầu diesel và nhiên liệu dùng cho máy bay dân dụng; không còn dự trữ dầu mazut và chưa từng dự trữ dầu thô. Mức tồn kho xăng dầu dự trữ quốc gia đến nay cũng chưa đạt mục tiêu đề ra. So với quy mô dự trữ xăng dầu đề ra tại Quyết định số 1030/ QĐ-TTg ngày 13/7/2017 của Thủ tướng Chính phủ về quy hoạch phát triển hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu của Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 mới đạt khoảng 28%. Cả 03 kho dự trữ dầu thô trong quy hoạch đều chưa triển khai thực hiện

Hệ thống kho cảng xăng dầu trên cả nước có thể phân chia theo các chức năng sau:

- Kho tiếp nhận đầu mối, là các kho tiếp nhận xăng dầu nhập khẩu từ nước ngoài hoặc từ kho sản phẩm của nhà máy lọc dầu để cung ứng cho một vùng lãnh thổ hoặc một vùng cung ứng. Loại kho này có sức chứa ≥ 15.000 m^3 và bến cảng có thể tiếp nhận tầu tải trọng ≥ 10.000 DWT;
- Kho ngoại quan;
- Các Kho tuyến sau kho trung chuyển, kho cấp phát tiêu thụ.
- Các kho của các nhà máy lọc dầu và kho nhiên liệu của sân bay, nhà máy.

Hiện tổng sức chứa hệ thống là 6.379.944 m^3 bao gồm sức chứa hàng kinh doanh thương mại, hàng sản xuất, hàng dự trữ Quốc gia và kinh doanh tái xuất khẩu.

Trong các dự án quy hoạch của Bộ Công Thương về xăng dầu, thị trường xăng dầu Việt Nam được phân chia thành 05 vùng cung ứng (không theo vùng lãnh thổ) phụ thuộc vào đường vận chuyển xăng dầu từ nguồn là các kho tiếp nhận đầu mối đến các kho tuyến sau và các nơi tiêu thụ, bao gồm:

- Khu vực Bắc Bộ đến Thanh Hóa

- Khu vực Bắc Trung Bộ (trừ Thanh Hóa)

- Khu vực Duyên hải Nam Trung Bộ và Tây Nguyên (trừ Bình Thuận, Lâm Đồng)

- Khu vực TP Hồ Chí Minh và phụ cận bao gồm các tỉnh Đông Nam Bộ và các tỉnh Lâm Đồng, Bình Thuận, Long An, Tiền Giang

- Khu vực TP Cần Thơ và phụ cận bao gồm các tỉnh Đồng bằng sông Cửu Long trừ 02 tỉnh Long An và Tiền Giang

Sự phân vùng như trên cũng có ý nghĩa tương đối vì một số kho đầu mối ở vùng này có thể cung ứng cho vùng khác tùy theo phương thức kinh doanh và cơ sở vật chất của các doanh nghiệp đầu mối. Ví dụ như các kho đầu mối tại Quảng Ninh, Hải Phòng cũng cung ứng cho khu vực các tỉnh Nghệ An đến Quảng Bình; Các kho đầu mối tại Đà Nẵng cũng cung ứng cho khu vực Quảng Trị, Thừa Thiên Huế; Các kho đầu mối ở Đông Nam Bộ cung ứng đến > 30% lượng tiêu thụ tại khu vực TP. Cần Thơ và phụ cận.

Thống kê, phân loại kho xăng dầu hiện có theo vùng cung ứng thể hiện trong các bảng sau:

Bảng 1-16 Phân loại và tỷ lệ sức chứa theo vùng cung ứng theo tính chất kho[13]

Đơn vị tính: m^3

[13] Nguồn: PEC điều tra

VÙNG CUNG ỨNG	Tổng sức chứa		Kho tiếp nhận đầu mối		Kho ngoại quan	
	Tổng cộng vùng	Tỉ lệ (%) so cả nước	Tổng cộng vùng	Tỉ lệ (%) so cả nước	Tổng cộng vùng	Tỉ lệ (%) so cả nước
Khu vực Bắc Bộ đến Thanh Hóa	1.850.599	29,01	670.300	21,12	-	0,00
Khu vực Bắc Trung Bộ (trừ Thanh Hóa)	341.125	5,35	212.720	6,70	63.600	7,51
Khu vực Duyên hải Nam Trung Bộ và Tây Nguyên	1.265.708	19,84	294.741	9,29	505.000	59,62
Khu vực TP. Hồ Chí Minh và phụ cận	2.474.417	38,78	1.704.874	53,73	278.500	32,88
Khu vực TP. Cần Thơ và phụ cận	448.095	7,02	290.640	9,16	-	0,00
Tổng cộng	**6.379.944**	**100,00**	**3.173.275**	**100,00**	**847.100**	**100,00**
Tỷ trọng			**49,74**		**13,28**	

VÙNG CUNG ỨNG	Kho tuyến sau		Kho nhà máy		Kho sân bay		Kho nhà máy Lọc dầu	
	Tổng cộng vùng	Tỉ lệ (%) so cả nước	Tổng cộng vùng	Tỉ lệ (%) so cả nước	Tổng cộng vùng	Tỉ lệ (%) so cả nước	Tổng cộng vùng	Tỉ lệ (%) so cả nước
Khu vực Bắc Bộ đến Thanh Hóa	566.949	56,17	6.740	100,00	37.610	39,02	570.000	45,64
Khu vực Bắc Trung Bộ (trừ Thanh Hóa)	63.000	6,25	-	0,00	1.805	1,87	-	0,00
Khu vực Duyên hải Nam Trung Bộ và Tây Nguyên	73.060	7,25	-	0,00	16.330	16,94	376.577	30,15
Khu vực TP. Hồ Chí Minh và phụ cận	189.216	18,78	-	0,00	35.427	36,75	266.400	21,33
Khu vực TP. Cần Thơ và phụ cận	116.280	11,54	-	0,00	5.225	5,225	35.950	2,88
Tổng cộng	**1.007.505**	**100,00**	**6.740**	**100,00**	**96.397**	**100,00**	**1.248.927**	**100,00**
Tỷ trọng	**15,79%**		**0,11%**		**1,51%**		**19,58%**	

Nguồn: Báo cáo Quy hoạch Hạ tầng dự trữ, cung ứng xăng dầu khí đốt thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050

Kho tiếp nhận đầu mối

- Tổng cộng sức chứa là 3.173.275 m3, chiếm tỷ lệ 49,74% tổng sức chứa kho xăng dầu .

- Khả năng tiếp nhận xăng dầu với mức dự trữ hàng 30 ngày, hệ số sử dụng sức chứa 0,85 và hệ số nhập, xuất không đồng đều 1,15.

Bảng 1-17 Thực trạng hệ thống kho xăng dầu đầu mối

Vùng cung ứng	Tổng số kho xăng dầu đấu mối	Tỷ lệ phân bố (%)	Tổng sức chứa, m^3	Khả năng tiếp nhận, m^3
Bắc Bộ đến Thanh Hóa	9	21,33	670.300	7.002.555
Bắc Trung Bộ (trừ Thanh Hóa)	5	6,61	212.720	2.169.744
Nam Trung Bộ, Tây Nguyên	7	10,06	294.741	3.300.934
TP Hồ Chí Minh và phụ cận	13	52,97	1.704.874	19.756.115
TP Cần Thơ và phụ cận	5	9,03	290.640	2.964.528
Cả nước	**39**	**100,00**	**3.173.275**	**35.193.876**

Nguồn: Báo cáo Quy hoạch Hạ tầng dự trữ, cung ứng xăng dầu khí đốt thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050

Kho tuyến sau

Kho tuyến sau có số vòng quay cao hơn kho đầu mối. Ở khu vực Bắc Bộ, do có tuyến ống B12, kho trên tuyến có vòng quay lớn trong khi các kho trung chuyển đường bộ, đường sông, đường sắt không thuận lợi. Tính chung số ngày lưu hàng trong kho đạt 15 ngày. Khu vực Bắc Trung Bộ và Nam Trung Bộ, Tây Nguyên số ngày lưu hàng trong kho có thể tính 15 ngày do khó khăn về vận tải. Khu vực Nam Bộ vận tải đường sông rất thuận lợi, các kho tuyến sau có số vòng quay hàng lớn, thường trên 30 vòng/năm. Có thể tính số ngày lưu hàng trong kho chỉ 10 ngày.

Bảng 1-18 Thực trạng hệ thống kho tuyến sau

Vùng cung ứng	Tổng số kho XD tuyến sau	Tỷ lệ phân bố (%)	Tổng sức chứa, m^3
Bắc Bộ đến Thanh Hóa	39	28,06	566.949
Bắc Trung Bộ (trừ Thanh Hóa)	8	5,76	63.000
Nam Trung Bộ, Tây Nguyên	10	7,19	73.060
TP Hồ Chí Minh và phụ cận	27	19,42	189.216
TP Cần Thơ và phụ cận	55	39,57	116.280
CẢ NƯỚC	**139**	**100,00**	**1.007.505**

Nguồn: Báo cáo Quy hoạch Hạ tầng dự trữ, cung ứng xăng dầu khí đốt thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050

Danh mục các kho xăng dầu hiện có tại phụ lục 1.15, tập II. Phụ lục.

Hệ thống cảng tiếp nhận xăng dầu

- Khu vực phía Bắc Bộ cảng Bãi Cháy-B12 (có thể tiếp nhận tàu dầu đến 40.000 DWT) và các cảng tại Hải Phòng (15.000 DWT) có khả năng đảm bảo tiếp nhận xăng dầu cho toàn bộ vùng Bắc Bộ đến Thanh Hóa. Khu vực này có khả năng tiếp nhận khoảng 9-12 triệu tấn xăng dầu/năm;
- Khu vực Bắc Trung Bộ các cảng Nghi Hương (18.000 DWT), Vũng Áng (15.000 DWT), Chân Mây (5.000 DWT) có vai trò tiếp nhận đầu mối và trung chuyển cho mỗi tỉnh. Tổng khả năng tiếp nhận của khu vực này lên đến 5,5-7 triệu tấn xăng dầu/năm;
- Khu vực Duyên hải miền Trung có cảng Mỹ Khê (40.000 DWT), Liên Chiểu quân đội (5.000 DWT; Công ty Xăng dầu Hàng không cũng thuê cảng này) là cảng đầu mối ở khu vực Đà Nẵng; Cảng Quy Nhơn (10.000 DWT), Vũng Rô (5.000 DWT), Vĩnh Nguyên (10.000 DWT) là cảng đầu mối cho các tỉnh duyên hải Nam trung Bộ và Tây Nguyên. Tổng khả năng tiếp nhận của khu vực này là khoảng 9,5-13,5 tấn/năm;
- Vùng Đông Nam Bộ, các cảng tại khu vực Nhà Bè (35.000 DWT), Cát Lái (25.000 DWT), Nhơn Trạch (25.000 DWT), Cái Mép (50.000 DWT) và Vũng Tầu (50.000 DWT) có đủ năng lực tiếp nhận khối lượng lớn cho khu vực và còn có thể tiếp nhận điều tiết chuyển vùng ra miền Tây Nam Bộ và miền Trung. Tổng khả năng tiếp nhận của khu vực này là khoảng 34-40 triệu tấn/năm;
- Vùng đồng bằng sông Cửu Long, tại Tiền Giang có cảng Soài Rạp (20.000 DWT), tại khu vực Cần Thơ có cảng tiếp nhận đầu mối ở Cái Cui (15.000 DWT) và Trà Nóc (15.000 DWT) có đủ năng lực cung cấp xăng dầu cho toàn vùng. Ngoài ra đang có các dự án mới tại Trà Vinh với cảng dầu trên 50.000 DWT. Tổng khả năng tiếp nhận của vùng này là khoảng 19,5-23 triệu tấn/năm.

Hiện trạng cung ứng và phân phối các sản phẩm xăng dầu

Hiện nay hoạt động kinh doanh chủ yếu tập trung ở các phân khúc sản phẩm dầu khí. Dầu thô khai thác trong nước được cung cấp cho nhà máy lọc dầu Dung Quất và xuất khẩu thông qua một đầu mối duy nhất là PVOil thuộc Tập đoàn dầu khí Việt Nam. PVOIL là đơn vị duy nhất nhập khẩu dầu thô cho nhà máy lọc dầu Dung Quất. Dầu thô cho nhà máy lọc dầu Nghi Sơn do nhà máy trực tiếp nhập khẩu.

Hiện trạng về nhập khẩu và phân phối các sản phẩm xăng dầu

Nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu (xăng, DO, Jet/KO, FO, LPG) cũng như các sản phẩm lọc dầu khác bao gồm nhựa đường, lưu huỳnh không ngừng tăng trong những năm qua. Nhu cầu tiêu thụ sản phẩm xăng dầu ở Việt Nam hiện đạt khoảng 18 triệu tấn/năm. Dự báo thị trường xăng dầu Việt Nam trong những năm tới tiếp tục có sự tăng trưởng ở mức 5 đến 10%.

Sản lượng xăng dầu sản xuất trong nước hàng năm đạt trên 12,5 triệu tấn, đáp ứng khoảng 70% nhu cầu xăng dầu trong nước (khoảng 18 triệu tấn/năm), trong đó xăng đáp ứng trên 90% và DO đáp ứng trên 60%). Tình hình sản xuất các sản phẩm lọc dầu tại Việt Nam được nêu tại mục 1.3.3 của báo cáo này.

Hiện trạng kinh doanh phân phối sản phẩm xăng dầu

Xăng dầu được cung ứng ra thị trường thông qua hệ thống phân phối gồm các đầu mối kinh doanh xăng dầu; hệ thống đại lý xăng dầu; các cửa hàng bán lẻ xăng dầu và các hộ tiêu thụ công nghiệp/thương mại, dịch vụ. Đến tháng 12/2019 có 37 đơn vị được cấp phép làm đầu mối kinh doanh xăng dầu. Hiện nay có 40 đơn vị được cấp phép làm đầu mối kinh doanh xăng dầu, được liệt kê ở phụ lục 1.16, tập II. Phụ lục.

Trong số các Thương nhân làm đầu mối kinh doanh xăng dầu nêu trên, Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex) chiếm khoảng 43-45% thị phần phân phối xăng dầu, tiếp theo là Tổng công ty Dầu Việt Nam (PVOil) khoảng 13-15%, Công ty TNHH MTV Dầu khí thành phố Hồ Chí Minh (SaigonPetro) 4,0-4,5%. Hiện cả nước có khoảng 300 tổng đại lý, 4.500 đại lý và hơn 10.000 cửa hàng bán lẻ xăng dầu

Hiện trạng kinh doanh LPG

Theo số liệu thống kê, trên địa bàn cả nước hiện có

- Thương nhân kinh doanh xuất khẩu, nhập khẩu LPG: Hiện cả nước có 26 doanh nghiệp đầu mối xuất nhập khẩu Gas chiếm khoảng 95% tổng quy mô sức chứa, trong đó Tổng công ty khí Việt Nam có tổng sức chứa lớn nhất 83.500 tấn chiếm 39,95% sức chứa tiếp sau là Công ty CP đầu tư và sản suất Petro Miền Trung 16.530 tấn chiếm 7,91%; Công ty CP TM Dầu khí Thái Bình Dương 15.000 tấn chiếm 7,18%;
- Thương nhân phân phối LPG cấp I: hiện tại chưa có;
- Tổng đại lý kinh doanh LPG: có khoảng 130 tổng đại lý thuộc các doanh nghiệp kinh doanh xuất khẩu, nhập khẩu LPG;
- Đại lý và cửa hàng bán lẻ LPG: có trên 3.500 đại lý và trên 8.000 cửa hàng bán lẻ LPG, trong đó thành phố Hồ Chí Minh và Hà Nội là hai địa phương có số lượng đại lý và cửa hàng nhiều nhất; khu vực Tây Nguyên có số lượng ít nhất.

Trong cơ chế thị trường các doanh nghiệp, đặc biệt là doanh nghiệp địa phương và tư nhân đã xây dựng ồ ạt các cửa hàng LPG không tuân theo một quy hoạch tổng thể nào. Có những khu vực mật độ quá dày, có những khu vực lại quá thưa. Bước đầu đã có một số trạm nạp LPG cho xe ô tô chạy bằng gas ở một số thành phố lớn như Hà Nội và thành phố Hồ Chí Minh.

Nhận xét chung

Việt Nam tính về tổng thể là nước nhập khẩu ròng xăng dầu. Với sự phát triển chung của nền kinh tế theo chiến lược phát triển, thị trường xăng dầu Việt Nam trong những năm tới tiếp tục có sự tăng trưởng cao. Với việc Nhà máy lọc dầu Nghi Sơn công suất 10 triệu

tấn dầu thô/năm đã đi vào hoạt động ổn định, cùng với công suất của Nhà máy lọc dầu Dung Quất hiện tại là 6,5 triệu tấn dầu thô/năm, sản lượng sản phẩm sẽ đáp ứng được từ 65 đến 70% nhu cầu xăng dầu nội địa, giúp các doanh nghiệp chủ động hơn về nguồn cung, tránh phụ thuộc quá nhiều vào giá xăng dầu thế giới. Mạng lưới phân phối hàng hóa từ Nhập ngoại/ Các nhà máy lọc dầu => Các kho Xăng dầu đầu mối=> Các kho xăng dầu tuyến sau=> Các cửa hàng bán lẻ xăng dầu/ Các hộ tiêu thụ công nghiệp rộng khắp cả nước đã đảm bảo kênh phân phối xăng dầu hoạt động trơn tru, không bị đứt gãy nguồn cung.

Với hệ thống 207 kho xăng dầu thương mại (40 kho đầu mối; 139 kho tuyến sau; 28 kho sân bay) trải khắp cả 3 miền của đất nước. Đặc biệt với hệ thống 40 kho, cảng xăng dầu đầu mối trải rộng khắp các khu vực của đất nước có khả năng nhập hàng từ các tàu viễn dương có tải trọng lớn đóng một vai trò quan trọng trong hoạt động kinh doanh xăng dầu cũng như đảm bảo nguồn cung ứng xăng dầu cho đất nước. Tuy nhiên, hệ thống cơ sở hạ tầng tồn trữ phân phối sản phẩm còn phân tán và chưa được quy hoạch chặt chẽ gây lãng phí nguồn lực.

Với 40 doanh nghiệp đầu mối có chức năng xuất, nhập khẩu xăng dầu đã tăng tính cạnh tranh của hệ thống cung ứng xăng dầu. Tuy nhiên, thị trường sản phẩm xăng dầu hiện còn chịu sự điều tiết của Nhà nước về giá, cả nước chỉ có một loại giá. Các doanh nghiệp cạnh tranh nhau bằng cách giảm chi phí khiến cuộc cạnh tranh thị phần không lành mạnh, tạo yếu tố rủi ro trong kinh doanh.

1.4 Hiện trạng các lĩnh vực phân ngành than

1.4.1 Hiện trạng công tác thăm dò

Khái quát về tình hình phân bố tài nguyên than Việt Nam

Than Việt Nam phân bố ở cả ba miền: miền Bắc, miền Trung và miền Nam; có ở trong đất liền và vùng thềm lục địa Việt Nam với ba thời kỳ thành tạo than: Permi muộn (P3), Trias muộn (T3) và Paleogen - Neogen (E3 - N1).

- Than phần đất liền Việt Nam phân bố trên 06 bể than chính là: Đông Bắc, An Châu, Lạng Sơn, sông Hồng, Nông Sơn, sông Cửu Long. Ngoài các bể than chính trên, phần đất liền Việt Nam còn phân bố một số khu vực chứa than nhỏ, nằm phân tán như: sông Đà (Mường Lựm, Suối Bàng, Đồi Hoa...), Nghệ Tĩnh (Đồng Đỏ, Hương Khê), sông Chảy (Hồng Quang)..., trong đó trữ lượng, tài nguyên than tập trung tại bể Đông Bắc và bể Sông Hồng.
- Than phần thềm lục địa Việt Nam phân bố tại 08 bể: Ngoài khơi sông Hồng, Hoàng Sa, Trường Sa, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Tư Chính - Vũng Mây và Malay - Thổ Chu, trong đó có 04 bể than có triển vọng là sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Tư Chính - Vũng Mây và Malay - Thổ Chu. Các bể than mới được nghiên cứu dựa trên các tài liệu địa chấn trong công tác tìm kiếm dầu khí.

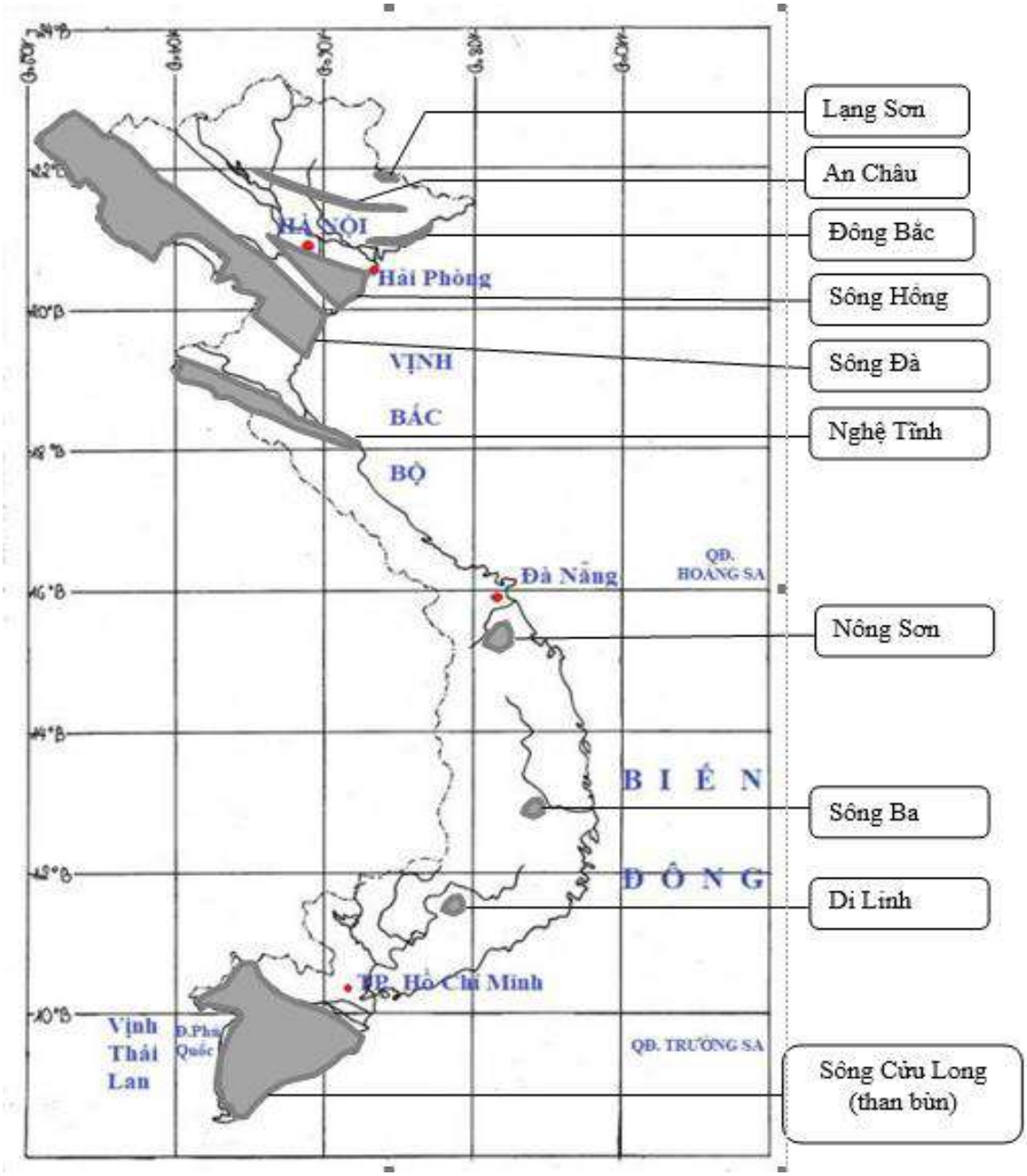
Công tác thăm dò

Công tác thăm dò than ở Việt Nam đã từng bước làm sáng tỏ cấu trúc địa chất, tài nguyên, trữ lượng than tại các bể than phần đất liền Việt Nam, trong đó bể Đông Bắc, An Châu, Lạng Sơn và Sông Hồng được xác định là các bể than quan trọng.

- Bể than Đông Bắc: Than tại bể Đông Bắc đã được bắt đầu tìm kiếm, thăm dò và khai thác từ thế kỷ 19. Đến nay, cấu trúc địa chất của bể Đông Bắc đã cơ bản được đánh giá đầy đủ, đây là khu vực khai thác than chính của Việt Nam với nhiều mỏ có trữ lượng lớn như: Mạo Khê, Vàng Danh, Hà Lầm, Khe Chàm... Phần lớn các mỏ than thuộc bể Đông Bắc đã được Nhà nước giao cho Tập đoàn Công nghiệp Than – Khoáng sản Việt Nam (TKV) và Tổng Công ty Đông bắc (TCT Đông Bắc) quản lý và khai thác. Hiện nay, công tác thăm dò tại bể Đông Bắc đã cơ bản hoàn thành đến mức -300m (trừ các mỏ mới: Đông Triều - Phả Lại, Bảo Đài, Cuốc Bê). Nhằm gia tăng độ tin cậy của trữ lượng đến đáy tầng than của bể Đông Bắc công tác thăm dò cần được tiếp tục thực hiện .
- Bể than An Châu: Một số mỏ có trữ lượng, tài nguyên lớn như Khánh Hòa, Núi Hồng, Làng Cẩm, Phấn Mễ đã được đầu tư thăm dò qua nhiều giai đoạn, cấu trúc địa chất đã cơ bản được sáng tỏ. Tuy nhiên, mỏ Khánh Hòa và mỏ Núi Hồng cần phải tiếp tục thăm dò nhằm nâng cấp trữ lượng, tài nguyên than.

  + Bể than Lạng Sơn: Khoáng sàng lớn nhất của bể là mỏ than Na Dương công tác thăm dò đã hoàn thành trước năm 2010.

  + Bể sông Hồng: Đã được Nhà nước đầu tư điều tra đánh giá một phần diện tích. Công tác thăm dò đã được thực hiện tại mỏ Bình Minh (Hưng Yên) và mỏ Nam Thịnh (Thái Bình). Tuy nhiên, đề án thăm dò mỏ Nam Thịnh mới hoàn thành được 5 lỗ khoan trong tổng số 23 lỗ khoan theo đề án. Nguyên nhân do điều kiện địa chất công trình, địa chất thủy văn của mỏ phức tạp, cần phải tạm dừng để nghiên cứu công nghệ phù hợp.



Hình 1-13 Sơ đồ phân bố các bể than phần đất liền Việt Nam

Trữ lượng, tài nguyên

Tổng trữ lượng, tài nguyên than toàn ngành là 47.713 triệu tấn, giảm 1.164 so với QH403. Tổng trữ lượng, tài nguyên giảm do quá trình khai thác và điều chỉnh lại cấu trúc địa chất trong các báo cáo kết quả thăm dò.

Bảng 1-19 Trữ lượng, tài nguyên than toàn ngành (tính đến 31/12/2020)

Đơn vị: Triệu tấn

TT	Khu vực	Tổng số	Trữ lượng	Tài nguyên						Tỷ lệ cấp chắc chắn và tin cậy trên tổng số trữ lượng, tài nguyên (%)
			111+121 +122	Tổng	Chắc chắn	Tin cậy	Dự tính	Dự báo		
					211+221 +331	222+332	333	334a	334b	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)={(4)+ (6)+(7)/(3)}
QH403	Bể than Đông Bắc	6.287	2.219	4.068	109	395	1.585	1.461	518	43,3
	Bể than sông Hồng	42.011	0	42.011	0	525	955	1.433	39.099	1,2
	Các mỏ than Nội địa	206	42	165	52	74	32	7	0	81,1
	Các mỏ than địa phương	37	0	37	0	10	8	19	0	27,3
	Các mỏ than bùn	336	0	336	0	133	107	96	0	39,7
	Tổng cộng	**48.878**	**2.260**	**46.618**	**161**	**1.137**	**2.687**	**3.016**	**39.617**	**7,3**
Hiện trạng	Bể than Đông Bắc	5.257	2.501	2.756	24	190	1.379	644	518	51,6
	Bể than sông Hồng	41.910	0	41.910	0	570	1.093	1.147	39.099	1,4
	Các mỏ than Nội địa	204	97	106	30	50	9	17	0	87,0
	Các mỏ than địa phương	15	9	6	0	0	6	0	0	57,7
	Các mỏ than bùn	328	0	328	0	128	104	96	0	39,2
	Tổng cộng	**47.713**	**2.607**	**45.107**	**55**	**939**	**2.593**	**1.904**	**39.617**	**7,5**
Thay đổi		-1.164	346	-1.511	-107	-199	-94	-1.111	0	

Nguồn: *QH403; Báo cáo kết quả giai đoạn I - Đề án "Điều tra, đánh giá tiềm năng than dưới mức -300m bể than Quảng Ninh" đã được Bộ Tài nguyên và Môi trường phê duyệt tại quyết định số 1795/QĐ-BTNMT ngày 30/10/2012; Các báo cáo địa chất đã được Hội đồng đánh giá trữ lượng khoáng sản Quốc gia phê duyệt; tài liệu hiện trạng thăm dò, khai thác của các đơn vị ngành than*

1.4.2 Hiện trạng công tác khai thác than

Các dự án đầu tư mỏ than

Công tác đầu tư các dự án mỏ than trong quy hoạch đã được phê duyệt từ bước thiết kế, thi công đến quản lý dự án... đều được tuân thủ theo các quy định của luật pháp hiện hành.

Giai đoạn đến năm 2020 toàn ngành than được giao khoảng **55 dự án** (38 mỏ) đầu tư mỏ than mới và cải tạo mở rộng (TKV: 40 dự án; TCT Đông Bắc: 11 dự án; Các đơn vị khác: 04 dự án). Trong đó: 46/55 dự án đã thực hiện công tác chuẩn bị và đầu tư (35/46 dự án đã ra than), 9/55 dự án chưa thực hiện công tác chuẩn bị đầu tư.

Trong những năm qua, sản lượng than khai thác lộ thiên chiếm khoảng gần 40% tổng sản lượng than khai thác của toàn ngành. Hiện có 05 mỏ lộ thiên lớn sản xuất với công suất trên 2 triệu tấn/năm (Cao Sơn, Cọc Sáu, Đèo Nai, Hà Tu, Tây Nam Đá Mài), 15 mỏ lộ thiên còn lại với công suất từ 100□700 ngàn tấn/năm và một số điểm khai thác lộ vỉa với công suất dưới 100 ngàn tấn/năm; có khoảng 30 mỏ hầm lò hiện đang hoạt động, trong đó có 11 mỏ có trữ lượng huy động lớn, có công nghệ và cơ sở hạ tầng tương đối hoàn chỉnh, công suất từ 1,0 triệu tấn/năm trở lên, như các mỏ: Mạo Khê (2,0 tr.tấn), Tràng Bạch (1,2 triệu tấn), Nam Mẫu (2,5 tr.tấn), Vàng Danh (3,7 tr.tấn), Bình Minh (1,0 tr.tấn), Hà Lầm (2,4 tr.tấn), Ngã Hai (1,5 tr.tấn), Khe Chàm III (2,5 tr.tấn), Khe Tam (2,5 tr.tấn), Lộ Trí (2,0 tr.tấn) và Mông Dương (1,5 tr.tấn). Các mỏ mới đang xây dựng như: Núi Béo (2,0 tr.tấn), Khe Chàm II-IV (3,5 tr.tấn). Các mỏ còn lại công suất dư¬ới 1,0 triệu tấn/năm, diện tích khai tru¬ờng hẹp, trữ lượng ít không có điều kiện để phát triển sản lượng cao và cơ giới hoá đồng bộ dây chuyền công nghệ.

Công nghệ khai thác

Công nghệ khai thác than truyền thống với đặc trưng cơ bản là khoan, nổ mìn, xúc bốc, vận tải. Công nghệ này gồm có 2 phương pháp chủ yếu: (1) khai thác lộ thiên và (2) phương pháp hầm lò.

- Dây chuyền khai thác than lộ thiên gồm 4 giai đoạn chính: (1) Bóc đất đá; (2) Khấu than; (3) Sàng tuyển; (4) Tiêu thụ.
- Dây chuyền khai thác than hầm lò cũng gồm 4 giai đoạn chính: (1) Đào lò chuẩn bị; (2) Khấu than nguyên khai; (3) Sàng tuyển; (4) Tiêu thụ.

Công nghệ khai thác lộ thiên

Thực hiện chủ trương phát triển bền vững, trong các năm qua ngành than đã đẩy mạnh đổi mới công nghệ, đầu tư thiết bị hiện đại, công suất lớn. Hiện nay trình độ kỹ thuật công nghệ của các mỏ lộ thiên đã đạt mức độ tiên tiến.

- Đã tăng cường áp dụng công nghệ làm tơi đất đá bằng phương pháp cơ học nhất là tại khu vực giáp dân cư, các công trình cần bảo vệ bằng đầu đập thuỷ lực, các máy cày xới công suất lớn lên tới 670 KW (Komatsu D575A); sử dụng phương pháp nổ mìn tiên tiến (tạo biên, tạo hào chắn sóng, nổ vi sai…) với các loại thuốc nổ có hiệu suất cao, thân thiện với môi trường...; Đã thử nghiệm, tiến tới áp dụng hệ thống cấp phát, giám sát nhiên liệu tự

động; đang triển khai nghiên cứu, áp dụng phần mềm thiết kế, quản lý, điều hành mỏ tương đương các nước có ngành công nghiệp mỏ phát triển.

- Phương án liên thông 03 mỏ Đèo Nai- Cọc Sáu- Cao Sơn mang lại hiệu quả cao, giảm hệ số bóc, cung độ vận chuyển. Các đơn vị sản xuất than lộ thiên đã đầu tư nhiều máy xúc có dung tích gầu xúc từ 10-12 m3; xe ô tô có trọng tải 90-100 tấn và đang thử nghiệm 04 xe ô tô có trọng tải 130 tấn; từng bước áp dụng tin học hóa, tự động hóa giám sát hoạt động của thiết bị, tiến tới áp dụng giám sát, điều khiển tập trung.

  Dây chuyền đồng bộ thiết bị áp dụng hiện nay:

  + Máy khoan có đường kính lỗ khoan: d_{LK} =200÷300 mm.
  + Máy xúc thủy lực có dung tích gàu E=3,5÷12 m^3, máy xúc tay gàu chạy điện có dung tích gàu xúc E=5÷10 m^3.
  + Để vận chuyển đất đá thải sử dụng chủ yếu các ôtô có tải trọng 55÷60 tấn và ôtô có tải trọng 90÷130 tấn.
  + Đồng bộ thiết bị để khai thác và vận chuyển than là máy xúc có dung tích gàu E=3,0÷6,7 m^3, chiều sâu xúc tối đa $h_s \geq 8 \div 9$ m, kết hợp với ôtô có tải trọng 25÷58 tấn đề vận chuyển than từ gương tầng về các bunke băng tải hoặc trạm nghiền sàng.
  + Ngoài ra, hiện nay ngành than (mỏ Cao Sơn) đã đầu tư hệ thống băng tải và trạm nghiền có công suất vận chuyển 20,0 triệu m3 đất đá/năm để vận chuyển đất đá thải.



Hình 1-14 Đồng bộ thiết bị công suất lớn trong khai thác than lộ thiên

Công nghệ khai thác hầm lò

Đến nay, các đơn vị ngành than đã đẩy mạnh áp dụng cơ giới hoá (CGH) các công đoạn từ khai thác, vận tải (người, than, vật liệu) trong khai thác hầm lò, công tác áp dụng CGH khai thác ngày càng được nhân rộng cả về số lượng và đa dạng về loại hình công nghệ. Đặc biệt các dây chuyền lò chợ CGH đồng bộ, hạ trần thu hồi than nóc tại Công ty than Hà Lầm có công suất lò chợ đạt 1,2 tr.tấn/năm, góp phần nâng cao sản lượng than khai thác bằng CGH trong ngành than, góp phần cải thiện điều kiện làm việc, nâng cao an toàn lao động cho công nhân trong hầm lò, nâng cao năng suất lao động và hiệu quả sản xuất chung cho ngành than.

Các công nghệ tiên tiến của các nước có nền công nghiệp khai khoáng phát triển (Nga, Nhật Bản, BaLan,Trung Quốc,...) đã dần được đưa vào thử nghiệm, đánh giá và triển khai áp dụng tại các đơn vị thành viên trong Tập đoàn; Cụ thể:

- Công nghệ khai thác cột dài theo phương, CGH đồng bộ (khấu than bằng máy khấu, chống giữ bằng giàn tự hành), hạ trần thu hồi than nóc (hoặc khấu hết chiều dày vỉa), điều khiển đá vách bằng phá hỏa toàn phần.
- Công nghệ khai thác cột dài theo phương, chống giữ lò chợ bằng giá thủy lực di động (giá khung, giá xích, giàn chống siêu nhẹ, giá XDY, cột TLĐ - xà khớp,...), khấu than bằng khoan nổ mìn, điều khiển đá vách bằng phá hỏa toàn phần.
- Công nghệ khai thác chia cột theo hướng dốc, chống giữ bằng giàn chống 2ANSH, khấu than bằng máy bào, điều khiển đá vách bằng phá hỏa toàn phần.
- Công nghệ khai thác lò chợ xiên chéo, chống giữ bằng dàn mềm, khấu than bằng khoan nổ mìn, điều khiển đá vách bằng phá hỏa toàn phần.
- Công nghệ khai thác chia lớp ngang nghiêng, chống giữ lò chợ bằng giá thủy lực di động (hoặc giá khung), khấu than bằng khoan nổ mìn, điều khiển đá vách bằng phá hỏa toàn phần.

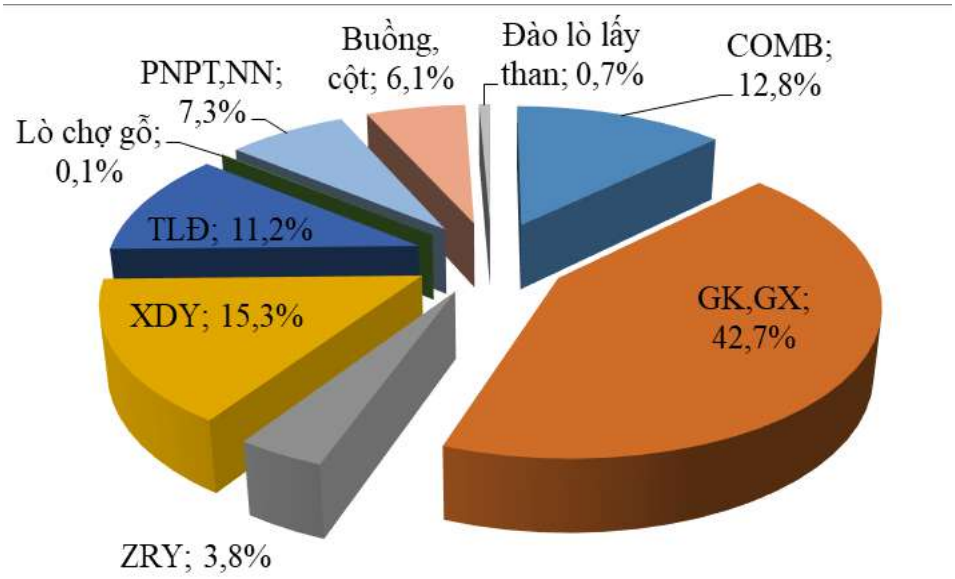
Ngoài ra còn các công nghệ khai thác dạng buồng gồm: Lò dọc vỉa phân tầng, buồng thượng và buồng thượng chéo, chống giữ bằng giá thủy lực di động (hoặc chống gỗ), khấu than bằng khoan nổ mìn, điều khiển đá vách bằng phá hỏa toàn phần để khai thác các vỉa dày trung bình, góc dốc >45° nhằm khai thác tối đa tài nguyên ở các khu vực nhỏ lẻ, các trụ bảo vệ, giảm tổn thất tài nguyên và tổn thất khai thác.

Thời điểm hiện tại, ngành than Việt Nam đang triển khai đa dạng về mặt công nghệ khai thác than hầm lò. Tuy nhiên, việc áp dụng các công nghệ khai thác bằng CGH đồng bộ và các công nghệ tiên tiến để nâng cao công suất lò chợ phụ thuộc rất lớn vào điều kiện địa chất khu vực. Trong khi các nước trên thế giới có thuận lợi lớn là trữ lượng than hầm lò tập trung tại các vỉa than dày, góc dốc thoải, chiều dài theo phương lớn và ổn định thì hầu hết các mỏ than hầm lò của Việt Nam có các vỉa than với chiều dày từ mỏng đến dày trung bình, góc dốc lớn, chiều dài theo phương ngắn và thường bị chia cắt bởi các phay phá địa chất. Vì vậy việc triển khai áp dụng công nghệ cơ giới hóa đồng bộ và các công nghệ tiên tiến để nâng cao công suất lò chợ của ngành than trong những năm vừa qua vẫn đang chỉ dừng lại ở mức lựa chọn được một số đơn vị có điều kiện thuận lợi để áp dụng và dự kiến sau này sẽ nhân rộng tại các đơn vị có điều kiện địa chất tương tự, còn lại chủ yếu là các công nghệ khai thác truyền thống.

Một số kết quả đạt được trong giai đoạn vừa qua:

- Đã đầu tư nhiều loại hình công nghệ khai thác lò chợ gồm: Lò chợ cơ giới hóa đồng bộ, lò chợ giá khung, giá xích, giàn mềm… Sản lượng than khai thác bằng CGH đồng bộ tăng từ 3,4% (năm 2015) lên 12,1% (năm 2019). Nhiều lò chợ có công suất mỗi lò chợ từ 0,45 - 1,2 triệu tấn/năm ở các Công ty than: Hà Lầm, Vàng Danh, Dương Huy. Trong công tác đào lò, đã đầu tư xe khoan, máy xúc và máy đào lò Combai; đẩy mạnh áp dụng các loại hình công nghệ chống giữ vì neo ở cả lò đá và lò than.

- Đã đẩy mạnh áp dụng CGH khai thác đồng bộ (COMB); giá khung (GK), giá xích (GX) thay thế cột thủy lực đơn (TLĐ); giàn chống mềm thay thế gỗ trong các lò chợ buồng, thượng, dọc vỉa phân tầng (PNPT).... Năm 2015, toàn ngành có 05 dây chuyền lò chợ CGH khai thác đồng bộ với sản lượng khai thác khoảng 700 ngàn tấn, chiếm 3,4% sản lượng khai thác than hầm lò; hiện nay, toàn ngành có 09 dây chuyền lò chợ CGH khai thác đồng bộ với sản lượng khai thác đạt khoảng 2,7-3,2 triệu tấn/năm, chiếm hơn 12% sản lượng khai thác than hầm lò.



Hình 1-15 Các loại hình công nghệ năm 2020

Vốn đầu tư

Đầu tư xây dựng các công trình mỏ than thuộc Quy hoạch đã được thực hiện theo đúng trình tự và thủ tục quy định tại khoản 1 Điều 50 Luật Xây dựng, đảm bảo mục tiêu và hiệu quả của dự án.

Công tác thực hiện đầu tư của các mỏ than trong Quy hoạch từ giai đoạn chuẩn bị dự án đến khi kết thúc xây dựng đưa công trình của dự án vào khai thác sử dụng. Chi phí đầu tư thực hiện gồm chi phí đầu tư xây dựng cơ bản (XDCB) và chi phí đầu tư duy trì sản xuất.

Tình hình thực hiện công tác đầu tư các dự án của Tập đoàn công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam và Tổng công ty Đông Bắc trong giai đoạn 2011÷2020 được nêu tại bảng sau:

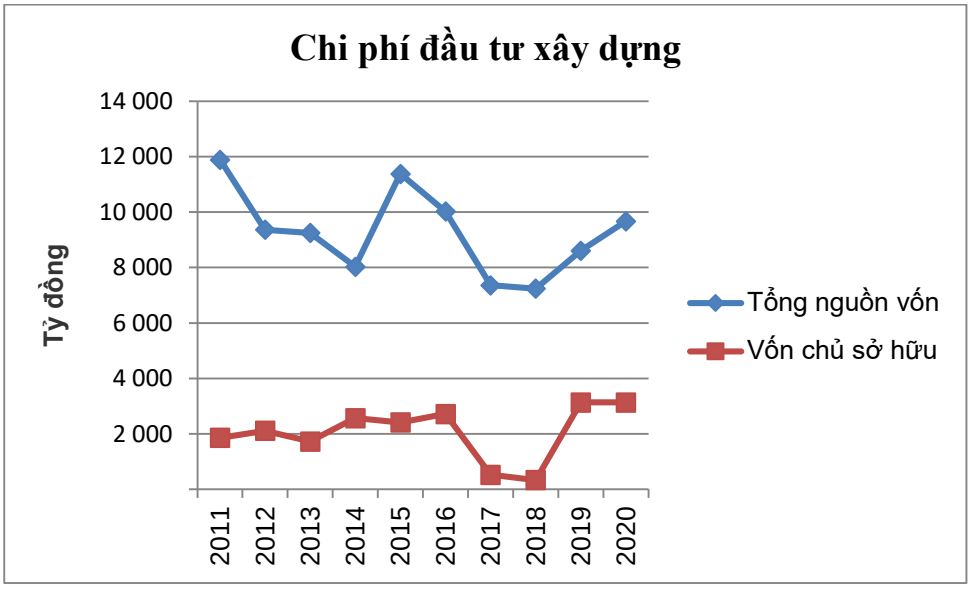
Bảng 1-20 Chi phí đầu tư thực hiện của Quy hoạch

Đơn vị: Tỷ đồng

TT	Chỉ tiêu	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	**Tổng chi phí đầu tư**	**11.887**	**9.367**	**9.251**	**8.030**	**11.381**	**10.021**	**7.362**	**7.240**	**8.607**	**9.671**
	- Xây dựng cơ bản	6.347	5.001	4.939	4.287	6.077	5.351	3.931	3.866	4.596	5.164

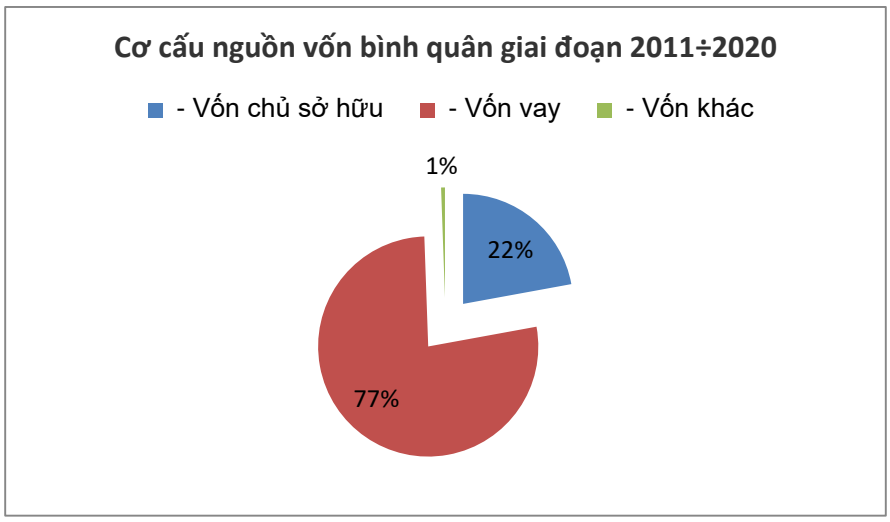
TT	Chỉ tiêu	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	- Duy trì sản xuất	5.540	4.366	4.312	3.742	5.304	4.670	3.431	3.374	4.012	4.507
	Tốc độ gia tăng (%)	12%	-21%	-1%	-13%	42%	-12%	-27%	-2%	19%	12.%
2	**Nguồn vốn**										**9.671**
	- Vốn chủ sở hữu	1.859	2.114	1.727	2.568	2.413	2.719	526	336	3.136	3.136
	- Vốn vay	9.961	7.200	7.472	5.416	8.904	7.246	6.795	6.863	5.422	6.480
	- Vốn khác	67	53	52	45	64	57	42	41	49	55

Nguồn: TKV & TCT Đông Bắc



Hình 1-16 Chi phí đầu tư xây dựng công trình

Tổng giá trị đầu tư thực hiện giai đoạn năm 2011÷2020 của TKV và TCT Đông Bắc là 92.817 tỷ đồng, bình quân 9.282 tỷ đồng/năm. Trong đó đầu tư xây dựng cơ bản thực hiện là 49.558 tỷ đồng, bình quân 4.956 tỷ đồng/năm; đầu tư duy trì sản xuất thực hiện là 43.708 tỷ đồng, bình quân 4.301 tỷ đồng/năm.



Hình 1-17 Cơ cấu nguồn vốn bình quân giai đoạn 2010-2019

Nguồn vốn huy động: Vốn đầu tư xây dựng hàng năm chủ yếu được huy động từ 3 nguồn vốn: Vốn chủ sở hữu, vốn vay và vốn khác, trong đó vốn chủ sở hữu chiếm bình quân khoảng 22%.

Tồn tại và nguyên nhân

Tồn tại: Việc thực hiện đầu tư một số dự án mỏ còn chậm so với tiến độ đặt ra tại QH 403.

Nguyên nhân:

- Có sự thay đổi về cơ chế, chính sách của Nhà nước trong giai đoạn này; đồng thời có sự chồng lấn, mẫu thuận giữa một số quy hoạch của địa phương có liên quan với QH 403 đã gây khó khăn cho quá trình triển khai các dự án đầu tư.
- Tồn tại nhiều vướng mắc, bất cập về thủ tục đầu tư và xin cấp phép khảo sát thăm dò, cấp phép khai thác, thẩm định, phê duyệt các dự án, nhất là trong cấp phép khai thác khoáng sản.

1.4.3 Hiện trạng công tác sàng tuyển chế biến than

Vùng than Quảng Ninh

Hiện tại, 94% sản lượng than sản xuất trong nước được sàng tuyển chế biến tại Quảng Ninh, phần còn lại là rất nhỏ và được phân bố tại các địa phương khác. Tham gia công tác sàng tuyển chế biến than tại Quảng Ninh có 02 đơn vị là TKV và TCT Đông Bắc; 100% than nguyên khai sau khai thác đều được sàng tuyển chế biến tới sản phẩm cuối cùng theo TCVN 8910:2020 và TCCS. Cụ thể từng vùng như sau:

Vùng Uông Bí

Tổng sản lượng khai thác vùng Uông Bí hiện nay khoảng 13 triệu tấn/năm. Có 02 nhà máy tuyển - NMT Vàng Danh 1; 2 với tổng công suất 4,5 triệu tấn/năm. Tỷ trọng than nguyên khai sàng tuyển chế biến tập trung đạt 34%, phần còn lại sàng tại mỏ. Quy mô và công nghệ được tóm tắt và trình bày tại bảng dưới.

Bảng 1-21 Quy mô và công nghệ của các cơ sở sàng tuyển than vùng Uông Bí

TT	Mỏ/công trường	Công suất, (1000t/n)	Đặc điểm công nghệ	Đơn vị quản lý
I	**Nhà máy tuyển**			
1.1	Nhà máy tuyển than Vàng Danh 1	2.500	Sàng tách cám khô, tuyển than +10mm bằng máy tuyển HP bánh xe đứng, xử lý than bùn bằng hệ thống lọc ép.	TKV
1.2	Nhà máy tuyển than Vàng Danh 2	2.000	Sàng tách cám khô, tuyển than +10mm bằng máy tuyển HP bánh xe đứng, xử lý than bùn bằng hệ thống lọc ép.	
II	**Sàng tại mỏ**			
1	Các cụm sàng mỏ	6.000	- Sàng phân loại và tách than cám khô - Nhặt thủ công than cục - Tuyển lại than don xô bằng hệ thống tuyển nhỏ (nếu có) - Nghiền than trung gian và pha trộn than cám theo yêu cầu chất lượng của khách hàng	TKV
2		2.700		TCT Đông Bắc

Vùng Hòn Gai

Tổng sản lượng khai thác vùng hòn Gai hiện nay khoảng 8,2 triệu tấn/năm. Có 01 trung tâm chế biến và các cụm sàng nằm rải rác tại mỏ. Sàng tuyển tập trung trong vùng đạt 28%, còn lại chủ yếu là chế biến tại các cụm sàng tại mỏ. Quy mô và công nghệ được tóm tắt và trình bày tại bảng dưới đây.

Bảng 1-22 Quy mô và công nghệ của các cơ sở sàng tuyển than vùng Hòn Gai

TT	Mỏ/ công trường	Công suất, (1000t/n)	Đặc điểm công nghệ	Đơn vị quản lý
I	**Nhà máy tuyển , trung tâm chế biến**			
1	Trung tâm chế biến (TTCB +30)	2.500	- Sàng phân loại và tách than cám khô - Nhặt thủ công than cục - Nghiền than trung gian và pha trộn than cám theo yêu cầu chất lượng của khách hàng	TKV
II	**Sàng tại mỏ**			

TT	Mỏ/ công trường	Công suất, (1000t/n)	Đặc điểm công nghệ	Đơn vị quản lý
1	Các cụm sàng mỏ	6.500	- Sàng phân loại và tách than cám khô - Nhặt thủ công than cục - Tuyển lại than don xô bằng hệ thống tuyển nhỏ (nếu có) - Nghiền than trung gian và pha trộn than cám theo yêu cầu chất lượng của khách hàng	TKV
2		500		TCT Đông Bắc

Vùng Cẩm Phả

Hiện tại VÙng Cẩm Phả là một vùng sản xuất than lớn nhất của ngành than tổng sản lượng than khai thác hiện nay đạt khoảng 22-23 triệu tấn, chiếm 49% sản lượng than của toàn ngành. Trong vùng hiện đang có 02 nhà máy tuyển gồm nhà máy tuyển Cửa và nhà máy tuyển Lép Mỹ. Sàng tuyển tập trung trong vùng đạt 57%, còn lại chủ yếu là chế biến tại các cụm sàng tại mỏ.

Quy mô và công nghệ được tóm tắt và trình bày tại bảng dưới đây.

Bảng 1-23 Quy mô và công nghệ của các cơ sở sàng tuyển than vùng Cẩm Phả

TT	Mỏ/công trường	Công suất, (1000t/n)	Đặc điểm công nghệ	Đơn vị quản lý
I	**Nhà máy tuyển , trung tâm chế biến**			
1.1	Nhà máy sàng tuyển than 1;2	7500	- Sàng tách cám khô một phần, than cục được đưa vào tuyển bằng máy lắng kết hợp với máy tuyển xoáy lốc huyền phù 2 sản phẩm, than cục sạch sau tuyển được phân loại và đưa ra kho hoặc cấp trực tiếp cho các hộ tiêu thụ qua cảng Cửa Ông, than bùn trong quá trình tuyển, sàng ướt được đưa qua hệ thống máy lọc chân không tăng áp để thu hồi than bùn, nước được quay vòng phục vụ sản xuất.	TKV
1.2	Nhà máy sàng tuyển than 3	2.500	Nhà máy nhận than nguyên khai chất lượng xấu của mỏ, than trung gian tận thu và than bùn khô của TT1 và TT2 để sàng, nghiền, pha trộn thành than cám 6a.1 và cám 6b.1.	
1.3	Nhà máy sàng tuyển than Lép Mỹ	4.000	Sàng tách cám khô, than cục được đưa vào máy tuyển bằng máy tuyển huyền phù tự sinh hoặc nghiền pha trộn thành than cám, than cục sạch sau tuyển được phân loại và đưa ra kho hoặc cấp trực tiếp cho các hộ tiêu thụ qua cảng Km6	

TT	Mỏ/công trường	Công suất, (1000t/n)	Đặc điểm công nghệ	Đơn vị quản lý
II	**Sàng tại mỏ**			
1	Các cụm sàng mỏ	4.000	Với các cụm sàng sơ tuyển: công suất 14 triệu tấn/năm. Sàng sơ cấp -100mm cấp các nhà máy tuyển. Với các cụm sàng chế biến tới sản phẩm cuối cùng: - Sàng phân loại và tách than cám khô - Nhặt thủ công than cục - Tuyển lại than don xô bằng hệ thống tuyển nhỏ (nếu có) - Nghiền than trung gian và pha trộn than cám theo yêu cầu chất lượng của khách hàng	TKV
2	Các cụm sàng mỏ	3.000		TCT Đông Bắc

Vùng Nội địa và địa phương khác

Vùng Nội địa và các địa phương khác chiếm tỷ trọng nhỏ khoảng 6% toàn ngành. Quy mô và công nghệ được tóm tắt và trình bày tại bảng dưới đây.

Bảng 1-24 Quy mô và công suất của các cơ sở sàng tuyển than vùng Nội địa và địa phương khác

TT	Mỏ/công trường	Công suất, (1000t/n)	Đặc điểm công nhệ	Đơn vị quản lý
1	**Nhà máy tuyển, cụm tuyển nhỏ**			
-	Mỏ Phấn Mễ	200	Tuyển than mỡ bằng máy lắng và tuyển nổi cột	Địa phương
2	**Các xưởng sàng tại mỏ:**			
-	Mỏ Núi Hồng	400	Sàng tách than cám khô 0-15, nhặt thủ công than cục cấp +35 và nghiền than xô 15-35mm.	TKV
-	Mỏ Khánh Hoà	800		
-	Mỏ Na Dương	600		
-	Mỏ Nông Sơn	200		
-	Các mỏ nhỏ lẻ tại các địa phương khác	2.600		Địa phương

1.4.4 Hiện trạng công tác vận tải ngoài

Hiện trạng hệ thống vận tải ngoài vùng than Quảng Ninh

Vận tải đường sắt

Các tuyến vận tải đường sắt gồm: Hệ thống các tuyến đường sắt Quốc gia và các tuyến đường sắt chuyên dùng do ngành than quản lý để vận tải than từ SCN của các mỏ đến các cảng xuất than.

Hệ thống các tuyến đường sắt Quốc Gia:

Tại vùng Quảng Ninh hiện có tuyến đường sắt Quốc gia khổ 1435mm Kép - Bãy Cháy. Đây là tuyến đường sắt được sử dụng để vận tải một phần than cho các mỏ khu vực Đông Triều – Uông Bí để cấp than cho nhà máy nhiệt điện Phả Lại và tiêu thụ nội địa.

Hệ thống tuyến đường sắt chuyên dùng

Hiện nay các tuyến đường sắt chuyên dùng vận tải than chỉ có tại vùng than Uông Bí và vùng than Cẩm Phả, gồm:

- Vùng than Uông Bí:
  + Tuyến đường sắt khổ 1435 mm rẽ từ ga Mạo Khê (trên tuyến đường sắt Quốc gia) vào mặt bằng 56 mỏ than Mạo Khê làm nhiệm vụ vận tải một phần than của mỏ Mạo Khê cung cấp cho nhà máy nhiệt điện Phả Lại.
  + Tuyến đường sắt khổ 1435mm nối từ ga Mạo Khê vào khu Tràng Khê mỏ than Hồng Thái, làm nhiệm vụ vận tải một phần than của mỏ Hồng Thái, Tràng Bạch cung cấp cho nhà máy nhiệt điện Phả Lại.
  + Tuyến đường sắt khổ 1000mm Vàng Danh, Khe Thần - Uông bí - Điền Công phục vụ vận tải than cho các mỏ Vàng Danh, Nam Mẫu, Đồng Vông ra cảng Điền Công và cung cấp than cho nhà máy nhiệt điện Uông Bí. Tổng chiều dài toàn tuyến là 19,90 km. Năng lực hiện nay đoạn khu gian Lán Tháp – Uông Bí đạt 10 triệu tấn/năm.
- Vùng than Cẩm Phả: Mạng vận tải đường sắt khổ 1000mm vùng Cẩm phả chiếm vai trò chủ đạo trong công tác vận tải than cho các mỏ trong khu vực về nhà máy tuyển và cảng chính Cửa Ông với tổng chiều dài khoảng 23,8 km, gồm hai tuyến chính:
  + Tuyến phía Đông gồm có tuyến Cao Sơn - Mông Dương - Cửa Ông dài 12,5 km, làm nhiệm vụ vận tải than cho các mỏ Cao sơn, Khe chàm, Mông dương về nhà máy tuyển than Cửa Ông. Năng lực thông qua tối đa là 5,0 triệu tấn/năm.
  + Tuyến phía Tây: Dài 11,3 km, làm nhiệm vụ vận tải than cho các mỏ Đèo Nai, Cọc 6, Thống Nhất về nhà máy tuyển than Cửa Ông. Hệ thống đường sắt phía Tây gồm các tuyến: Thống Nhất - Cọc 4; Cọc 6 - Cọc 4; Cọc 4 - Cửa Ông.

+ Hệ thống các ga đường sắt: Gồm, ga chất tải: Ga Thống Nhất; Ga Đèo Nai, ga Cọc 6, ga Cao Sơn và ga Mông Dương; Ga trung gian: Ga Cọc 4 và ga tránh Mông Dương; Ga đầu mối Cửa Ông.

Thiết bị vận tải

Đầu máy TY7E có công suất 400 CV và đầu máy diêzen loại CK1E do Trung Quốc sản xuất có công suất 1500 CV. Toa xe các loại có trọng tải khác nhau từ 10-30 tấn.

Vận tải ô tô

Vùng than Quảng Ninh nằm ở khu vực đồi núi gần giáp với các khu đô thị và các thành phố của tỉnh Quảng Ninh nên hệ thống giao thông đường bộ của khu vực rất phát triển, trong đó có tuyến QL18, tuyến cao tốc Hạ Long – Vân Đồn, tuyến Quốc Lộ 10… Đây là các trục giao thông chính của tỉnh Quảng Ninh liên kết thành phố Hạ Long, thị xã Đông Triều, thành phố Uông Bí, thành phố Cẩm Phả và thành phố Móng Cái của tỉnh Quảng Ninh với Hải Phòng, Hà Nội, Bắc Ninh.

Các tuyến đường chuyên dụng phục vụ vận tải ngoài tại các vùng than cũng được xây dựng khá hoàn chỉnh, chủ yếu được rẽ nhánh từ quốc lộ 18 nối vào các khai trường, các sân công nghiệp mỏ. Nhiệm vụ chính của các tuyến đường là đảm bảo giao thông liên lạc thông suốt giữa các đơn vị sản xuất với các khu công nghiệp, các trung tâm kinh tế chính trị và văn hoá của vùng. Ngoài ra các tuyến đường còn đảm nhận việc vận chuyển nguyên vật liệu, thiết bị, vận chuyển cán bộ công nhân và trong trường hợp cần thiết vận chuyển than để hỗ trợ cho vận chuyển đường sắt.

Tổng các tuyến đường chuyên dụng phục vụ vận tải ngoài vùng than Uông Bí, Hòn Gai, Cẩm Phả khoảng trên 238,6 km, trong đó: TKV khoảng 164,7 km, TCT Đông Bắc khoảng 73,9 km.

Nhìn chung hệ thống đường ô tô cơ bản được đầu tư xây dựng phù hợp với sản xuất của các mỏ. Tuy nhiên do quá trình sử dụng, chất lượng nền mặt đường nhiều đoạn tuyến đã xuống cấp (do hết khấu hao) cần đầu tư cải tạo lại.

Vận tải băng tải

Hệ thống băng tải đang được đầu tư xây dựng tại 3 vùng than Uông Bí, Hòn Gai, Cẩm Phả theo quy hoạch, phù hợp với tình hình sản xuất tại các khu vực để vận tải than cấp cho các nhà máy nhiệt điện nội vùng và vận tải than từ SCN các mỏ đến các cơ sở sàng tuyển tập trung và đến các cảng xuất than. Các tuyến băng tải than qua khu dân cư, đô thị để thay thế cho hình thức vận tải ô tô như trước đây đã được xây dựng hoàn chỉnh. Cụ thể:

- TKV: Đã đầu tư xây dựng hoàn chỉnh 11 tuyến băng tải với tổng chiều dài 42,1 km. Đang triển khai 3 tuyến băng với tổng chiều dài 16,3 km .
- TCT Đông Bắc: Đã xây dựng hoàn chỉnh hệ thống băng tải ra cảng Hồng Thái Tây dài 4,50 km.

Hiện trạng hệ thống vận tải ngoài vùng than Nội Địa

Các mỏ than nội địa gồm các mỏ than khu vực Khánh Hòa, Núi Hồng, Na Dương… Hiện tại công tác vận tải than thành phẩm được vận tải tiêu thụ thông qua các tuyến đường sắt Quốc Gia, gồm:

- Tuyến đường sắt Mai pha - Na Dương vận tải than tiêu thụ cho mỏ than Na Dương. Tuyến có chiều dài 35 km từ SCN mỏ Na Dương nối vào tuyến đường sắt Quốc gia đi Hà Nội.
- Tuyến đường sắt Quán Triều - Núi Hồng vận tải than tiêu thụ cho mỏ than Núi Hồng, Khánh Hoà có chiều dài 33 km. Tuyến đường và các thiết bị vận tải do mỏ Núi Hồng quản lý.
- Các tuyến đường ô tô vào các mỏ đều được nối với các tuyến đường Quốc lộ trong khu vực đã được xây dựng hoàn chỉnh thuận tiện cho liên lạc và tiêu thụ than cho các hộ tiêu thụ lẻ trong khu vực.
- Ngoài các tuyến vận tải đường sắt và ô tô còn có tuyến băng tải dài 2,6 km làm nhiệm vụ vận tải than từ mỏ Khánh Hòa cấp cho nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn và tuyến băng tải tại cảng Bắc Vân Phong của TCT Đông Bắc dài 1,9 km.

Hiện trạng các cảng than

<u>Vùng Quảng Ninh</u>

Tại vùng Quảng Ninh hiện có 9 cảng than ven bờ và 01 cảng chuyển tải than tại Hòn Nét. Các cảng này đã được đầu tư tương đối hoàn chỉnh bến cảng, kho bãi và hạ tầng kỹ thuật phục vụ xuất than và nhập vật tư thiết bị. Công tác nhập than tại các cảng này chưa được đầu tư đồng bộ. Tổng công suất xuất than và nhập vật tư thiết bị hiện nay khoảng 42,0 triệu tấn/năm, cụ thể hiện trạng các cảng như sau:

Vùng than Uông Bí

- *Cảng Bến Cân:* Do TKV quản lý, Cảng đã được xây dựng hoàn chỉnh phục vụ chủ yếu xuất than với công suất xuất than 3 triệu tấn/năm, có khả năng tiếp nhận tầu hàng có trọng tải đến 2.000 tấn và pha trộn 1,5 triệu tấn/năm.
- *Cảng Hồng Thái Tây:* Là cảng mới đầu tư xây dựng năm 2019 để phục vụ xuất nhập than cho các mỏ thuộc TCT Đông Bắc khu vực Đông Triều – Quảng Ninh với công suất 3,5 triệu tấn/năm (Than 2,5 triệu tấn/năm, nhập và pha trộn 1,0 triệu tấn/năm), có khả năng tiếp nhận tầu hàng có trọng tải 2.000 tấn.
- *Cảng Điền Công:* Là cảng chuyên dùng xuất than cho các mỏ khu vực Uông Bí - Quảng Ninh. Hiện nay, cảng Điền Công đã cơ bản hoàn thành đầu tư xây dựng cải tạo nâng cấp giai đoạn I với công suất 7,0 triệu tấn/năm (6,0 triệu tấn than + 1,0 triệu tấn hàng hóa) và có khả năng tiếp nhận tầu hàng có trọng tải 2.000 tấn và pha trộn 3,0 triệu tấn/năm.

Vùng Hòn Gai

- Có cụm cảng Làng Khánh công suất 5 tr.tấn/năm, pha trộn 1,0 triệu tấn/năm. Cụm cảng Làng Khánh đã xây dựng hoàn chỉnh hệ thống bến rót than. Hệ thống kho bãi, hạ tầng kỹ thuật và thiết bị bốc rót đang được đầu tư xây dựng.

Vùng than Cẩm Phả

- *Cụm cảng Km6:* Cụm cảng Km6 được quy hoạch chủ yếu phục vụ xuất than cho các mỏ khu vực Ngã Hai – Khe Tam vùng Cẩm Phả. Hiện nay, cảng than đã được xây dựng hoàn chỉnh với công suất: (i) cảng của TKV là 5,0 triệu tấn/năm; (ii) cảng của TCT Đông Bắc là 3,0 triệu tấn/năm. Cụm cảng Km6 có khả năng tiếp nhận tầu hàng có trọng tải 2000-3000 tấn. Khả năng tiếp nhận và pha trộn than nhập khẩu đến 3,0 triệu tấn/năm.
- *Cảng Cẩm Phả (Cửa Ông):* Cảng Cẩm Phả là cảng nước sâu, đây là cảng chính của ngành than khu vực Cẩm Phả. Hiện nay, cảng đã được đầu tư hoàn chỉnh để phục vụ chủ yếu xuất than với thiết bị bốc rót và kho bãi hiện đại đảm bảo công suất cảng đạt >10,0 triệu tấn/năm, tầu có trọng tải đến 70.000 tấn có thể vào neo đậu và quay trở. Khả năng tiếp nhận và pha trộn than nhập khẩu đến 5,0 triệu tấn/năm.
- *Cảng Khe Dây:* Do TCT Đông Bắc quản lý, hiện đã xây dựng hoàn chỉnh với công suất là 3,5 triệu tấn/năm (xuất than 2,0 triệu tấn/năm, nhập và pha trộn 1,0 triệu tấn/năm, hàng hóa 0,5 triệu tấn/năm), có khả năng tiếp nhận tầu hàng có trọng tải 1000-1500 tấn.
- *Cảng Hóa Chất Mông Dương*: Cảng Hóa Chất Mông Dương do TKV quản lý, đang được đầu tư cải tạo nâng cấp. Hiện nay, cảng chủ yếu phục vụ xuất than với công suất khoảng 2,0 triệu tấn/năm, có khả năng tiếp nhận tầu hàng có trọng tải 1000-1500 tấn.
- *Cảng Hòn Nét:* Là bến cảng chuyên dùng nước sâu có nhiệm vụ tiếp nhận, trung chuyển than xuất, nhập cho vùng than Cẩm Phả. Hiện nay, cảng đã được xây dựng hoàn chỉnh với công suất bốc xếp tới 8.000 tấn/ngày, có khả năng tiếp nhận tầu hàng có trọng tải 70.000-100.000 tấn.

Vùng Nội Địa

Theo đặc điểm tự nhiên khu vực, tại các khu vực khai thác than khu vực Khánh Hòa, Núi Hồng, Na Dương... không có cảng xuất than. Than của các mỏ chủ yếu tiêu thụ tại chỗ, một phần tiêu thụ nội địa thông qua các tuyến đường sắt Quốc gia hiện có.

Tại khu vực miền Nam, TCT Đông Bắc đã đầu tư kho bãi tiêu thụ than tại cảng Bắc Vân Phong, thôn Đầm Môn, xã Vạn Thành, huyện Vạn Ninh, tỉnh Khánh Hòa công suất 3,0 triệu tấn/năm.

1.4.5 Hiện trạng công tác xuất, nhập khẩu than

Tình hình xuất nhập khẩu than của Việt Nam

Khối lượng than nhập khẩu của Việt Nam từ năm 2018 trở về trước là không nhiều. Từ năm 2020 lượng than nhập khẩu tăng đột biến, đạt 54,81 triệu tấn, (gấp gần 8 lần) so với 5 năm trước đó (năm 2015), chủ yếu là than nhiệt cho các nhà máy điện, do sản lượng than sản xuất trong nước chỉ dao động ở mức 40 triệu tấn/ năm, không đủ đáp ứng nhu cầu trong nước. Việt

Nam đã trở thành nước nhập khẩu than ròng. Khối lượng than dành cho xuất khẩu hiện nay chủ yếu là than chất lượng cao (than củ, than cám độ tro thấp, chất bốc thấp) cho đối tác truyền thống để tiêu thụ làm nguyên liệu trong ngành luyện thép mà trong nước ít có nhu cầu.

Bảng 1-25 Khối lượng xuất nhập khẩu của Việt Nam (triệu tấn)

Khối lượng	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Xuất khẩu	16,89	14,43	12,01	5,93	1,28	0,82	1,52	1,91	1,08	0,89
Nhập khẩu	-	-	-	3,1	6,93	13,20	14,68	22,86	43,85	54,81

Nguồn: "BP Statistical Review of World Energy 2020

Thị trường xuất khẩu than của Việt Nam chủ yếu là một số đối tác truyền thống ở Nhật Bản, Hàn Quốc. Sản lượng than xuất khẩu giảm từ 16,89 triệu tấn vào năm 2011 xuống còn khoảng 1-2 triệu tấn từ năm 2015. Năm 2020, chỉ xuất khẩu 0,89 triệu tấn.

Than nhập khẩu của Việt Nam chủ yếu từ các nước sản xuất và xuất khẩu than hàng đầu thế giới nhu Indonesia, Úc, Nga, Nam Phi … Than nhiệt nhập khẩu chủ yếu cho các nhà máy điện ngoài TKV và cho nhu cầu pha trộn than của TKV để cấp cho các nhà máy điện chạy than trong nước. Nhìn chung, nguồn cung than nhập khẩu chưa chắc chắn và cơ sở hạ tầng cho nhập khẩu than (cảng, bến bãi, phương tiện pha trộn than, kiểm định chất lượng than, phương tiện vận tải …) với năng lực còn hạn chế, chưa có các trung tâm than lớn, trình độ công nghệ của dây chuyên hậu cần than so với các nước phát triển còn tụt hậu, chưa xứng tầm.

Ngoài việc nhập khẩu than để đáp ứng nhu cầu than trong nước do sản xuất than trong nước bị hạn chế, tiêu thụ than nhập khẩu còn tăng mạnh khi giá than trên thị trường thế giới thấp hơn giá than trong nước, cạnh tranh với tiêu thụ than trong nước (các năm 2016-2017).

Cơ chế chính sách về xuất nhập khẩu than của Việt Nam

Than nhập khẩu của Việt Nam hiện nay không cần giấy phép nhập khẩu, không phải chịu thuế nhập khẩu. Không có nghiên cứu nào về chính sách của Nhà nước đối với việc nhập khẩu than nhưng có thể đánh giá là than nhập khẩu được khuyến khích để đáp ứng nhu cầu sử dụng than trong nước cho sản xuất điện.

Theo Thông tư 15/2013/TT- BCT của Bộ Công thương ban hành ngày 15/7/2013 thì than cục các loại, than cám 1, 2, 3 các vùng Hòn gai, Cẩm phả, Uông bí thuộc diện hạn chế xuất khẩu; các loại than khác chất lượng kém hơn không được xuất khẩu. Việc hạn chế xuất khẩu này không thông qua cơ chế cấp phép mà qua điều hành của Chính phủ đối với hoạt động kinh doanh của TKV, TCty Đông Bắc hàng năm.

Do chính sách của Nhà nước như trên mà khi giá than thế giới xuống thấp hơn giá than trong nước (năm 2016), TKV và TCty Đông bắc bị ảnh hưởng mạnh, tồn kho tăng cao (năm 2016 tồn kho - hơn 13 triệu tấn). Ngược lại, việc chậm được chấp nhận xuất khẩu than của TKV hàng năm cũng gây cho doanh nghiệp mất cơ hội kinh doanh, ảnh hưởng đến hiệu quả sản xuất.

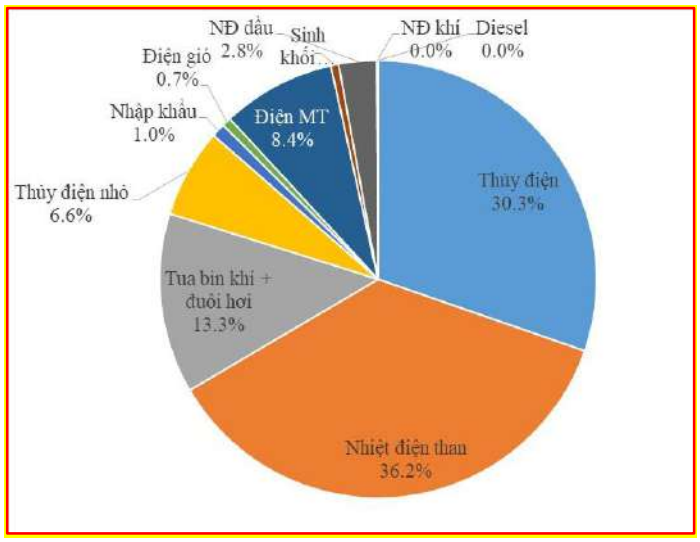
Trong bối cảnh hội nhập quốc tế mạnh mẽ của Việt Nam, để thích ứng với cơ chế thị trường và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, Nhà nước cần điều hành công tác xuất nhập khẩu

than linh hoạt bằng công cụ thị trường, không bằng biện pháp hành chính như trên để vừa khuyến khích nhập khẩu than, vừa tạo điều kiện cho sản xuất than trong nước phát triển.

1.5 Hiện trạng phân ngành năng lượng tái tạo

Việt Nam là Quốc gia giàu tiềm năng về năng lượng tái tạo, Chính phủ rất quan tâm đến đầu tư khai thác năng lượng tái tạo để phục vụ nhu cầu xã hội, đảm bảo các mục tiêu an ninh năng lượng, giảm ô nhiễm không khí và biến đổi khí hậu.

Tính đến năm 2018, năng lượng tái tạo chiếm khoảng 15,71% tổng nguồn điện. Sản lượng điện của năng lượng tái tạo năm 2019 cung cấp khoảng 36 tỷ kWh. Cơ hội sử dụng điện tái tạo trong các lĩnh vực có nhiều tiềm năng, hội nhập ngành NLTT thu hút sự chú ý của các nhà hoạch định chính sách và thị trường cho phép các công nghệ (như lưu trữ pin, bơm nhiệt và xe điện) phát triển. Tuy nhiên, chính sách có ý nghĩa để hỗ trợ trực tiếp việc kết nối nguồn điện, sản xuất nhiệt, và vận chuyển vẫn còn thiếu. Hiện trạng tỷ trọng NLTT tham gia vào hệ thống nguồn điện của Việt Nam được thể hiện trong hình dưới đây.



Hình 1-18 Tỷ trọng NLTT trong cơ cấu nguồn điện năm 2019

Theo thống kê, Năng lượng tái tạo đang phát triển trong lĩnh vực năng lượng, với sản lượng điện đạt khoảng 36 tỷ kWh vào năm 2019, hiện nay:

- Điện gió, điện mặt trời phát triển nóng (số lượng nhiều, chỉ tập trung ở một số địa phương khu vực Miền Trung, Miền Nam), dẫn đến tình trạng một số địa phương quá tải về khả năng truyền tải;
- Nguồn thủy điện nhỏ tốc độ bổ sung công suất mới chững lại, sau nhiều năm tăng trưởng do hết các vị trí có tiềm năng tốt, lắp đặt thuận lợi và chi phí đền bù ít;
- Điện sinh khối, việc phát triển các dự án điện SK không được như kỳ vọng, chưa tương xứng với tiềm năng sẵn có. Để tiếp tục tạo đòn bẩy cho sự phát triển điện SK nối lưới, mới đây Chính phủ tiếp tục ban hành Quyết định hiệu chỉnh giá mua điện đối với dự án điện sinh khối;

- Điện địa nhiệt, 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, sấy nông sản, sản xuất muối iod và chắt khí CO_2 ...;
- Điện thuỷ triều, 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;

Công nghệ khí sinh học, 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). Phân tích hiện trạng cụ thể với các loại năng lượng tái tạo như sau.

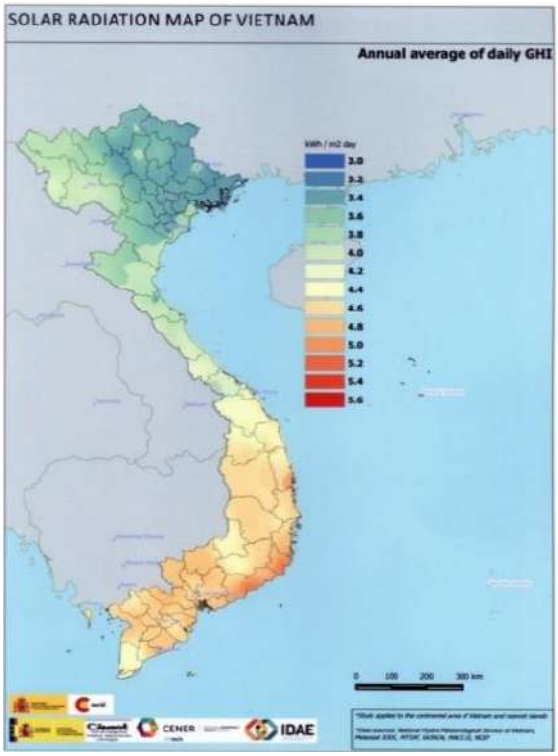
1.5.1 Năng lượng gió

Đến nay, số lượng dự án điện gió phát triển tăng rất 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-Tg ngày 10/9/2018). Cụ thể, năm 2011 các chuyên gia của AWS TruePower LLC ước tính tổng tiềm năng gió của Việt Nam vào khoảng 27GW. Năm 2018, trong một nghiên cứu mới đây của Viện Năng lượng dưới sự hỗ trợ của GIZ đã thực hiện đánh giá chi tiết bằng phương pháp phân tích lập bản đồ GIS tài nguyên gió trên đất liền. Đánh giá có tính đến mức độ sẵn có về đất và hạn chế sử dụng đất, khả năng tiếp cận lưới và các yếu tố khác. Đến hết năm 2020, tổng công suất đặt của nguồn điện gió được đưa vào vận hành trên toàn quốc khoảng 538 MW.

1.5.2 Năng lượng mặt trời

Điện năng lượng mặt trời

Bản đồ bức xạ mặt trời Việt Nam do 3 viện nghiên cứu hàng đầu của Tây Ban Nha là CIEMAT, CENER, IDEA lập dựa trên cơ sở số liệu của 171 trạm đo khí tượng thủy văn của Việt Nam đo số giờ nắng trong 30 năm, cơ sở dữ liệu ảnh vệ tinh (ảnh phổ thị) trong 5 năm và dữ liệu của 12 trạm đo khí tượng thủy văn tự động trong 2 năm. Số liệu bức xạ mặt trời Việt Nam được thể hiện theo hình dưới đây.



Hình 1-19 Bản đồ Tổng bức xạ trung bình ngày (GHI) tại Việt Nam

***Nguồn**: Bộ Công Thương*

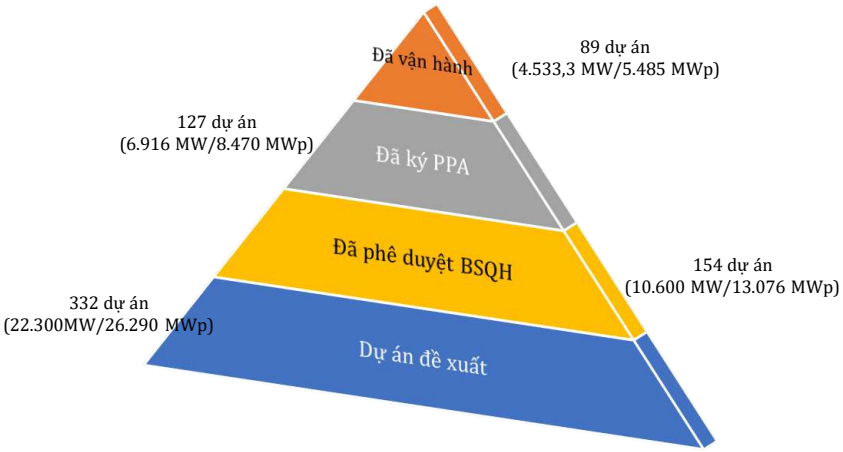
Bản đồ bức xạ do Ngân hàng Thế giới (WB) phát triển, tiềm năng năng lượng mặt trời ở Việt Nam về mặt lý thuyết là rất lớn. Cường độ bức xạ mặt trời dao động từ 897 - 2108 kWh/m^2/năm, tương đương 2,46 và 5,77 kWh/m^2/ngày (MOIT & AECID, 2015). Cường độ bức xạ cao nhất tập trung ở các tỉnh Tây Nguyên và Nam bộ như Đắk Lắk, Gia Lai, Nha Trang, Ninh Thuận, Bình Thuận, Tây Ninh và Bình Phước.

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).

Năm 2017, nghiên cứu chính thức về tiềm năng kinh tế và kỹ thuật của năng lượng mặt trời trên lý thuyết đã được Viện Năng lượng (IE) thực hiện, theo phân công của Bộ Công Thương và được Tổ chức Hợp tác phát triển Đức (GIZ) tài trợ. Nghiên cứu cũng tập trung vào phân bố tiềm năng giữa các vùng và các tỉnh.

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 2 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. Nhiều dự án đã được Thủ tướng/Bộ Công Thương phê duyệt Bổ sung quy hoạch phát triển điện lực hoặc phê duyệt Dự án đầu tư (FS) đã và đang được triển khai ở các mức độ khác nhau.

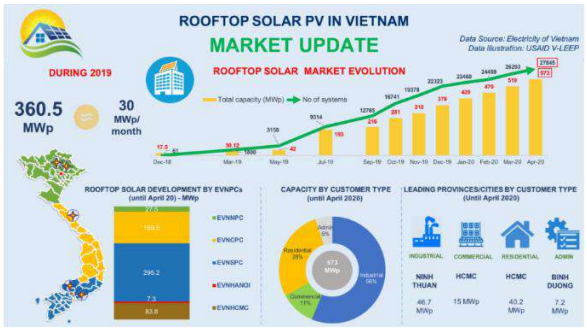
Tính đến ngày 30/6/2019, thời điểm Quyết định 11/2017/QĐ-TTg hết hiệu lực, trong tổng số 332 dự án (26.290 MWp) điện mặt trời đề xuất thực hiện đã có tổng cộng 154 dự án (13.076 MWp) điện mặt trời đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt bổ sung quy hoạch. Trong số đó EVN đã ký kết 125 Hợp đồng mua bán điện cho 127 dự án ĐMT với tổng công suất khoảng 6.916 MW (tương đương 8.470 MWp). Số liệu thống kê cho thấy, đến ngày 30/6/2019 đã có 87 dự án điện mặt trời được đưa vào vận hành thương mại với tổng công suất khoảng 4.453 MW (5.385 MWp). Sau thời điểm 30/6/2019 có thêm 02 dự án điện mặt trời vận hành thương mại nâng tổng công suất phát điện thương mại lên 4.533,3 MW (tương đương 5.485 MWp).



Hình 1-20 Phát triển dự án điện mặt trời Việt Nam

Nguồn: *EVN, cập nhật đến cuối tháng 12 năm 2019*

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 nhanh chóng. Tính đến tháng 4 năm 2020, cả nước đã lắp đặt khoảng 27.845 hệ thống điện mặt trời mái nhà với tổng công suất lắp đặt khoảng 573 MWp. Trong đó, công suất hệ thống điện mặt trời lắp đặt trên mái các khu công nghiệp chiếm 56% tổng công suất lắp đặt, tiếp đến là khu vực hộ gia đình với 28%, khu vực thương mại chiếm 11% và khu vực hành chính sự nghiệp chiếm 5%. Các tỉnh và thành phố phía Nam (bao gồm Tp Hồ Chí Minh) 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



Hình 1-21 Phát triển điện mặt trời áp mái tại Việt Nam

Nguồn: *EVN, cập nhật đến cuối tháng 4 năm 2020*

1.5.3 Năng lượng sinh khối

Để thúc đẩy sản xuất điện sạch và khai thác nguồn SK một cách hiệu quả, Chính phủ đã xây dựng và thiết lập lộ trình phát triển điện SK giai đoạn đến năm 2020, có xét đến năm 2030 thể hiện trong Quy hoạch phát triển điện VII điều chỉnh (TSĐ VII điều chỉnh). Theo TSĐ VII điều chỉnh, tỷ trọng điện năng sản xuất từ nguồn SK trong giai đoạn đến năm 2020 chiếm 1% tổng sản lượng điện và khoảng 1,2% vào năm 2025 và khoảng 2,1% vào năm 2030. Bên cạnh việc thiết lập mục tiêu, Chính phủ đã và đang nỗ lực đề ra chính sách hỗ trợ nhằm khuyến khích phát triển năng lượng SK. Một trong những chính sách quan trọng nhằm tháo gỡ rào cản về tài chính cho việc đầu tư các dự án điện SK đó là việc ban hành Quyết định số 24/2014/QĐ-TTg ngày 24/3/2014 về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện SK tại Việt Nam. Mặc dù vậy, tính đến nay, việc phát triển các dự án điện SK không được như kỳ vọng, chưa tương xứng với tiềm năng sẵn có. Để tiếp tục tạo đòn bẩy cho sự phát triển điện SK nối lưới, 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

Hiện nay, Việt Nam chưa có nhà máy điện SK chỉ sản xuất điện riêng rẽ. Dựa theo nguồn thông tin sẵn có[14] và nguồn số liệu thu thập bổ sung từ các địa phương[15], 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 nhà máy điện đốt trấu dự kiến xây dựng chỉ sản xuất điện bán lên lưới với công nghệ nhiệt điện ngưng hơi truyền thống với loại lò hơi kiểu tầng sôi tuần hoàn, tua bin ngưng hơi thuần túy.

Các dự án điện trấu 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. Lý giải cho việc các Dự án SK chỉ tập trung ở vùng này là:

- Vùng có lượng trấu lớn nhất, chiếm gần 55% tổng lượng trấu cả nước;
- Vùng ở xa các nguồn/mỏ cung cấp nhiên liệu hóa thạch (than) trong khi nhu cầu nhiệt và điện ở khu vực này rất lớn, đặc biệt vào vụ xay xát thóc.

[14] *Nguồn: Viện Năng lượng, các báo cáo từ 2008-2018*

[15] *Biểu mẫu điều tra gửi 41 nhà máy đường hiện hữu và 63 Sở Công Thương trên toàn quốc*

Trong số 10 dự án kể trên, chỉ có nhà máy điện trấu Đình Hải tại Cần Thơ được đầu tư xây dựng và mới chỉ xây dựng xong hệ thống lò hơi để 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 tư[16], 02 Dự án hoàn thành giai đoạn lập Báo cáo đầu tư[17], 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.

Một trong những nguyên dẫn đến tình trạng trên là do chưa có cơ chế về giá điện cụ thể đối với những dự án điện trấu. Một nguyên nhân khác cũng ảnh hưởng lớn đến sự phát triển của điện trấu là do sự suy thoái của nền kinh tế trong những năm gần đây khiến nhiều chủ đầu tư không đủ năng lực về tài chính.

Thực trạng phát triển điện bã mía

Tại các nhà máy đường, với lượng bã mía sẵn có sau quá trình ép mía, đã sử dụng bã mía làm nhiên liệu chính nhằm cung cấp năng lượng (điện - nhiệt) cho các quá trình công nghệ. Trong khi đó, tại các nhà máy sản xuất giấy & bột giấy, dịch đen và gỗ củi là một trong những dạng nhiên liệu được sử dụng cho cung cấp năng lượng.

Theo số liệu thống kê, tính đến niên vụ 2018 - 2019 toàn quốc có 35 nhà máy đường đang hoạt động (giảm 6 nhà máy so với niên vụ 2017-2018). Các nhà máy đường tập trung chủ yếu tại vùng BTB&DHMT với 14 nhà máy, tiếp đến là vùng ĐBSCL với 5 nhà máy, số còn lại chia đều cho các vùng Đông Nam Bộ (6 nhà máy), TD&MNPB (5 nhà máy) và Tây Nguyên (5 nhà máy). Vùng ĐBSH không có nhà máy đường nào. Trong số 35 nhà máy đường có 34 nhà máy có công đoạn ép mía và sử dụng bã mía làm nhiên liệu phục vụ cho việc cung cấp năng lượng (điện và hơi). Nhà máy đường còn lại (Nhà máy đường Biên Hòa, tỉnh Đồng Nai) không có công đoạn ép mía, chỉ sản xuất đường tinh luyện và sử dụng than làm nhiên liệu chính nhằm đáp ứng nhu cầu năng lượng cho quá trình công nghệ. Cũng theo số liệu điều tra, khảo sát, tổng công suất ép mía theo thiết kế tại 34 nhà máy đường là 147.050 tấn mía/ngày (TMN). Công suất ép mía của các nhà máy dao động từ 1.000 TMN đến 18.000 TMN (NM Đường An Khê, Cty CP Quảng Ngãi). Công suất trung bình mỗi nhà máy đường khoảng 4.000 TMN. So với một số nước trên thế giới và trong khu vực quy mô công suất của các nhà máy đường Việt Nam hiện khá khiêm tốn. Theo nghiên cứu của cơ quan phát triển Pháp, từ năm 2000 quy mô công suất trung bình của Brazil là 5.900 TMN; Thái Lan 15.400 TMN; Úc 10.400 TMN.

Tính đến hết niên vụ 2018-2019, tổng công suất lắp đặt nguồn điện từ bã mía tại 35 nhà máy đường đạt 499,77 MW. Dải công suất của các nhà máy này nằm trong khoảng từ 1,5MW đến 55MW. Nhà máy đường An Khê (công ty đường Quảng Ngãi) có tổng công suất lắp đặt điện lớn nhất với 2 tổ máy, một tổ có công suất 55 MW, tổ còn lại có công suất 45 MW.

---

[16] *Dự án NM điện trấu Hậu Giang, tỉnh Hậu Giang*

[17] *NM NĐ đốt trấu 6 MW, Cao Lãnh, Đồng Tháp; Dự án NM nhiệt điện đốt trấu công suất 10 MW, Lấp Vò, Đồng Tháp*

Trong số các nhà máy đường nêu trên, niên vụ ép 2018/2019 có 10 nhà máy đường với tổng công suất điện lắp đặt là 377,6MW bán điện thừa lên 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 NL làm nhiên liệu chính được triển khai thực hiện. Điển 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. Ngoài ra còn một số dự án điện sinh khối khác đang được đề xuất đầu tư.

1.5.4 Năng lượng chất thải rắn

Việt Nam có gần 800 đô thị với tỷ lệ đô thị hóa cao (~ 35,7%). Lượng chất thải rắn sinh hoạt của hộ gia đình tăng nhanh (38.000 tấn/ngày), gây ra các quan ngại về môi trường nhưng cũng mang lại tiềm năng chất thải lớn cho các dự án năng lượng.

Việt Nam, sử dụng nguồn rác thải để sản xuất điện năng đã triển khai từ năm 2006. Dự án đầu tiên đưa vào hoạt động thành công, 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 m^3 khí/ngày, tổng mức đầu tư khoảng 242 tỷ đồng.

Năm 2017, khánh thành Nhà máy xử lý chất thải công nghiệp phát điện (Nhà máy điện rác Nam Sơn) đầu tiên của Việt Nam. 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. Tháng 8/2018, đưa vào vận hành nhà máy điện rác Cần Thơ. 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.

Hiện nay, có 05 dự án sản xuất điện từ chất thải rắn (công suất khoảng 150 MW) đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch và đang trong giai đoạn lập Thiết kế cơ sở, Thiết kế kỹ thuật.

1.5.5 Thủy điện nhỏ

Việc khai thác thủy điện ở Việt Nam đã được bắt đầu từ lâu và là nguồn lực chính cho sự phát triển kinh tế trong những thập kỷ qua. Theo ước tính của Viện Khoa học Thủy lợi Việt Nam (VAWR) năm 2015, tổng tiềm năng nguồn thủy điện có thể khai thác khoảng 35GW phân bố chủ yếu ở miền Bắc (60%), Trung (27%) và Nam (13%).

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 xây dựng 165 dự án, tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm}$= 1.834,44 MW.

1.5.6 Năng lượng tái tạo khác

Địa nhiệt

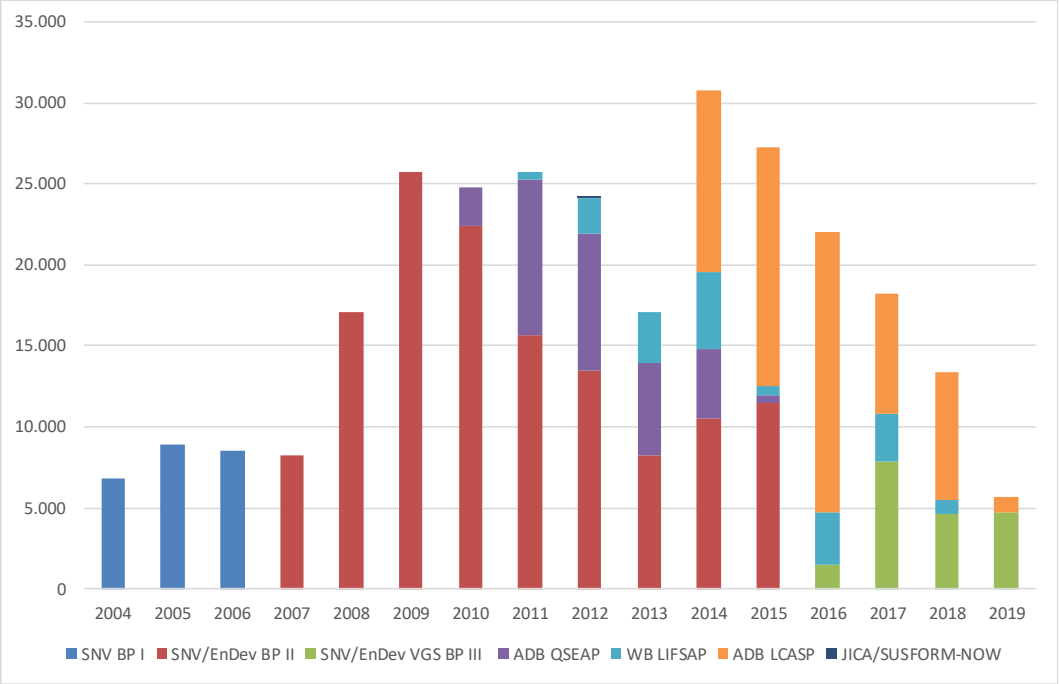
Việt Nam, việc nghiên cứu địa nhiệt được bắt đầu từ những năm 80, 90 của thế kỷ trước và đã có những điều tra, đánh giá sơ bộ tiềm năng các nguồn địa nhiệt trên phạm vi toàn quốc. Tuy nhiên, hiện nguồn năng lượng này gần như vẫn chưa được khai thác cho sản xuất điện mà chỉ được sử dụng trong các ứng 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 chắt khí CO_2....

Thủy triều

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. 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

Trong hơn 20 năm qua, công nghệ khí sinh học đã phát triển mạnh trong khuôn khổ các dự án về vệ sinh môi trường, nông nghiệp và phát triển nông thôn. Các dự án hỗ trợ cho người dân xây dựng công trình KSH từ các tổ chức trong và ngoài nước.



Hình 1-22 Tổng hợp các công trình KSH quy mô hộ gia đình giai đoạn 2004-2019

Nguồn: SNV, năm 2020

Các ứng dụng năng lượng KSH 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).

Năng lượng mặt trời cho dân dụng và sản xuất

Về bình đun nước nóng năng lượng mặt trời, từ năm 1996, một số cơ sở kinh doanh dịch vụ nhập thiết bị đun nước nóng mặt trời của nước ngoài về bán tại Việt Nam như: Nhà máy đại tu ô tô số 1 - Bộ Nội vụ nhập thiết bị của Israel. Công ty Cơ điện lạnh Thành phố Hồ Chí Minh nhập thiết bị của Australia, Cơ sở Nhật Năng (Hà Nội) nhập thiết bị của Trung Quốc... Đến năm 2000, số cơ sở nhập thiết bị tăng lên và cho tới năm 2002 bắt đầu có một số cơ sở nhập dây chuyền công nghệ để sản xuất ở trong nước như Công ty Quán Quân ở Thành phố Hồ Chí Minh và một vài cơ sở khác ở phía Bắc, Nhà máy nhôm Hà Nội cũng tự sản xuất thiết bị này.

Hiện trạng ứng dụng ĐNN NLMT theo thống kê của Viện Năng lượng, trường đại học bách khoa Hà Nội, trường đại học bách khoa TP HCM, Trung tâm tiết kiệm năng lượng Hà Nội, Tạp chí Xã hội Thông tin, ...

Kể từ năm 2018 đến nay, số lượng hộ gia đình và khách sạn đã lắp đặt thiết bị dàn đun nước nóng như sau:

- Miền Bắc: Khoảng 650.000 thiết bị dàn đun nước nóng
- Miền Trung: Khoảng 200.000 thiết bị dàn đun nước nóng
- Miền Nam: Khoảng 950.000 thiết bị dàn đun nước nóng

Công suất thiết bị đun nước nóng lắp đặt cho hộ gia đình qui mô diện tích 2-4 m^2, hệ thống cộng đồng/chuyên dụng qui mô diện tích 10-50 m^2 lắp tại các bệnh viện, trường học, nhà trẻ, ... Các thiết bị trên hiện nay vẫn hoạt động bình thường, chủng loại thiết bị được sử dụng do các nhà sản xuất trên cung cấp, nguồn gốc thiết bị lắp đặt phần đa là sử dụng thiết bị của trung Quốc, một số ít sử dụng thiết bị nhập khẩu từ các nước Châu Âu như Đức, Hà Lan, Israel. …

Một số mẫu thiết bị sấy bằng NLMT đã được nghiên cứu, và ứng dụng thử để sấy các sản phẩm như: Trong nông nghiệp: sấy vải, nhãn, chuối, thức ăn gia súc và sấy thóc; Dược liệu; cột bê tông ly tâm; hải sản. Thiết bị sấy đã ứng dụng, chủ yếu gồm 2 loại:

Thiết bị sấy công nghiệp: Hệ thống này có bộ thu bức xạ mặt trời được phủ kính, với diện tích từ 40 ÷ 200 m^2 và nối với hệ thống buồng sấy. Nguồn khí nóng từ bộ thu được hút vào buồng sấy do quạt hút được đặt trước buồng sấy.

Thiết bị sấy đơn giản: Các thiết bị này có bộ thu chung với buồng sấy. Qui mô các thiết bị này vào khoảng 2 ÷ 4 m^2.

Hiện nay, công nghệ sấy bằng năng lượng mặt trời chưa phát triển, số lượng nhà sản xuất thiết bị và địa chỉ ứng dụng hầu như chưa có.

Năng lượng tái tạo cho giao thông

Hiện nay, việc cung cấp ethanol nhiên liệu để phối trộn lượng xăng sinh học E5 RON 92 chủ yếu từ 02 Nhà máy Nhiên liệu sinh học của Công ty TNHH Tùng Lâm với tổng công suất: 200.000 m^3/năm (200 triệu lít/năm) đủ để phối trộn 3,9 triệu m^3 (3,0 triệu tấn) xăng sinh học E5 RON 92/năm và 02 nhà máy với công suất 100.000 m^3/năm (100 triệu lít/năm) tại Dung Quất và Bình Phước đang tạm dừng sản xuất do chưa có thị trường tiêu thụ sản phẩm. Như vậy, khi cả 04 nhà máy cung cấp ethanol nhiên liệu đi vào hoạt động với 100% công suất thiết kế thì nguồn cung sẽ đạt 400.000 m^3/năm.

Ngoài nguồn cung ethanol nhiên liệu được sản xuất trong nước, thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ tại Thông báo số 255/TB-VPCP, Bộ Tài chính đang tích cực phối hợp với Bộ Công Thương và các Bộ, ngành liên quan nghiên cứu chính sách về thuế nhập khẩu ethanol phù hợp, chống độc quyền trong nước, đảm bảo đủ nguồn cung ethanol nhiên liệu cho thị trường.

Về cây nguyên liệu cho sản xuất ethanol, Sản lượng sắn, ngô, mía… trong 10 năm trở lại đây đều tăng đáng kể và đều có thể được sử dụng làm nguyên liệu sản xuất NLSH, thực tế nước ta, cây sắn đang được lựa chọn làm nguyên liệu phát triển NLSH ở quy mô công nghiệp.

Diện tích trồng sắn năm 2018, cả nước là 515,3 ngàn ha, tập trung nhiều nhất ở các vùng Bắc Trung bộ - Duyên hải Nam Trung bộ, Tây Nguyên và Đông Nam bộ.

Trong năm 2018, sản lượng sắn củ tươi của Việt Nam đạt khoảng 9,96 triệu tấn, năng suất sắn bình quân của cả nước đạt 19,32 tấn/ha. Sản phẩm sắn tươi phục vụ các cơ sở chế biến tinh bột sắn; xuất khẩu sắn lát; làm thức ăn gia súc và chế biến thực phẩm; và một phần sắn lát đang dùng để cung cấp cho các nhà máy chế biến ethanol sinh học.

Về tiêu thụ nhiên liệu sinh học, từ ngày 1/1/2018, xăng E5 RON92 (E5) được đưa vào sử dụng thay thế cho xăng RON92 trên cả nước. Đến nay tiêu thụ xăng E5 vẫn không được như kỳ vọng do tâm lý e ngại của người tiêu dùng và do giá chênh lệch giữa xăng khoáng và xăng E5 không nhiều. Năm 2018, tiêu thụ xăng E5 cả nước đạt 3,1 triệu m^3, chiếm 42% tổng tiêu thụ xăng của cả nước.

1.6 Hiện trạng phân ngành điện lực

1.6.1 Hiện trạng phụ tải điện

Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm

Trong những năm qua, sản lượng điện thương phẩm cung cấp cho nền kinh tế quốc dân không ngừng tăng, tốc độ tăng trưởng trung bình cho cả giai đoạn 2011-2019 đạt mức 10,5%/năm. Trong 5 năm đầu tiên, điện thương phẩm có tốc độ tăng trưởng cao hơn là 10,9%/năm. Giai đoạn từ 2016 – 2019 tốc độ tăng trưởng thương phẩm giảm xuống đôi chút ở mức 10,1%/năm. Điều này một phần là do sự dịch chuyển về cơ cấu tiêu thụ điện và chuyển dịch các ngành trong nền kinh tế quốc dân.

Do ảnh hưởng của dịch COVID-19, năm 2020 sản lượng điện thương phẩm chỉ đạt 216,83 tỷ kWh, kéo theo tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm của năm 2020 thấp nhất trong cả

thập kỷ vừa qua, chỉ tăng 3,4% so với năm 2019. Tuy nhiên, tốc độ tăng trưởng trung bình trong cả giai đoạn 2011-2020 vẫn đạt giá trị khá cao, 9,8%/năm.

Trong cả giai đoạn 2010-2020, 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 và đang được ngành điện thực hiện một cách hiệu quả. Vì vậy năm 2020, ngành điện đặt mục tiêu giảm tổn thất xuống còn 6,35%.

Năm 2020, công suất cực đại (Pmax) đạt 38.617 MW, trong khi công suất lắp đặt của nguồn là 62.234 MW, như vậy tỷ lệ dự phòng của hệ thống là 37,9%. Lưu ý rằng, cũng do ảnh hưởng của dịch COVID-19, Pmax năm 2020 chỉ tăng gần 400 MW, trong khi công suất lắp đặt tăng tới gần 6.300MW, hơn 10% so với năm 2019. Trong cả giai đoạn 2010-2020, tăng trưởng Pmax là 9,6%/năm, khá tương đồng với tăng trưởng điện thương phẩm cùng kỳ.

Dữ liệu thống kê ở bảng trên cho thấy Miền Bắc có tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm cao nhất, đạt 11,2%/năm trong giai đoạn 2011-2020. Miền Trung, có xuất phát điểm thấp nhất trong ba miền, tốc độ tăng trưởng cùng kỳ đạt 8,7%/năm.

Sự chuyển dịch cũng thể hiện trong cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc. Giai đoạn 2010-2020 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 1-26 Bảng Cơ cấu và tiêu thụ điện toàn quốc

Ngành	Đơn vị	2010	2015	2019	2020	2011-2020
Nông, lâm & thủy sản	GWh	942	2.327	6.583	7.390	22,9%
Công nghiệp - xây dựng[18]	GWh	44.577	77.063	113.420	116.954	10,1%
Thương mại - dịch vụ	GWh	3.895	7.546	11.690	10.351	10,3%
QLý& tiêu dùng dân cư	GWh	32.002	50.374	68.609	73.158	8,6%
Các hoạt động khác	GWh	3.214	5.432	8.151	8.138	9,7%
Điện thương phẩm nội địa	GWh	**84.630**	**142.742**	**208.453**	**215.991**	**9,8%**
Pmax	MW	**15.416**	**25.809**	**38.249**	**38.617**	**9,6%**

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 2011-2020 là 10,1%/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 54,1% năm 2020, chủ yếu đến từ Tổng công ty điện lực Miền Bắc và Miền Nam.

[18] Đã bao gồm sản lượng EVN bán trực tiếp cho IPP và BOT

Cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc năm 2010 và 2020

Tiêu thụ điện Nông nghiệp có mức tăng trưởng khá ấn tượng, bình quân 22,9%/năm trong cả giai đoạn 2011-2020, 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 3,4% vào năm 2020.

Về tiêu thụ điện trong khu vực hộ gia đình, trong những năm qua duy trì ở mức tăng trưởng khoảng 8,6%/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 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 33,9% năm 2020.

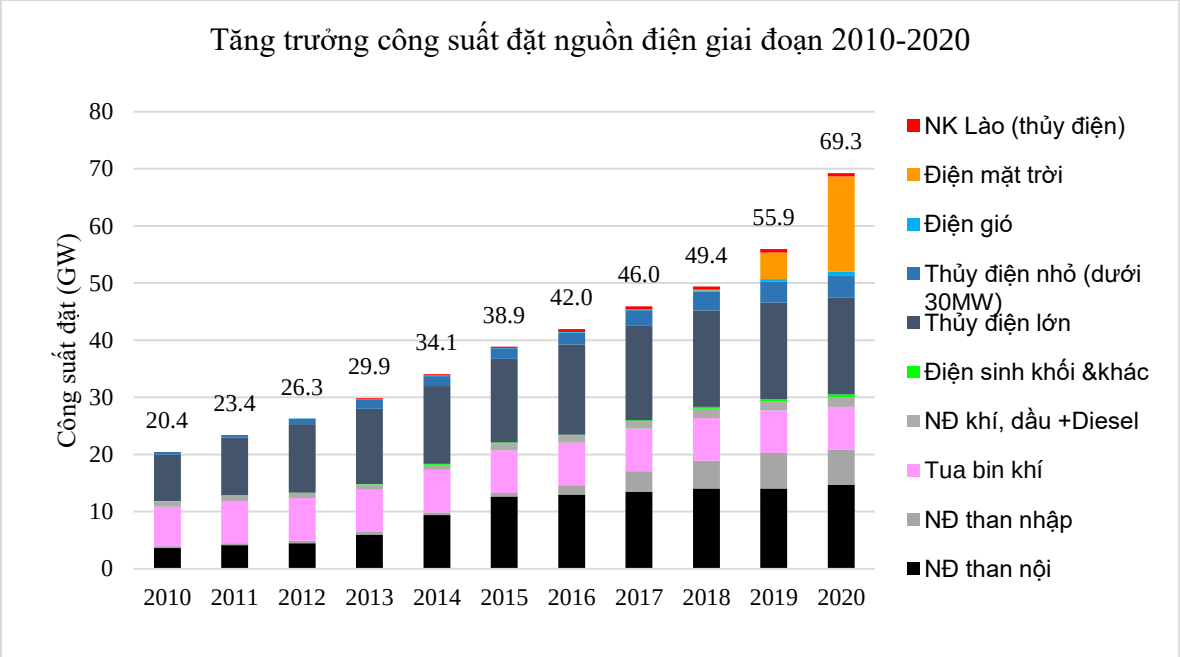
Ngành Thương mại - Dịch vụ mặc dù có tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm khá cao, 10,3%/năm trong cả giai đoạn 2010-2020 nhưng đóng góp trong cơ cấu tiêu thụ điện không tăng đột biến, chỉ tăng từ 4,6% năm 2010 lên 4,8% năm 2020.

1.6.2 Hiện trạng nguồn điện

Cơ cấu nguồn điện

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.

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.

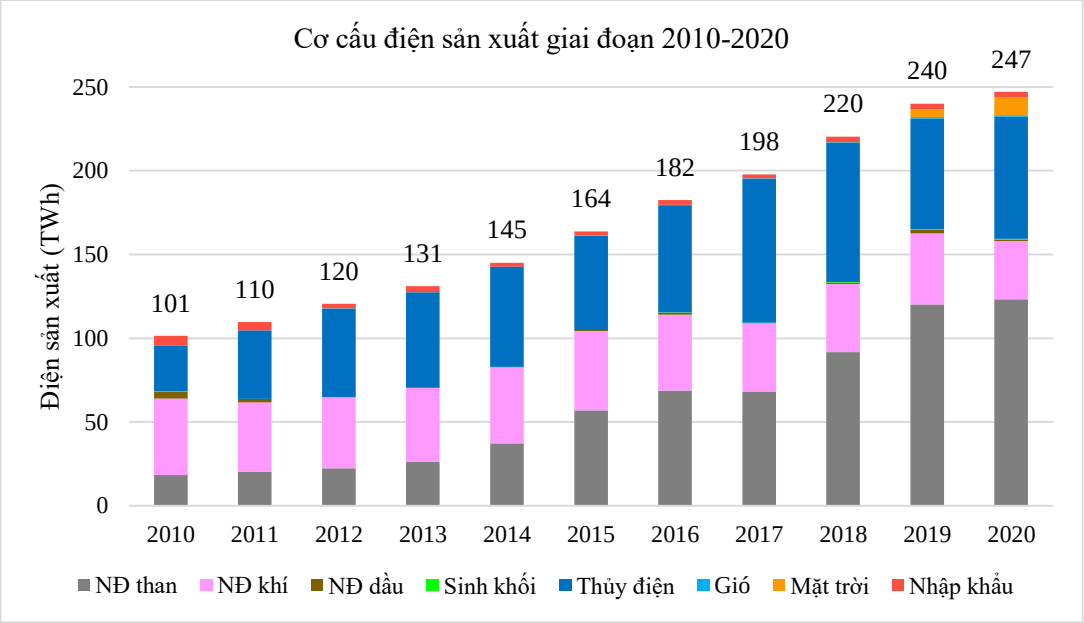


Hình 1-23 Tăng trưởng công suất đặt nguồn điện giai đoạn 2010-2020[19]

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.

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.

[19] Nguồn: Báo cáo vận hành hàng năm của ĐĐQG



Hình 1-24 Cơ cấu điện sản xuất giai đoạn 2010-2020

Tình hình vận hành của các nguồn 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.

1.6.3 Hiện trạng lưới truyền tải và phân phối điện

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 2020 (không tính máy biến áp đầu cực máy phát – thuộc nhà máy quản lý) được trình bày trong bảng sau**:**

Bảng 1-27 Tổng hợp khối lượng đường dây và trạm 500kV đến năm 2020

Miền	Khối lượng đường dây (km)	Trạm biến áp	
		Số máy	Tổng dung lượng (MVA)
Bắc	2991	25	16500
Trung	2831	15	7200
Nam	2705	25	19200
Tổng cộng	8527	65	42900

Nguồn: EVN

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 sau:

Bảng 1-28 Tổng hợp khối lượng đường dây 220-110kV năm 2020

Điện áp	Miền	Khối lượng đường dây (km)	Trạm biến áp	
			Số máy	Tổng dung lượng (MVA)
220kV	Bắc	7362	151	30629
	Trung	4626	47	7693
	Nam	6489	131	29502
	Tổng cộng	**18477**	**329**	**67824**
110kV	Bắc	12106	939	36857
	Trung	4832	232	8304,5
	Nam	7380	715	39736,3
	Tổng cộng	**24318**	**1886**	**84897,8**

Hiện trạng lưới điện phân phối trung và hạ áp

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.

Lưới điện ha 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.

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

TẬP I: THUYẾT MINH CHÍNH

Chương 2 Tình hình thực hiện quy hoạch các phân ngành năng lượng

2.1 Tình hình thực hiện quy hoạch ngành dầu khí 2

2.1.1 Tình hình thực hiện quy hoạch thăm dò, khai thác dầu khí 2

2.1.2 Tình hình thực hiện quy hoạch công nghiệp khí 3

2.1.3 Tình hình thực hiện quy hoạch công nghiệp chế biến dầu khí.....4

2.1.4 Tình hình thực hiện quy hoạch vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu mỏ và khí 5

2.1.5 Đánh giá chung, nguyên nhân và các bài học kinh nghiệm 5

2.2 Tình hình thực hiện quy hoạch ngành than.....9

2.2.1 Tình hình thực hiện công tác thăm dò.....9

2.2.2 Tình hình thực hiện các dự án đầu tư mỏ than 10

2.2.3 Tình hình thực hiện các dự án sàng tuyển, chế biến than.....13

2.2.4 Tình hình thực hiện các dự án vận tải ngoài 15

2.2.5 Tình hình thực hiện các dự án cảng xuất, nhập khẩu than.....16

2.2.6 Tình hình thực hiện công tác môi trường.....17

2.2.7 Đánh giá chung, nguyên nhân và các bài học kinh nghiệm 21

2.3 Tình hình thực hiện quy hoạch điện lực 29

2.3.1 So sánh và đánh giá nhu cầu điện thực tế so với nhu cầu điện theo dự báo 29

2.3.2 Đánh giá tình hình thực hiện chương trình phát triển nguồn điện.....31

2.3.3 Đánh giá tình hình thực hiện chương trình phát triển lưới điện 33

2.3.4 Đánh giá hiệu quả kinh tế xã hội của chương trình phát triển điện lực...37

2.3.5 Đánh giá tình hình huy động vốn đầu tư cho xây dựng các công trình điện 38

2.3.6 Đánh giá chung, nguyên nhân và các bài học kinh nghiệm 40

2.3.7 Tình hình thực hiện phân ngành năng lượng tái tạo 45

Chương 2 Tình hình thực hiện quy hoạch các phân ngành năng lượng

2.1 Tình hình thực hiện quy hoạch ngành dầu khí

Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến 2035 (Quyết định số 1623/QĐ-TTg ngày 25/10/2017), Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 (Quyết định số 60/QĐ-TTg ngày 16/01/2017) và Quy hoạch phát triển hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu của Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 (Quyết định số 1030/QD-TTg ngày 13/7/2017) đều được duyệt vào năm 2017. Thực tế số liệu nhu cầu sản phẩm dầu khí năm 2017, 2018 và 2019 tương tự như dự báo khi lập quy hoạch. Năm 2020 do ảnh hưởng của đại dịch Covid19, nhu cầu sản phẩm dầu khí thấp hơn so với dự báo.

2.1.1 Tình hình thực hiện quy hoạch thăm dò, khai thác dầu khí

Tình hình thực hiện mục tiêu

Mục tiêu về gia tăng trữ lượng dầu khí trong nước giai đoạn 2016-2020 là đạt 10-20 triệu tấn dầu quy đổi, trung bình cả giai đoạn quy hoạch đạt 20 - 30 triệu tấn quy dầu/năm. Thực tế, cả giai đoạn 2016-2020 đạt khoảng 61,67 triệu tấn quy dầu, trung bình đạt 12,33 triệu tấn quy dầu/năm hoàn thành mục tiêu quy hoạch.

Các mục tiêu về phát triển và khai thác dầu khí giai đoạn 2016 - 2020 là sản lượng khai thác dầu trong nước hàng năm đạt 10 - 15 triệu tấn/năm. Tổng sản lượng khai thác thực tế trong giai đoạn này đạt 62,31 triệu tấn, trung bình đạt 12,46 triệu tấn/năm hoàn thành mục tiêu đặt ra. Mục tiêu sản lượng khai thác nước ngoài đạt 2 - 3 triệu tấn/năm. Thực tế tổng sản lượng khai thác nước ngoài giai đoạn 2016-2020 đạt 11,88 triệu tấn, trung bình là 2,38 triệu tấn/năm đạt chỉ tiêu quy hoạch đặt ra. Theo quy hoạch giai đoạn 2016 - 2020, phấn đấu sản lượng khai thác khí đạt 10 - 11 tỷ m^3/năm. Thực tế tổng sản lượng khí khai thác trong nước đạt 59,48 tỷ m^3, trung bình đạt 11,90 tỷ m^3/năm vượt chỉ tiêu đặt ra.

Đánh giá chi tiết khối lượng khảo sát địa chấn và giếng khoan thăm dò thẩm lượng giai đoạn 2016-2020 tại Phụ lục 2.1, Tập II. Phụ lục.

Bảng 2-1 Đánh giá sản lượng khai thác giai đoạn 2016-2020

Sản phẩm	Đơn vị	Sản lượng quy hoạch 2016-2020	Sản lượng khai thác 2016-2020	Đánh giá
Dầu thô trong nước	(triệu tấn/năm)	10-15	12,46	Đạt
Dầu thô nước ngoài	(triệu tấn/năm)	2-3	2,38	Không đạt
Khí	Tỷ m^3	10-11	11,90	Vượt

Tình hình thực hiện danh mục dự án

Đánh giá khối lượng khảo sát địa chấn và giếng khoan thăm dò thẩm lượng giai đoạn 2016-2020 được thể hiện tại Phụ lục 2.1, Tập II. Phụ lục.

Đánh giá tình hình thực hiện khai thác dầu giai đoạn 2016-2020 được thể hiện tại Phụ lục 2.2, tập II. Phụ lục.

Bảng 2-2 Sản lượng khai thác khí giai đoạn 2016-2020

Đơn vị: tỷ m^3 khí

Khu vực	Bể	Giai đoạn 2016-2020	Sản lượng 2016-2019	Sản lượng KH 2020	Sản lượng 2016-2020	Đánh giá
Bắc bộ và Trung bộ	Hiện có	1,01 - 1,51	0,554	0,10	0,66	Không đạt
Đông Nam Bộ	Bể Cửu Long	7,38 - 11,06	13,194	5,08	18,28	Vượt
	Bể Nam Côn Sơn	26,23 - 39,35	27,822	3,88	31,70	Đạt
	Sư Tử Trắng	5,56 - 8,34	4,270	0,39	4,66	Không đạt
	Tổng chưa Sư Tử Trắng	33,62 - 50,42	41,016	8,96	49,977	Đạt
	Tổng	*39,17 - 58,75*	45,286	9,349	54,635	Đạt
Tây Nam Bộ	PM3-CM	8,78 - 13,18	7,953	2,09	10,04	Đạt
***Tổng sản lượng khai thác khí cả nước** (làm tròn số)*		***50 - 76***			65,33	Đạt

2.1.2 Tình hình thực hiện quy hoạch công nghiệp khí

Tình hình thực hiện mục tiêu

Các mục tiêu quy hoạch lĩnh vực công nghiệp khí là phấn đấu thu gom 100% sản lượng khí đồng hành của các lô/mỏ mà PVN và các nhà thầu dầu khí khai thác tại Việt Nam; duy trì cung cấp 100% thị phần khí khô và 70% thị phần LPG toàn quốc. Thực tế đã đảm bảo thu gom 100% sản lượng khí đồng hành của các lô/mỏ mà PVN và các nhà thầu dầu khí khai thác tại Việt Nam; duy trì cung cấp 100% thị phần khí khô, đạt mục tiêu đề ra, tuy nhiên, chỉ cung ứng 50-60% thị phần LPG toàn quốc, không hoàn thành mục tiêu.

Theo quy hoạch giai đoạn 2016-2020 phấn đấu phát triển thị trường khí với quy mô trung bình đạt khoảng 13 tỷ m^3/năm. Thực tế, thị trường khí tự nhiên đạt khoảng 10 tỷ m^3/năm và thị trường LPG phát triển với quy mô khoảng 2,1 triệu tấn/năm, tổng quy mô thị trường tương đương 12,5 tỷ m^3/năm, không đạt mục tiêu đề ra.

Bảng 2-3 Đánh giá tình hình thực hiện mục tiêu quy hoạch công nghiệp khí

Mục tiêu	Đơn vị	Mục tiêu quy hoạch 2016-2020	Thực tế	Đánh giá
Thu gom khí đồng hành	%	100	100	Đạt
Cung cấp thị phần khí khô toàn quốc	%	100	100	Đạt
Cung cấp thị phần LPG toàn quốc	%	70	50-60	Không đạt
Thị trường khí	Tỷ m^3	13	12,5	Không đạt

Tình hình thực hiện danh mục dự án

Đánh giá tình hình thực hiện các dự án hạ tầng công nghiệp khí chính tại Phụ lục 2.3, Tập II. Phụ lục.

Đánh giá tình hình thực hiện các dự án kho nhập khẩu LNG và tái hóa khí tại Phụ lục 2.4, Tập II. Phụ lục.

Đánh giá tình hình thực hiện các dự án hệ thống kho chứa LPG tại Phụ lục 2.5, Tập II. Phụ lục.

2.1.3 Tình hình thực hiện quy hoạch công nghiệp chế biến dầu khí

Tình hình thực hiện mục tiêu

Theo quy hoạch, lĩnh vực chế biến dầu khí phấn đấu đáp ứng 70% nhu cầu sản phẩm xăng dầu trong nước, cơ bản đáp ứng nhu cầu phân đạm trong nước. Thực tế, giai đoạn đến 2020, sản lượng xăng đáp ứng trên 90%, DO đáp ứng trên 60% và sản xuất urê đáp ứng 100% nhu cầu trong nước hoàn thành mục tiêu đề ra.

Mục tiêu quy hoạch về sản phẩm hóa dầu là phấn đấu đáp ứng trên 50% nhu cầu trong nước. Thực tế sản lượng các sản phẩm hóa dầu trong nước hiện đáp ứng được khoảng 25% nhu cầu trong nước, trong đó các sản phẩm PP, PET, PVC tỷ lệ đáp ứng khoảng 40%, tuy nhiên, một số sản phẩm hóa dầu có nhu cầu cao như PE, EVA, PTA… trong nước chưa sản xuất được, phải nhập khẩu hoàn toàn, do vậy không đạt mục tiêu.

Bảng 2-4 Đánh giá tình hình thực hiện mục tiêu quy hoạch công nghiệp chế biến dầu khí

Mục tiêu	Đơn vị	Mục tiêu quy hoạch	Thực tế	Đánh giá
Lọc dầu	%	70	Xăng: > 90 DO: > 60	Đạt
Phân đạm	%	100	100	Đạt

Mục tiêu	Đơn vị	Mục tiêu quy hoạch	Thực tế	Đánh giá
Hóa dầu	%	> 50	20	Không đạt

Tình hình thực hiện danh mục dự án

Đánh giá tình hình thực hiện các dự án chế biến dầu khí trong quy hoạch giai đoạn 2016-2020 tại Phụ lục 2.6, tập II. Phụ lục.

2.1.4 Tình hình thực hiện quy hoạch vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu mỏ

Tình hình thực hiện mục tiêu

Phát triển hợp lý hệ thống phân phối xăng dầu nhằm bảo đảm lưu thông và bình ổn thị trường tiêu thụ, đáp ứng toàn bộ nhu cầu xăng dầu trong nước; tăng cường các giải pháp gia tăng dự trữ về dầu thô và xăng dầu; khuyến khích sử dụng rộng rãi nhiên liệu sinh học nhằm giảm thiểu sự phụ thuộc vào nhiên liệu hoá thạch và bảo vệ môi trường.

Phấn đấu tổng quy mô hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu của Việt Nam đạt tối thiểu 90 ngày nhập ròng vào năm 2025, đáp ứng tiêu chí của Tổ chức Năng lượng Quốc tế (IEA), trong đó:

- Dự trữ thương mại: đến năm 2025, dự trữ xăng dầu thương mại tối thiểu ổn định ở mức 30 ngày cung ứng (tương đương 30 ngày nhập ròng dầu thô và các sản phẩm xăng dầu).
- Dự trữ chiến lược: đến năm 2025, dự trữ chiến lược sẽ bao gồm hai loại dầu thô và sản phẩm xăng dầu với quy mô cùng dự trữ sản xuất đáp ứng khoảng 60 ngày nhập ròng.

Tình hình thực hiên danh mục dự án

Đánh giá tình hình thực hiện các dự án kho xăng dầu thương mại đầu tư mở rộng, xây mới giai đoạn 2017-2020 tại Phụ lục 2.7, tập II. Phụ lục.

2.1.5 Đánh giá chung, nguyên nhân và các bài học kinh nghiệm

Đánh giá chung

- Đạt/Vượt đa số mục tiêu quy hoạch đến 2020 trừ phát triển thị trường khí, sản xuất LPG và sản phẩm hóa dầu;
- Danh mục dự án chưa đạt:
    + Tìm kiếm thăm dò: nước sâu xa bờ, khoan (50% ∈ VSP);
    + Khai thác:
        ✓ Dầu: phát triển mỏ, condensate chưa đạt;
        ✓ Khí: khai thác khí tại khu vực Bắc Bộ và Trung Bộ, khí Sư Tử Trắng chưa đạt.

+ Công nghiệp khí: phần lớn thu gom khí ngoài khơi, vận chuyển xử lý trên bờ, và kho chứa LPG chưa đạt;
+ Chế biến dầu khí:
  - ✓ Phần lớn các dự án chế biến dầu khí không đạt, chậm hoặc chưa triển khai;
  - ✓ Xây dựng các kho cảng LNG chậm, lỡ cơ hội nhập khẩu khi giá LNG thấp.

Nguyên nhân

Nguyên nhân khách quan

- Khối lượng tìm kiếm thăm dò và Công nghiệp khí:
  + Tình hình biển Đông diễn biến phức tạp, nên một số dự án có khả năng gia tăng trữ lượng lớn phải tạm dừng triển khai theo kế hoạch thăm dò, khai thác, ảnh hưởng lớn đến mục tiêu thăm dò khai thác;
  + Tiến bộ công nghệ khai thác dầu khí đá phiến đã thay đổi cán cân cung-cầu truyền thống về dầu khí. Biến đổi khí hậu đã trở thành thách thức toàn cầu, vấn đề đảm bảo an toàn môi trường sinh thái ngày càng trở nên cấp thiết đã ảnh hưởng đến chính sách năng lượng các nước và các công ty dầu khí đa quốc gia. Do ảnh hưởng của các yếu tố trên bên cạnh dịch bệnh Covid-19 kéo dài, giá dầu đã suy giảm sâu và duy trì ở mức thấp nên các nhà thầu nước ngoài giảm khoan thăm dò thẩm lượng.
- Sản lượng khai thác:
  + Trong nước: hầu hết bước sang giai đoạn suy giảm sản lượng, nhiều mỏ có động thải khai thác phức tạp, hiện tượng nước xâm nhập khó dự báo. Một số mỏ khí có hàm lượng condensate cao sau một thời gian khai thác đã có hiện tượng lắng đọng condensate dẫn đến giảm sản lượng cả khí và condensate; hiện tượng ngập nước diễn ra cả ở móng và cát kết ở phần lớn các mỏ với độ ngập nước cao; các mỏ/vỉa mới đưa vào phần lớn là mỏ/vỉa có trữ lượng nhỏ, cấu tạo phức tạp;
  + Giá dầu suy giảm sâu, nhu cầu xăng dầu giảm mạnh do ảnh hưởng của đại dịch covid-19, dẫn đến hoạt động đầu tư trong lĩnh vực E&P phải dừng/giãn tiến độ, ảnh hưởng đến sản lượng khai thác dầu khí năm 2020 và những năm tiếp theo, đồng thời ảnh hưởng đến khối lượng công việc của các đơn vị trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí ngay trong năm 2020 và năm 2021.
- Chế biến dầu khí:
  + Lọc dầu: hội nhập sâu rộng, lợi nhuận biên khu vực thấp dài hạn;
  + Hóa dầu: một số dự án chưa triển khai do không có nguyên liệu trong nước giá phù hợp.

- Quản trị thực hiện chiến lược/quy hoạch chưa được thực hiện bài bản:
    + Nhiều giải pháp được nêu trong Nghị quyết 41 của Bộ Chính trị và các quyết định 1748, 1749 và 1623 của Thủ tướng Chính phủ về Chiến lược, quy hoạch phát triển ngành Dầu khí và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chưa được thực hiện có hiệu quả;
    + Nguồn vốn để PVN/PVEP thực hiện công tác tìm kiếm thăm dò gặp khó khăn do Quy chế quản lý tài chính của Công ty Mẹ - PVN chưa được phê duyệt;
    + Chưa có chính sách đặc thù thu hút đầu tư nước ngoài vào những vùng nước sâu, xa bờ, nhạy cảm; Trình tự thủ tục tiếp nhận mỏ hoàn trả/ký hợp đồng mới chưa rõ ràng so với khu vực.
- Phần lớn các phát hiện dầu khí gần đây thuộc loại nhỏ, đặc điểm địa chất, đặc điểm chất lưu biến động phức tạp nên việc dự báo trữ lượng và sản lượng khai thác có sai số nhất định.

<u>Nguyên nhân chủ quan</u>

- Một số mục tiêu trong chiến lược và quy hoạch ngành dầu khí (ví dụ khai thác dầu ở nước ngoài) được xây dựng còn chưa sát với tình hình thực tế và nguồn lực thực hiện, chậm được bổ sung sửa đổi cho phù hợp với thực tiễn, yêu cầu phát triển và nhiệm vụ mới; thiếu những kịch bản ứng phó với những biến động của thị trường và các yếu tố đầu vào trong kỳ chiến lược, quy hoạch;
- Nhận thức về vai trò, vị trí của ngành dầu khí và mục tiêu giữ vững chủ quyền, đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh lương thực quốc gia còn chưa thực sự đầy đủ, có lúc chưa được quan tâm đúng mức dẫn đến chậm giải quyết những vướng mắc về phương hướng phát triển hoặc cơ chế chính sách;
- Các quy định của pháp luật ngành dầu khí vẫn còn một số tồn tại, chưa thật toàn diện, đồng bộ; tính hệ thống, thống nhất đôi chỗ còn chưa cao; một số quy định chưa bảo đảm tính tương thích với pháp luật quốc tế; Thủ tục chuẩn bị và thực hiện đầu tư các dự án dầu khí còn nhiều vướng mắc.
- Tìm kiếm thăm dò, khai thác và công nghiệp khí:
    + Chưa xây dựng được cơ chế giá khí phù hợp cân đối chung cho cả nước, còn phụ thuộc vào giá thành khai thác và vận chuyển khí. Thị trường khí chưa tiến tới thị trường cạnh tranh;
    + Giá khí Bắc Bộ và Trung Bộ/LNG dài hạn không thể cạnh tranh được với giá các nhiên liệu thay thế khác;
    + Giá mua khí Sư Tử Trắng không khuyến khích nhà thầu tăng cường khai thác;
    + Chưa có cơ chế chính sách cụ thể xác định vai trò công nghiệp khí đối với an ninh năng lượng quốc gia do vậy khi gặp khó khăn trong đàm phán các

thỏa thuận thương mại, đặc biệt các hợp đồng mua bán điện (PPA), là đình trệ công tác đầu tư, ảnh hưởng đến tiến độ và hiệu quả đầu tư các dự án điện khí, dự án phát triển khai thác khí và các dự án đường ống thu gom cũng như vận chuyển khí;

+ Chưa chú trọng phát triển thị trường khí cung cấp làm nhiên liệu cho hộ công nghiệp/thương mại/dân dụng hoặc nguyên liệu cho hoá dầu để sử dụng tối ưu nguồn tài nguyên khí thiên nhiên.

- Lĩnh vực Chế biến dầu khí:

+ Các dự án hóa dầu thường có tổng mức đầu tư lớn, nhất là các dự án gắn liền với nhà máy lọc dầu thường có công nghệ phức tạp, trong khi lợi nhuận không cao nên khó thu hút đầu tư nước ngoài. Quá trình triển khai đầu tư các dự án đều bị chậm tiến độ do phải tuân thủ nhiều quy định của Nhà nước, một số văn bản không phù hợp với đặc thù của các dự án có quy mô lớn;

+ Một số dự án chế biến dầu khí quy hoạch đơn lẻ, quy mô nhỏ, khả năng cạnh tranh toàn cầu thấp;

+ Các dự án yếu kém trong lĩnh vực chế biến dầu khí như: nhà máy sản xuất Xơ sợi Đình Vũ, nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học (Dung Quất, Bình Phước) do một số nguyên nhân khách quan (thị trường thế giới diễn biến bất thường) và chủ quan (công tác dự báo, năng lực chủ đầu tư và nhà thầu hạn chế, suất đầu tư không hợp lý, công tác cán bộ yếu kém để xảy ra tiêu cực);

+ Dự án Nâng cấp mở rộng NMLD Dung Quất gặp khó khăn trong việc thu xếp vốn.

Bài học kinh nghiệm

- Triển khai quản trị thực hiện quy hoạch:

+ Thường xuyên cập nhật dự báo (trữ lượng, sản lượng, thị trường), bối cảnh trong và ngoài nước để kịp thời điều chỉnh kế hoạch và giải pháp;

+ Rõ ràng hơn trong tổ chức thực hiện.

- Hoàn chỉnh hệ thống văn bản pháp luật cho giai đoạn đầu tư và vận hành dự án rõ ràng, cụ thể theo thông lệ quốc tế. Thường xuyên so sánh chính sách thu hút đầu tư với các nước trong khu vực và hiệu chỉnh phù hợp để đảm bảo khả năng thu hút vốn đầu tư từ nhiều nguồn;

- Thăm dò gắn liền với phát triển khai thác trên cơ sở hạ tầng sẵn có/lân cận, thị trường tiêu thụ khí;

- Thị trường khí cần tiến tới thị trường cạnh tranh, cân đối chung cả nước, cơ chế giá khí phù hợp, hài hòa lợi ích các bên. Tăng cường sử dụng khí cho các mục

đích khác ngoài phát điện, đặc biệt nguyên liệu cho hoá dầu, để tối ưu hiệu quả sử dụng tài nguyên khí thiên nhiên và giảm phát thải khí nhà kính;

- Hình thành các trung tâm năng lượng tích hợp khí/LNG-điện-lọc-hóa dầu lớn có năng lực cạnh tranh cao trong khu vực.

2.2 Tình hình thực hiện quy hoạch ngành than

2.2.1 Tình hình thực hiện công tác thăm dò

Tình hình thực hiện

Theo QH403, trong giai đoạn đến năm 2020, toàn ngành than được giao 41 đề án thăm dò với khối lượng 1.068,27 nghìn mét khoan (TKV: 27 đề án; TCT Đông Bắc: 10 đề án; Các đơn vị khác: 04 đề án).

Thực hiện quy hoạch:

- 27 đề án đã và đang triển khai, trong đó:
    + Đề án đã thi công xong, báo cáo kết quả đã được Hội đồng đánh giá trữ lượng khoáng sản Quốc gia (Hội đồng ĐGTLKSQG) phê duyệt: 13 đề án;
    + Đề án đã thi công xong, báo cáo kết quả đang trình Hội đồng ĐGTLKSQG phê duyệt: 08 đề án;
    + Đề án đã dừng thi công để nghiên cứu công nghệ thăm dò, khai thác phù hợp: 01 đề án (đề án thăm dò mỏ Nam Thịnh);
    + Đề án đang thi công: 05 đề án.
- 04 đề án thăm dò chưa được cấp phép thăm dò.
- 10 đề án chưa/không thực hiện thăm dò.

Đối với các đề án đã được phê duyệt báo cáo kết quả hoặc đã thi công xong, đang trình Hội đồng ĐGTLKSQG được đánh giá là đạt mục tiêu quy hoạch. Các trường hợp còn lại được đánh giá là không đạt mục tiêu quy hoạch.

Khối lượng khoan thăm dò đã thực hiện là 1.436,56 nghìn mét khoan, tăng 368,29 nghìn mét khoan so với QH403.

Đánh giá tình hình thực hiện

- Số lượng đề án:
    + Số đề án đạt mục tiêu quy hoạch là 21 đề án/41 đề án;
    + Số đề án không đạt mục tiêu quy hoạch là 20 đề án.
- Đối với các mỏ đang khai thác tại bể Đông Bắc và vùng Nội địa: Công tác thăm dò cơ bản đáp ứng được công tác chuẩn bị tài nguyên phục vụ sản xuất của các dự án đang thực hiện. Tuy nhiên đối với các dự án xuống sâu, một số đề án chưa đảm bảo tiến độ phục vụ công tác nghiên cứu, lập dự án theo QH403.

- Đối với các mỏ mới thuộc bể Đông Bắc: Công tác thăm dò chưa thực hiện được theo QH403 đã ảnh hưởng đến công tác chuẩn bị dự án của các mỏ mới trong giai đoạn tầm nhìn của QH403.
- Đối với công tác thăm dò tại bể Sông Hồng: Điều kiện địa chất - mỏ của mỏ Nam Thịnh chưa được nghiên cứu, đánh giá đầy đủ dẫn đến công tác nghiên cứu lập dự án chưa triển khai được theo QH403.

2.2.2 Tình hình thực hiện các dự án đầu tư mỏ than

Tình hình thực hiện

Công tác cấp phép khai thác

Tính đến nay, có tổng số 101 giấy phép khai thác được cấp (chỉ tính riêng cho 2 đơn vị khai thác chính của ngành than là TKV và TCT Đông Bắc), trong đó:

- Cấp cho TKV là 75 giấy phép, trong đó:
    + Số giấy phép đang còn hiệu lực, còn trữ lượng và đang khai thác: 46 giấy phép;
    + Số giấy phép đang làm thủ tục gia hạn, điều chỉnh: 04 giấy phép;
    + Số giấy phép đã khai thác hết trữ lượng, đang lập, trình hồ sơ đóng cửa mỏ: 17 giấy phép;
    + Số giấy phép đã khai thác hết trữ lượng và được phê duyệt đóng cửa mỏ: 08 giấy phép.
- Cấp cho TCT Đông Bắc là 26 giấy phép, trong đó:
    + Số giấy phép đang còn hiệu lực, còn trữ lượng và đang khai thác: 14 giấy phép;
    + Số giấy phép đang làm thủ tục gia hạn, điều chỉnh: 05 giấy phép;
    + Số giấy phép đã khai thác hết trữ lượng, đang lập, trình hồ sơ đóng cửa mỏ: 03 giấy phép;
    + Số giấy phép đã khai thác hết trữ lượng và được phê duyệt đóng cửa mỏ: 04 giấy phép.

Tiến độ thực hiện các dự án

Theo QH 403, trong giai đoạn đến năm 2020 toàn ngành than được giao khoảng **55 dự án** (38 mỏ) đầu tư mỏ than mới và cải tạo mở rộng (TKV: 40 dự án; TCT Đông Bắc: 11 dự án; Các đơn vị khác: 04 dự án). Trong đó: 46/55 dự án đã thực hiện công tác chuẩn bị và đầu tư (35/46 dự án đã ra than), 9/55 dự án chưa thực hiện công tác chuẩn bị đầu tư. Cụ thể:

Tập đoàn Công nghiệp Than-Khoáng sản Việt Nam (TKV)

Bao gồm 40 dự án đầu tư mỏ than mới và cải tạo mở rộng (23 dự án hầm lò, 17 dự án lộ thiên), trong đó: 33/40 dự án đã thực hiện công tác chuẩn bị và đầu tư, 07/40 dự án chưa thực hiện công tác chuẩn bị đầu tư.

Đối với 33 dự án đã thực hiện chuẩn bị đầu tư:

- 23 dự án đã ra than;

- 05 dự án đang thực hiện đầu tư và dự kiến ra than giai đoạn 2021-2025, gồm:

  (1) Dự án cải tạo mở rộng khai thác lộ thiên V4+V8a mỏ than Vàng Danh (công suất 100 ngàn tấn/năm).

  (2) Dự án đầu tư mở rộng khai thác lộ thiên các lộ vỉa mỏ Mạo Khê (công suất: 250 ngàn tấn/năm);

  (3) Dự án khai thác hầm lò dưới mức -150 mỏ Mạo Khê (công suất: 2.000 ngàn tấn/năm);

  (4) Dự án khai thác lộ thiên mỏ Mông Dương (công suất 150 ngàn tấn/năm).

  (5) Dự án mở rộng nâng công suất mỏ than Na Dương (công suất: 1.200 ngàn tấn/năm).

- 05 dự án đã thực hiện công tác chuẩn bị đầu tư nhưng còn vướng mắc chưa triển khai thực hiện đầu tư vì các nguyên nhân sau:

  + Ranh giới dự án bị chồng lấn, nằm trong quy hoạch 03 loại rừng của tỉnh Quảng Ninh theo Quyết định số 3722/QĐ-UBND ngày 19/9/2018;
  + Đang xem xét lại hiệu quả kinh tế, gồm:

  (1) Dự án khai thác hầm lò từ mức +30÷LV khu Tràng Lương - mỏ Hồng Thái (công suất 150 ngàn tấn/năm);

  (2) Dự án khai thác hầm lò khu Tân Yên - mỏ Đông Tràng Bạch (công suất 450 ngàn tấn/năm);

  (3) Dự án khai thác hầm lò phía Bắc khu Tân Yên (công suất 300 ngàn tấn/năm);

  (4) Dự án khai thác hầm lò phần mở rộng mỏ Hà Ráng (công suất 900 ngàn tấn/năm);

  (5) Dự án khai thác khu Trung tâm mỏ Bình Minh (khu Đồi Chè) (công suất 700 ngàn tấn/năm).

- Đối với 07 dự án đang nghiên cứu để tiến hành công tác chuẩn bị đầu tư

  (1) Dự án khai thác than hầm lò các trụ bảo vệ mỏ Mạo Khê (công suất 500 ngàn tấn/năm);

  (2) Dự án khai thác tận thu lộ vỉa khu Tràng Khê và Hồng Thái (công suất 50 ngàn tấn/năm);

  (3) Dự án khai thác lộ thiên mỏ Đồng Vông (công suất 50 ngàn tấn/năm);

  (4) Dự án khai thác hầm lò tầng lò giếng dưới mức +131 mỏ Đồng Vông (công suất 600 ngàn tấn/năm);

  (5) Dự án mở rộng và khai thác lộ thiên tối đa mỏ than Núi Béo (công suất 1.000 ngàn tấn/năm);

(6) Dự án khai thác lộ thiên trụ bảo vệ mặt bằng +48 khu Bắc Bàng Danh (công suất 500 ngàn tấn/năm);

(7) Đầu tư khai thác hầm lò các trụ bảo vệ và huy động bổ sung các vỉa từ mức +38 ÷ Lộ vỉa - mỏ Khe Tam (công suất 100 ngàn tấn/năm);

Tổng công ty Đông Bắc-Bộ Quốc phòng

Bao gồm 11 dự án đầu tư mỏ than mới và cải tạo mở rộng đều thuộc bể than Đông Bắc (05 dự án hầm lò, 06 dự án lộ thiên), trong đó: 09/11 dự án đã thực hiện công tác chuẩn bị và đầu tư, 02/11 dự án chưa thực hiện công tác chuẩn bị đầu tư.

- Đối với 09 dự án đã thực hiện chuẩn bị đầu tư:
  + 08 dự án đã ra than;
  + 01 dự án đang thực hiện chuẩn bị đầu tư và dự kiến ra than giai đoạn 2021-2025 là Dự án khai thác hầm lò mỏ Nam Tràng Bạch (công suất: 1.000 ngàn tấn/năm);
- Đối với 02 dự án đang nghiên cứu để tiến hành công tác chuẩn bị đầu tư nhưng còn vướng mắc do không có tiềm năng tài nguyên:
  (1) Dự án khai thác hầm lò dưới mức -50 mỏ Tây Bắc Khe Chàm (công suất:100 ngàn tấn/năm);
  (2) Dự án khai thác hầm lò mỏ Đông Quảng Lợi - Mông Dương (công suất:500 ngàn tấn/năm).

Các đơn vị khác

Theo QH403, các mỏ khác, than bùn và địa phương với tổng trữ lượng địa chất huy động chiếm dưới 4% tổng trữ lượng địa chất huy động toàn ngành, được giao cho một số đơn vị ngoài TKV và TCT Đông Bắc như: Công ty CP Gang thép Thái Nguyên, Công ty CP Khoáng sản Kim Bôi, Công ty cổ phần Than Khe Bố, Công ty cổ phần khoáng sản Bắc Giang…các dự án hiện đang khai thác như:

(1) Dự án khai thác than mỡ Hầm lò Nam Làng Cẩm;

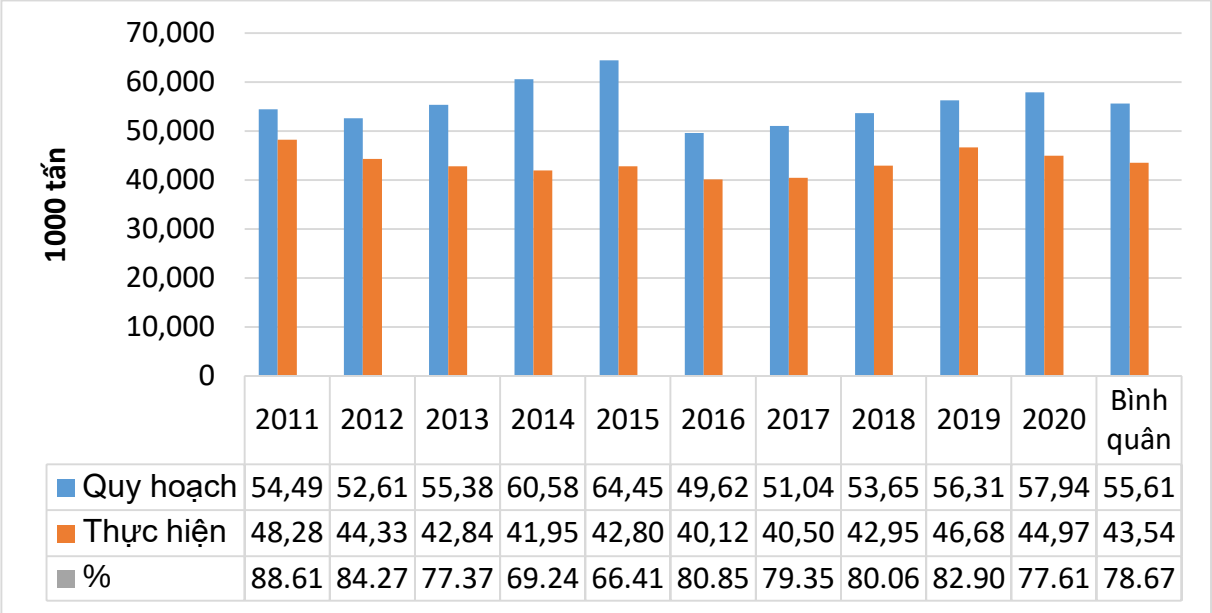
(2) Dự án khai thác than mỡ Hầm lò khu Bắc Làng Cẩm (khu Âm Hồn);

(3) Dự án khai thác hầm lò cánh chìm mỏ than Phấn Mễ;

(4) Dự án khai thác lò giếng mỏ than Cổ Kênh.

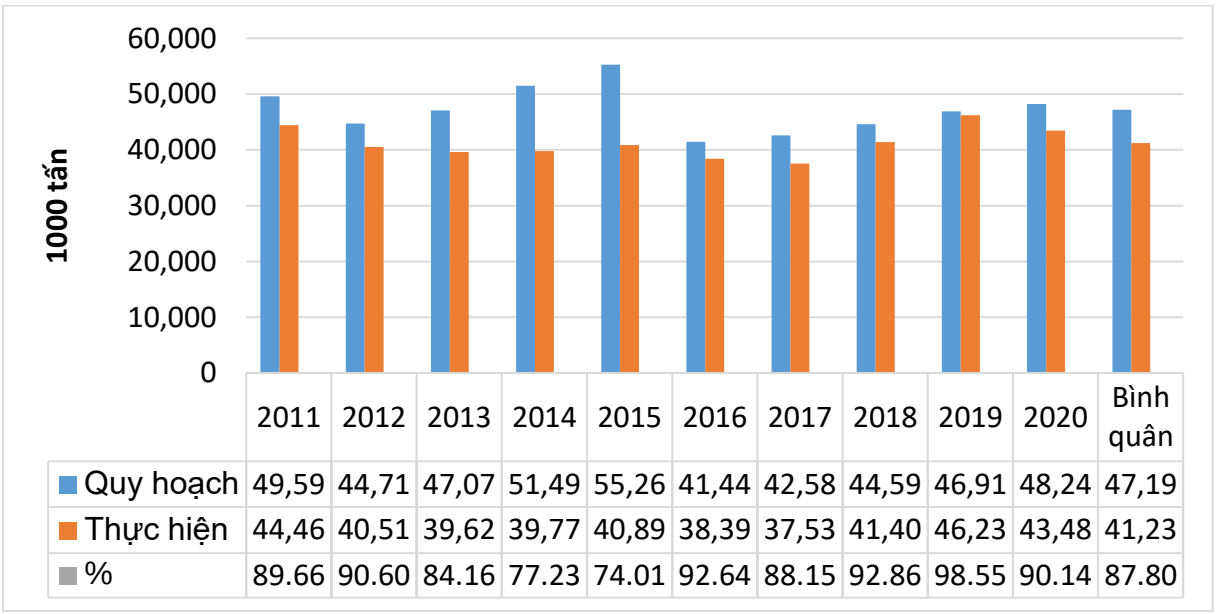
(5) Dự án khai thác mỏ than Bố Hạ

Qua bảng trên cho thấy sản lượng than nguyên khai và than thương phẩm bình quân toàn ngành thực hiện trong giai đoạn 2010-2020 đạt 79,67% và 87,80% so với Quy hoạch đặt ra. Tuy nhiên, việc cung ứng than cho các hộ tiêu thụ trong nước về cơ bản là đáp ứng, đặc biệt các nhà máy nhiệt điện than.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Bình quân
Quy hoạch	54,49	52,61	55,38	60,58	64,45	49,62	51,04	53,65	56,31	57,94	55,61
Thực hiện	48,28	44,33	42,84	41,95	42,80	40,12	40,50	42,95	46,68	44,97	43,54
%	88.61	84.27	77.37	69.24	66.41	80.85	79.35	80.06	82.90	77.61	78.67

Hình 2-1 Sản lượng than nguyên khai



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Bình quân
Quy hoạch	49,59	44,71	47,07	51,49	55,26	41,44	42,58	44,59	46,91	48,24	47,19
Thực hiện	44,46	40,51	39,62	39,77	40,89	38,39	37,53	41,40	46,23	43,48	41,23
%	89.66	90.60	84.16	77.23	74.01	92.64	88.15	92.86	98.55	90.14	87.80

Hình 2-2 Sản lượng than thương phẩm

Đánh giá tình hình thực hiện

Đến nay, vẫn còn một số dự án chưa thực hiện được theo quy hoạch dẫn tới sản lượng than nguyên khai đạt thấp hơn so với QH403.

2.2.3 Tình hình thực hiện các dự án sàng tuyển, chế biến than

Tình hình thực hiện

Theo QH403, trong giai đoạn đến năm 2020 ngành than được giao thực hiện 05 dự án trên địa bàn tỉnh Quảng Ninh. Tình hình thực hiện cụ thể như sau:

Bảng 2-5 Tình hình thực hiện các dự án Nhà máy sàng tuyển than

TT	Tên dự án	Theo QH403			Tình hình thực hiện
		Công suất (1.000 tấn/năm)	Hình thức đầu tư	Đơn vị quản lý	
1	Nhà máy sàng - tuyển than Vàng Danh 2				
-	Dự án đầu tư xây dựng công trình nhà máy sàng - tuyển than Vàng Danh 2	2.000	Xây dựng mới	TKV	Đã đầu tư và đưa vào vận hành sàn xuất (năm 2017) (2017)
2	Nhà máy sàng - tuyển than Khe Thần				
-	Dự án đầu tư xây dựng công trình nhà máy sàng - tuyển than Khe Thần	2.500	Xây dựng mới	TKV	Tạm dừng, hiện đang thực hiện Quy hoạch vị trí mới
3	Nhà máy sàng - tuyển than Hòn Gai				
-	Dự án nhà máy sàng - tuyển than Hòn Gai (Xây dựng mới modul 1 công suất 2,5 triệu tấn/năm và di chuyển NMT Nam Cầu Trắng về lắp đặt thành modul 2 công suất 2,5 triệu tấn/năm)	5.000	Xây dựng mới; Cải tạo mở rộng	TKV	Đã đầu tư và đưa vào vận hành sàn xuất modul 1 công suất 2,5 triệu tấn/năm (2019)
4	Nhà máy sàng - tuyển than Khe Chàm				
-	Dự án đầu tư xây dựng công trình nhà máy sàng - tuyển than Khe Chàm	7.000	Xây dựng mới	TKV	Đã đầu tư và đưa vào vận hành sàn xuất (năm 2020)
5	Nhà máy sàng - tuyển than Lép Mỹ				
-	Dự án đầu tư xây dựng công trình nhà máy sàng - tuyển than Lép Mỹ	4.000	Xây dựng mới	TKV	Đã đầu tư và đưa vào vận hành sản xuất (năm 2016)

Đánh giá tình hình thực hiện

Đến thời điểm hiện nay, TKV đã thực hiện công tác chuẩn bị và đầu tư 05/05 dự án; tuy nhiên thời gian đi vào hoạt động của dự án chưa đạt theo tiến độ quy hoạch (01 dự án đi vào hoạt động chậm - dự án nhà máy sàng tuyển than Khe Thần). Như vậy, đánh giá tình hình thực hiện các dự án sàng tuyển, chế biến than đạt 85% nhiệm vụ Quy hoạch.

Ngoài ra TKV và các đơn vị sản xuất than khác còn đầu tư cải tạo các cơ sở sản xuất sàng tuyển tại mỏ. Từng bước tiến tới sàng tuyển tập trung tối đa, nâng cao chất lượng sản phẩm, giảm thiểu thất thoát tài nguyên và ô nhiễm môi trường, dịch chuyển cơ cấu từ nâu sang xanh, nâng tỷ trọng than nguyên khai vào chế biến sâu chiếm 50% và 70% các năm tiếp theo.

2.2.4 Tình hình thực hiện các dự án vận tải ngoài

Hệ thống vận tải ngoài đã được đầu tư theo đúng định hướng của Quy hoạch đáp ứng yêu cầu sản xuất than.

Công tác vận tải than bằng ô tô của các đơn vị dọc các tuyến Quốc Lộ và các khu dân cư cơ bản được chấm dứt. Vận tải than từ các kho than tập trung đến các hộ tiêu thụ và các cảng xuất than đã được chuyển đổi thành phương thức vận tải đường sắt hoặc băng tải.

Một số dự án băng tải được điều chỉnh lùi tiến độ đầu tư, nguyên nhân do tác động của công tác đền bù giải phóng mặt bằng; cần phải xác định lại quy mô công suất, công nghệ và giai đoạn đầu tư cho phù hợp với thực tế phát triển... Nhưng không làm ảnh hưởng đến quá trình vận tải và tiêu thụ than của các mỏ.

Vùng Quảng Ninh

Hệ thống vận tải ngoài bao gồm các tuyến băng tải, hệ thống đường sắt, đường ô tô. Theo đó, vận tải than từ các mỏ đến các cơ sở sàng chế biến, các cảng và các điểm tiêu thụ trong nội vùng bằng băng tải kết hợp với các tuyến đường sắt chuyên dùng do ngành than quản lý; hệ thống vận tải ô tô chỉ phục vụ giao thông liên lạc, vận chuyển đất đá thải đến các bãi thải trong mỏ. Tình hình thực hiện các dự án hệ thống vận ngoài theo QH403 như sau:

Hệ thống Băng tải

Theo QH403, trong giai đoạn đến 2020 sử dụng lại 4 tuyến băng đã xây dựng, xây dựng mới 10 tuyến băng tải với tổng chiều dài 42,5 km tại 3 vùng Uông Bí, Hòn Gai, Cẩm Phả.

Nhìn chung các dự án băng tải than đang được thực hiện phù hợp với quy hoạch, đáp ứng tình hình sản xuất của các khu vực, cụ thể đã đầu tư xây dựng mới 6 tuyến băng tải với tổng chiều dài 26,2 km, đang triển khai 4 truyến băng còn lại với tổng chiều dài 16,3 km`.

Hệ thống đường sắt:

Theo QH403, trong giai đoạn đến 2020 sẽ đầu tư cải tạo một số tuyến đường sắt chuyên dùng vận tải than hiện có tại vùng Uông Bí và Cẩm Phả để vận tải than từ các mỏ đến

các cảng xuất than, đồng thời sử dụng hệ thống đường sắt Quốc Gia hiện có để cấp than cho các nhà máy nhiệp điện và tiêu thụ sâu trong nội địa.

Nhìn chung các dự án đường sắt đã được đầu tư theo đúng quy hoạch đề ra đáp ứng tốt yêu cầu vận tải đường sắt của các đơn vị.

Hệ thống đường ô tô:

Theo QH403, sẽ đầu tư cải tạo nâng cấp một số tuyến đường chuyên dụng phục vụ công tác vận tải ngoài các mỏ ở 3 vùng Uông Bí, Hòn Gai, Cẩm Phả với tổng chiều dài khoảng 141,50 km.

Hiện nay, hệ thống đường ô tô cơ bản được đầu tư xây dựng phù hợp với sản xuất của các mỏ. Tuy nhiên do quá trình sử dụng, chất lượng nền mặt đường nhiều đoạn tuyến đã xuống cấp cần đầu tư cải tạo lại.

Vùng than Nội Địa

Các mỏ than nội địa gồm các mỏ than khu vực Khánh Hòa, Núi Hồng, Na Dương… Theo quy hoạch, công tác vận tải than thành phẩm được vận tải tiêu thụ thông qua các tuyến đường sắt Quốc Gia và băng tải hiện có, không đầu tư mới.

2.2.5 Tình hình thực hiện các dự án cảng xuất, nhập khẩu than

Nhìn chung các dự án cảng phục vụ ngành than đang được thực hiện phù hợp với quy hoạch phát triển của ngành than cũng như định hướng phát triển của địa phương, đáp ứng nhu cầu tiêu thụ cho các vùng.

Về tiến độ: 1 dự án chưa thực hiện theo tiến độ của quy hoạch là cảng Hóa Chất -Mông Dương do cần phải xác định lại quy mô công suất, công nghệ và giai đoạn đầu tư để phù hợp với thực tế phát triển nhưng không làm ảnh hưởng đến sản xuất.

Về chức năng nhiệm vụ, công suất các cảng: Các dự án cảng hiện nay mới đáp ứng công tác xuất than tại các khu vực; đối với chức năng nhập và pha trộn than cảng chưa được đầu tư xây dựng đồng bộ.

Vùng Quảng Ninh

- Giải pháp quy hoạch theo QH403:
    + Theo quy hoạch, vùng than Quảng Ninh sẽ sử dụng lại 2 cảng đã được xây dựng hoàn chỉnh là cảng Bến Cân và cảng chính Cẩm Phả; Đầu tư nâng cấp 7 cảng với tổng công suất 29 triệu tấn/năm gồm: Cảng Hồng Thái Tây, cảng Điền Công, cảng Làng Khánh, cảng Km6 của TKV, cảng Km6 của TCT Đông Bắc, cảng Khe Dây, cảng Hóa Chất – Mông Dương.
    + Sử dụng lại cảng chuyển tải tại Hòn Nét để phục vụ chuyển tải than.
    + Đầu tư mới cảng tổng hợp Cẩm Phả (Cảng hàng hóa) với công suất 13 triệu tấn/năm.

- Nhìn chung các dự án cảng đang được thực hiện phù hợp với quy hoạch. Đến nay đã thực hiện 6/7 dự án cảng xuất than, 01 dự án cảng đang thực hiện đầu tư là cảng Hóa Chất – Mông Dương. Cụ thể:
    + Vùng than Uông Bí: Đã hoàn thành 2 Dự án cảng xuất than gồm: Cảng Hồng Thái Tây công suất 3 tr.tấn/năm và cảng Điền Công giai đoạn I đến năm 2020 công suất 7 tr.tấn/năm.
    + Vùng Hòn Gai: Đã hoàn thành đầu tư cảng Làng Khánh công suất 5 tr.tấn/năm.
    + Vùng than Cẩm Phả: Đã hoàn thành đầu tư 3 cảng xuất than gồm: Cảng Km6 của TKV công suất 5 tr.tấn/năm; cảng Km6 của TCT Đông Bắc công suất 3 tr.tấn/năm; cảng Khe Dây công suất 3 tr.tấn/năm. Đang thực hiện đầu tư cảng Hóa Chất – Mông Dương.

Vùng Nội Địa

Theo đặc điểm tự nhiên khu vực, vùng than nội địa không có cảng xuất than. Than của các mỏ vùng Nội Địa chủ yếu tiêu thụ tại chỗ, một phần tiêu thụ nội địa thông qua các tuyến đường sắt Quốc Gia hiện có.

2.2.6 Tình hình thực hiện công tác môi trường

Với việc chủ động triển khai thực hiện các giải pháp bảo vệ môi trường theo quy hoạch đã được phê duyệt, ảnh hưởng của quá trình sản xuất than đến môi trường và dân cư tiếp tục được giảm thiểu, môi trường các khu vực sản xuất than có sự chuyển biến mạnh mẽ, khả năng thích ứng với biến đổi khí hậu được tăng cường, góp phần cải thiện môi trường cảnh quan chung và đóng góp tích cực cho sự phát triển của các địa phương có hoạt động khai thác than.

Bên cạnh những kết quả đã được trình bày ở trên, công tác bảo vệ môi trường trong quá trình sản xuất than còn một số tồn tại cần phải được tiếp tục khắc phục, đó là:

- Một số khu vực bãi thải nhìn được từ quốc lộ, tỉnh lộ đang còn đổ thải nên chưa trồng cây phủ xanh được, còn gây bụi, ảnh hưởng đến môi trường cảnh quan chung (Đông Cao Sơn, Đông Khe Sim, Bàng Nâu).
- Khí hậu biến đổi ngày càng theo hướng cực đoan cùng với khai thác than ngày càng mở rộng dẫn đến lượng nước thải mỏ ở một số khu vực có nguy cơ vượt công suất trạm xử lý. Nước mưa chảy tràn khai trường, bãi thải lớn cuốn theo đất cát bồi lấp sông suối thoát nước.
- Công tác chống bụi trong quá trình vận chuyển, chế biến, tiêu thụ than; vận chuyển, đổ thải đất đá có lúc, có nơi chưa triệt để, còn ảnh hưởng đến môi trường, dân cư. Khu vực đổ thải bằng băng tải tại bãi thải Bàng Nâu phát sinh bụi lớn do chiều cao đổ thải lớn.
- Công tác vệ sinh công nghiệp, cải thiện cảnh quan môi trường mặt bằng sản xuất ở nhiều đơn vị chưa được quan tâm đầu tư đúng mức, mặt bằng sản xuất còn bụi bẩn, lầy lội.

- Nhu cầu sử dụng nước cho sản xuất và sinh hoạt của ngành than là rất lớn trong khi tài nguyên nước mặt cùng như nước ngầm đang ngày một cạn kệt và bị ô nhiễm. Tuy nhiên, hiện nay các mỏ thuộc ngành than mới chỉ sử dụng một phần rất nhỏ lượng nước sau xử lý phục vụ tái sản xuất và cũng chỉ dừng lại ở mức cấp nước cho các hoạt động sản xuất của mỏ như tưới bụi, tuyển than, tắm giặt. Toàn bộ lượng nước sinh hoạt dùng cho ăn uống hiện còn phụ thuộc hoàn toàn vào nguồn nước máy Diễn Vọng.
- Nhu cầu sử dụng vật liệu xây dựng thông thường (cát, đá, sỏi, gạch...) để xây dựng cơ sở hạ tầng dân sinh và hạ tầng mỏ trong bối cảnh phát triển kinh tế xã hội hiện nay là rất lớn. Tuy nhiên, ngành Than chưa tận dụng được thế mạnh của việc tái chế nguồn đất đá thải thành vật liệu xây dựng thông thường để phục vụ chính cho nhu cầu xây dựng cơ sở hạ tầng mỏ hoặc kinh doanh chính sản phẩm này ra thị trường, vừa là cân đối được cung-cầu cho thị trường, vừa tránh lãng phí tài nguyên đang bị cho là thải bỏ lại làm thất thu nguồn doanh thu từ mặt hàng này.
- Nguồn tro bay, tro đáy từ các nhà máy nhiệt điện than của ngành than hiện nay vẫn chưa được tái sử dụng một cách triệt để, gây lãng phí và gây ô nhiễm môi trường thứ phát.
- Một khối lượng lớn đá thải kẹp than hiện đang bị đổ thải cùng với đất đá thải mỏ, trong khi hoàn toàn có thể tái sử dụng bằng cách nghiền hoặc tách lớp than kẹp ra để làm nguồn than nhiệt thấp. Rất nhiều bãi thải có nguồn than nhiệt thấp này đã và đang được trồng cây cải tạo phục hồi, gây lãng phí tài nguyên và thất thoát doanh thu cho ngành than.

Thu gom, xử lý các loại chất thải

Xây mới và mở rộng nâng công suất 09 trạm xử nước thải mỏ than, nâng tổng số trạm xử lý nước thải đã xây dựng lên 54 trạm (tính đến hết năm 2019) với tổng công suất 40.055 m3/h tương ứng 150 triệu m3/năm đảm bảo các mỏ có trạm xử lý nước thải đạt quy chuẩn môi trường; các nhà máy tuyển than đầu tư hệ thống lọc ép bùn công suất lớn, sử dụng nước tuần hoàn không thải ra môi trường.

Xây dựng và duy trì hoạt động Nhà máy xử lý chất thải nguy hại công nghiệp của TKV tại Quảng Ninh, hàng năm xử lý trên 3.600 tấn chất thải nguy hại của các đơn vị thành viên, trong đó trên 50% sản phẩm sau xử lý được tái sử dụng cho sản xuất.

Đá xít thải phát sinh từ sàng tuyển than được đổ thải vào các bãi thải theo quy hoạch. Chất thải rắn công nghiệp thông thường, chất thải rắn sinh hoạt phát sinh trong sản xuất được thu gom, xử lý theo đúng quy định.

Cải tạo phục hồi môi trường

Giai đoạn 2016 - 2020 trồng cây cải tạo phục hồi môi trường được 720 ha, nâng tổng diện tích đã trồng cây cải tạo phục hồi môi trường từ trước đến nay lên trên 1.200 ha. Một số khu vực hoàn thành cải tạo phục hồi môi trường điển hình như các bãi thải: Nam Đèo Nai, Nam Lộ Phong, Chính bắc Núi Béo, một phần bãi thải Đông Cao Sơn và bãi thải Nam Khe Tam - Đông Khe Sim...

Thực hiện phương án trồng cây với mật độ cao để phủ xanh nhanh các bãi thải mỏ, rút ngắn thời gian phủ xanh từ 5 - 6 năm trước đây xuống còn 2 - 3 năm hiện nay, góp phần hạn chế rửa trôi đất đá, giảm phát thải bụi, cải thiện nhanh môi trường cảnh quan chung, đặc biệt là trên địa bàn thành phố Hạ Long.

Công tác chống bụi

Trong giai đoạn 2016-2020 đã đầu tư thêm 05 tuyến băng tải vận chuyển than (Khe Chàm - G9 - Nhiệt điện Mông Dương, Lép Mỹ - KM6, Khe Ngát - Điền Công...), nâng tổng số tuyến băng tải vận chuyển than ngoài mỏ hiện có lên 12 tuyến với tổng chiều dài 41,2 km, hiện việc vận chuyển than ra cảng và đến các nhà máy điện tại Quảng Ninh, Thái Nguyên, Lạng Sơn cơ bản thực hiện bằng băng tải, đường sắt khắc phục tình trạng bụi bẩn, góp phần cải thiện cảnh quan môi trường các đô thị.

Đã lắp đặt 35 máy phun sương dập bụi cao áp và đang tiếp tục đầu tư 30 chiếc trong năm 2020. Đầu tư xe tưới đường mỏ chuyên dùng dung tích 50 m3 nâng cao năng lực và hiệu quả dập bụi trên các tuyến đường mỏ.

Các giải pháp chống bụi khác trong sản xuất được tăng cường thực hiện: Làm bao che chống bụi cứng trên toa xe, xây dựng trạm rửa xe ô tô và toa xe, làm lưới chắn bụi kho than, phủ bạt xe chở than và kho đống, đầu tư bổ sung năng lực xe tưới nước dập bụi, hệ thống cấp nước chống bụi trên các bãi thải...

Công tác cải tao cảnh quan môi trường

Công tác cải tạo cảnh quan môi trường được quan tâm thực hiện: Đã thực hiện cải tạo môi trường cảnh quan 4 kho cảng tập trung (KM6, Làng Khánh, Bến Cân, Điền Công) và 6 mặt bằng sản xuất các mỏ, đang đẩy mạnh thực hiện đối với các mặt bằng sản xuất khác, các mỏ mới được xây dựng theo tiêu chí xanh - sạch - đẹp (Núi Béo, Hà Lầm, Thành Công, Giáp Khẩu...); các tuyến đường vận chuyển than chuyên dụng được cải tạo đảm bảo thoát nước, trồng cây hai bên ngăn bụi, ồn và cải thiện môi trường cảnh quan.

Công tác kiểm soát ô nhiễm môi trường

- Phối hợp với tỉnh Quảng Ninh đầu tư, lắp đặt và duy trì quản lý vận hành 05 trạm quan trắc tự động môi trường xung quanh tại các địa phương có hoạt động sản xuất than (04 trạm không khí và 01 trạm nước biển ven bờ).
- Lắp đặt 39 hệ thống quan trắc môi trường tự động nước thải mỏ than theo đúng quy định của pháp luật bảo vệ môi trường.
- Tiếp tục thực hiện quan trắc môi trường tập trung đối với các khu vực dân cư có nguy cơ bị ảnh hưởng ngoài ranh giới quản lý để kiểm soát và phát hiện các nguy cơ ô nhiễm, kịp thời chỉ đạo thực hiện các giải pháp ngăn ngừa.
- Thực hiện quan trắc môi trường định kỳ tại đơn vị thành viên theo đúng báo cáo đánh giá tác động môi trường đã được phê duyệt.

Công tác ứng phó biến đổi khí hậu

- Thực hiện lập Kế hoạch ứng phó biến đổi khí hậu hàng năm trình Bộ Công Thương thông qua.
- Trong giai đoạn 2016 - 2020 xây dựng bổ sung 05 đập và 1.200 m đê chắn đất đá chân bãi thải, hiện nay các bãi thải mỏ than đã cơ bản có đủ đê đập (25 đập chắn và 7.100 m đê) theo quy hoạch, ngăn ngừa đất đá trôi lấp, đảm bảo an toàn cho sản xuất và dân cư.
- Xây dựng 18 hồ lắng đầu nguồn suối thoát nước, nạo vét thường xuyên hệ thống sông suối thoát nước giảm thiểu đất đá bồi lấp, ngăn ngừa ngập lụt.
- Thực hiện di dời 398 hộ dân tại 09 khu vực có nguy cơ sạt lở, ngập lụt nguy hiểm do ảnh hưởng từ các khu vực khai thác của TKV theo Đề án di dân tổng thể của tỉnh Quảng Ninh đảm bảo an toàn dân cư trong mùa mưa bão.

Di dời các công trình sản xuất

Trong giai đoạn 2016 - 2020 TKV tiếp tục chấm dứt hoạt động 03 cảng than (Cẩm Thịnh, Hà Ráng, Nam Cầu Trắng) và Nhà máy sàng tuyển than Nam Cầu Trắng với diện tích 40,5 ha, tháo dỡ 02 tuyến đường sắt (Khe Sim - Ga Cầu 4, Hà Tu - Nam Cầu Trắng) dài 16,3 km tạo điều kiện phát triển các thành phố Hạ Long, Cẩm Phả.

Đổi mới công nghệ góp phần bảo vệ môi trường

- Việc đầu tư đổi mới công nghệ khai thác than theo hướng cơ giới hoá, thủy lực hóa trong khai thác hầm lò (cột chống thuỷ lực, dàn chống thuỷ lực, máy khấu...), đầu tư đồng bộ thiết bị công suất lớn trong khai thác lộ thiên (máy xúc dung tích gầu xúc 12 m3, ô tô tải trọng trên 100 tấn...) đã giảm suất tiêu hao gỗ chống lò từ 45 - 50 m3/1000 tấn xuống 7,5 m^3/1000 tấn than, giảm tổn thất than, giảm phát sinh khí thải.
- Tại các nhà máy sàng tuyển tập trung đầu tư thiết bị lọc ép bùn công suất lớn tăng tỷ lệ thu hồi than, sử dụng nước tuần hoàn, giảm xả thải ra môi trường.
- Đầu tư hệ thống băng tải vận chuyển than ra cảng và đến nhà máy điện thay thế ô tô hạn chế phát sinh bụi, ồn, khí thải.
- Đầu tư hệ thống khởi động mềm các thiết bị điện để tiết kiệm điện.
- Tận thu các loại than chất lượng xấu ngoài tiêu chuẩn, đầu tư các trạm tuyển nâng cấp chất lượng để tận thu tài nguyên.

Tổng chi phí trực tiếp cho công tác bảo vệ môi trường của TKV trong giai đoạn 2015 - 2019 là 4.840 tỷ đồng, xấp xỉ 1.000 tỷ đồng/năm (chưa tính thuế, phí môi trường, di dời công trình sản xuất, đầu tư hạ tầng góp phần bảo vệ môi trường), chiếm 2,0 - 3,0% chi phí sản xuất hàng năm.

2.2.7 Đánh giá chung, nguyên nhân và các bài học kinh nghiệm

Đánh giá chung

Ngành than đã đầu tư phát triển sản xuất, chế biến, kinh doanh than theo đúng quan điểm phát triển của QH 403. Với việc bám sát quan điểm phát triển nêu tại QH 403 mục tiêu phát triển tổng quát và các mục tiêu cụ thể của ngành than đề ra tại QH 403 về cơ bản đều đã đạt được:

Thời gian vừa qua ngành than đã thực hiện tốt mục tiêu đảm bảo đáp ứng đủ than cho nhu cầu sử dụng trong nước, đặc biệt là than cho sản xuất điện, góp phần đảm bảo năng lượng quốc gia.

Ngành than đã và đang đẩy mạnh nghiên cứu, đầu tư áp dụng các công nghệ tiên tiến, tăng cường áp dụng cơ giới hóa, tin học hóa, tự động hóa vào sản xuất, chế biến, kinh doanh than để hướng tới mục tiêu chung theo QH403. Cơ giới hóa, tin học hóa, tự động hóa phù hợp với xu hướng Cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 đã được lãnh đạo ngành than quan tâm coi trọng và là nhiệm vụ trọng tâm nhằm nâng cao năng suất lao động, an toàn, giảm giá thành, cải thiện điều kiện làm việc cho người lao động, bảo vệ môi trường, đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh chung của ngành than.

Ngành than đã và đang đầu tư mạnh mẽ về cơ giới hóa khai thác than và đào lò, đồng thời đang từng bước tự động hóa một số khâu như: vận tải, bơm thoát nước, kiểm soát thông gió, khí mỏ, trạm điện, các công đoạn sản xuất trong nhà máy sàng, tuyển than ... tiến tới kết nối hệ thống giám sát, điều khiển tập trung và xây dựng các mỏ than tiên tiến, hiện đại, ít người.

Công tác thăm dò, khai thác khoáng sản được đưa vào quản lý và cấp phép theo đúng quy định của Luật Khoáng sản. Công tác điều tra, thăm dò, đánh giá trữ lượng mỏ khoáng sản được thực hiện một cách quy củ và chặt chẽ làm cơ sở cho việc thẩm định, phê duyệt theo quy định của Luật Khoáng sản. Từ đó, các đơn vị tiến hành triển khai các bước tiếp theo như lập dự án đầu tư, thiết kế khai thác, báo cáo đánh giá tác động môi trường, dự án cải tạo và ký Quỹ phục hồi môi trường để xin giấy phép khai thác được thuận lợi và đúng quy trình. Các doanh nghiệp cũng đã đầu tư đổi mới công nghệ, thiết bị khai thác và chế biến khoáng sản tạo hiệu quả trong kinh doanh và giảm ô nhiễm môi trường, tiết kiệm tài nguyên.

Công tác quản lý khai thác và bảo vệ tài nguyên khoáng sản bám sát theo quy hoạch được duyệt, đạt được những kết quả khả quan và đóng góp đáng kể vào sự nghiệp phát triển KT-XH của đất nước, tham gia chuyển đổi cơ cấu kinh tế, tăng tỷ trọng công nghiệp. Ngành than đã góp phần giải quyết công ăn việc làm cho người lao động, nhất là lao động địa phương.

Vấn đề môi trường trong và sau thăm dò, khai thác cũng được các cấp, các ngành thường xuyên thanh, kiểm tra do đó hạn chế được mức độ ô nhiễm và giảm khiếu kiện trong dân cư.

Bảng 2-6 Tình hình thực hiện so với Quy hoạch 403

TT	Quy hoạch 403	Thực hiện
1	**Về thăm dò than**	
-	- Bể than Đông Bắc:	Đến hết năm 2020:

TT	Quy hoạch 403	Thực hiện
	+ Đến hết năm 2020, hoàn thành công tác thăm dò đến mức -300 m và một số khu vực dưới mức -300 m đảm bảo đủ trữ lượng và tài nguyên tin cậy huy động vào khai thác trong giai đoạn đến năm 2025. Phấn đấu đến năm 2020 nâng cấp khoảng 1,0 tỷ tấn tài nguyên từ cấp 333, 334a và 334b lên cấp trữ lượng và tài nguyên tin cậy (cấp 222 và 332). + Phấn đấu đến hết năm 2025 hoàn thành cơ bản công tác thăm dò đến đáy tầng than đảm bảo đủ trữ lượng và tài nguyên tin cậy để huy động vào thiết kế khai thác trong giai đoạn 2021 - 2030 và giai đoạn sau 2030. Phấn đấu đến năm 2030 nâng cấp phần tài nguyên còn lại từ cấp 333, 334a và 334b lên cấp 222 và 332.	- Công tác thăm dò dưới mức -300m đến đáy tầng than của các mỏ đang hoạt độngcơ bản hoàn thành, đủ trữ lượng và tài nguyên tin cậy huy động vào khai thác trong giai đoạn đến năm 2025. Các mỏ chưa thực hiện thăm dò là các mỏ có tiềm năng, triển vọng tài nguyên thấp: Bảo Đài, Đông Triều, Chí Linh, Cuốc Bê; - Đã nâng cấp được khoảng 0,4 tỷ tấn tài nguyên từ cấp 333, 334a và 334b lên cấp trữ lượng và tài nguyên tin cậy.
-	- Bể than sông Hồng: + Trước năm 2020 hoàn thành công tác thăm dò than khu Nam Thịnh và một phần mỏ Nam Phú II, huyện Tiền Hải, tỉnh Thái Bình để phục vụ lập và thực hiện dự án thử nghiệm. + Trên cơ sở kết quả điều tra, đánh giá tổng thể tài nguyên than phần đất liền bể than sông Hồng và kết quả thực hiện các dự án thử nghiệm, tiến hành thăm dò mở rộng làm cơ sở để phát triển các mỏ than ở quy mô công nghiệp với công nghệ hợp lý.	- Công tác thăm dò mỏ Nam Thịnh đã phải dừng lại vào năm 2017 do điều kiện địa chất - mỏ phức tạp, cần phải nghiên cứu thêm. Công tác thăm dò tại mỏ Nam Phú II chưa thực hiện được. - Kết quả điều tra, đánh giá tổng thể bể than sông Hồng hoàn thành năm 2021. Tuy nhiên, các đề án thăm dò chưa hoàn thành nên việc thăm dò mở rộng để phát triển các mỏ ở quy mô công nghiệp chưa thực hiện được.
2	**Về khai thác than**	
	Sản lượng than thương phẩm sản xuất toàn ngành: 41-44 triệu tấn vào năm 2016 47-50 triệu tấn vào năm 2020	Sản lượng than thương phẩm sản xuất toàn ngành: Năm 2016: 41,4 triệu tấn Năm 2020: 48,2 triệu tấn
3	**Về sàng tuyển, chế biến than**	

TT	Quy hoạch 403	Thực hiện
	Trước năm 2020 hoàn thành việc bố trí các cơ sở sàng tuyển vùng Quảng Ninh để tối ưu hóa công tác vận tải, sàng tuyển và phù hợp với quy hoạch phát triển đô thị vùng than, quy hoạch giao thông vận tải, cảng biển và yêu cầu bảo vệ môi trường. Sau năm 2020 chế biến than theo hướng đa dạng hóa sản phẩm đáp ứng linh hoạt nhu cầu thị trường	- Hoàn thành công tác bố trí các cơ sở sàng tuyển các vùng Quảng Ninh để tối ưu hóa vận tải... như Quy hoạch sàng tuyển vận tải vùng Hạ Long và Phương án quy hoạch sàng tuyển vận tải vùng Vàng Danh, Nam Mẫu... - Đưa 04/05 dự án đi vào hoạt động theo đúng QH403 (dự án nhà máy sàng tuyển than Khe Thần chậm đi vào hoạt động). Đã chế biến than theo hướng đa dạng hóa sản phẩm đáp ứng linh hoạt nhu cầu thị trường (Công nghệ các NMT luôn mềm dẻo, linh hoạt)
4	**Về bảo vệ môi trường**	
	Phấn đấu trước năm 2020 đáp ứng đầy đủ các tiêu chuẩn môi trường trên toàn địa bàn các vùng mỏ	Hiện nay ngành than cơ bản đã đáp ứng được mục tiêu đề ra trong Quy hoạch: - Đã xử lý, khống chế được toàn bộ nguồn gây ô nhiễm môi trường (nước, đất và không khí); - Cải thiện cơ bản các chỉ tiêu chính về môi trường tại các khu vực nhạy cảm (đô thị, khu dân cư, điểm du lịch v.v…), các mỏ đều đáp ứng tiêu chuẩn về môi trường; - Đến nay ngành than đã đáp ứng đầy đủ các tiêu chuẩn môi trường trên toàn địa bàn vùng mỏ.
5	**Về thị trường than**	
	Tập trung đáp ứng nhu cầu than của thị trường trong nước kết hợp với xuất, nhập khẩu hợp lý	Thị trường than đã chuyển hướng ưu tiên phục vụ nhu cầu trong nước là chính, chỉ xuất khẩu than cục và than cám chất lượng tốt mà trong nước không có nhu cầu sử dụng theo đúng chỉ đạo của Chính phủ và không khuyến khích mở rộng xuất khẩu than ra thị trường quốc tế. - Lượng than xuất khẩu giảm từ 13,89 triệu tấn năm 2011 xuống 0,89 triệu tấn vào năm 2020 ưu tiên phục vụ nhu cầu than cho thị trường nội địa; - Lượng than nhập khẩu của Việt Nam tăng nhanh: Năm 2015 nhập 6,9 triệu tấn; năm 2017 nhập 14,7 triệu tấn, năm 2019 nhập 43,85 triệu tấn và năm 2020 đạt đỉnh 54,8 triệu tấn. Các nhà nhập khẩu than được khuyến khích, thuộc đủ thành phần kinh

TT	Quy hoạch 403	Thực hiện
		tế. Sản xuất, nhập khẩu than đã đáp ứng nhu cầu than trong nước nhất là cho sản xuất điện. - Việc cấp phép xuất khẩu than hàng năm còn chậm đối với TKV và TCty Đông Bắc.

Những tồn tại hạn chế trong quá trình thực hiện Quy hoạch và nguyên nhân

1. Tồn tại hạn chế

** Công tác thăm dò*

Công tác thăm dò chưa đạt mục tiêu đề ra, đặc biệt là các mỏ mới thuộc bể than Đông Bắc.

Việc cấp giấy phép thăm dò, phê duyệt báo cáo kết quả thăm dò còn kéo dài so với quy định của Luật Khoáng sản, chưa đáp ứng yêu cầu cung cấp tài liệu phục vụ lập các dự án đầu tư khai thác mỏ.

Việc thăm dò, phát triển bể than sông Hồng đã triển khai thực hiện nhưng chưa đáp ứng được mục tiêu đề ra do điều kiện địa chất phức tạp và hạn chế về công nghệ.

Công tác tổng hợp, đánh giá sơ bộ tiềm năng than và lập kế hoạch các bước tiếp theo trên cơ sở tài liệu địa chất trong quá trình tìm kiếm, thăm dò dầu khí đối với than khu vực thềm lục địa chưa được thực hiện.

Mặc dù công tác thăm dò than ở nước ngoài đã triển khai, nhưng chưa đáp ứng yêu cầu để có thể phát triển các mỏ khai thác, nhập khẩu than hoặc xây dựng các tổ hợp than - điện, than - xi măng theo định hướng QH403.

** Công tác khai thác*

Một số dự án chưa thực hiện được theo mục tiêu đề ra dẫn tới sản lượng than khai thác chưa đạt so với dự kiến.

Tỷ lệ cơ giới hóa đào lò còn rất thấp so với tổng số mét lò đào, tốc độ đào lò vẫn ở mức thấp hơn so với thiết kế được duyệt.

Tỷ lệ áp dụng vật liệu mới trong công tác đào chống lò với các tính năng ưu việt còn thấp (khối lượng mét lò chống neo vẫn chiếm tỷ lệ nhỏ trong tổng số mét lò đào mới toàn ngành, khoảng 11% năm 2020).

** Về công tác sàng tuyển và chế biến than*

Công tác đầu tư vẫn còn mang tính chất cục bộ, nhỏ lẻ, thời gian đầu tư dự án kéo dài.

Sản phẩm than sản xuất đôi khi không đáp ứng đủ nhu cầu thị trường và còn bị động trước biến động thị trường than trong nước và thế giới.

Sự kết nối các khâu khai thác - chế biến - vận tải - tiêu thụ than tại một số khu vực, một số mỏ còn hạn chế, chưa đồng bộ; sự kết nối liên vùng, liên ngành còn chưa cao.

** Về hạ tầng phục vụ phát triển ngành than*

Tiến độ thực hiện dự án đầu tư xây dựng hệ thống vận tải, cảng xuất nhập than còn kéo dài.

Cơ sở hạ tầng phục vụ nhập khẩu than còn hạn chế, quy mô nhỏ lẻ, chưa có sự kết nối đồng bộ theo chuỗi logictis: cảng nhập, kho chứa, hệ thống pha trộn, chế biến than.

Kết nối hạ tầng tại một số khu vực, một số mỏ còn hạn chế, chưa đồng bộ; sự kết nối liên vùng, liên ngành còn chưa cao.

Hệ thống vận tải ngoài, các cảng nội địa đã được chú trọng đầu tư phù hợp với sản xuất, tiêu thụ than; tuy nhiên, chưa được xây dựng hoàn chỉnh.

** Đánh giá công tác quản lý Nhà nước đối với thực hiện Quy hoach ngành than*

Trong quá trình sản xuất kinh doanh ngành than gặp một số khó khăn, vướng mắc liên quan đến các văn bản pháp luật sau:

(1). Các chính sách chung:

* Luật Khoáng sản ban hành ngày 17/11/2010 (Luật Khoáng sản) và các văn bản hướng dẫn:

- Theo Luật Khoáng sản một trong những điều kiện để tổ chức, cá nhân được cấp giấy phép thăm dò khoáng sản là vốn chủ sở hữu ít nhất bằng 50% tổng vốn đầu tư thực hiện đề án thăm dò khoáng sản (điểm c Khoản 2 Điều 40) và một trong những điều kiện để tổ chức, cá nhân được cấp giấy phép khai thác khoáng sản là có vốn chủ sở hữu ít nhất bằng 30% tổng số vốn đầu tư của dự án đầu tư khai thác khoáng sản (điểm c Khoản 2 Điều 53). Tuy nhiên hiện nay chi phí thăm dò khoáng sản và chi phí đầu tư khai thác tăng cao vì phần lớn là những dự án xuống sâu và hầu hết các doanh nghiệp mỏ không có đủ vốn đối ứng theo quy định này.

- Khoản 2 Điều 41 Luật Khoáng sản có quy định: giấy phép thăm dò khoáng sản … mỗi lần gia hạn, tổ chức, cá nhân thăm dò khoáng sản phải trả lại ít nhất 30% diện tích khu vực thăm dò khoáng sản theo giấy phép đã cấp. Nội dung này không phù hợp với thực tế do khi trả lại 30% diện tích thăm dò thì các công trình thăm dò chưa thi công nằm trong diện tích phải trả sẽ không được thi công, không nâng cấp được tài nguyên, trữ lượng làm ảnh hưởng đến mục tiêu của đề án thăm dò.

- Điều 60 quy định về thủ tục cấp, gia hạn, trả lại giấy phép khai thác khoáng sản, trả lại một phần diện tích khu vực khai thác khoáng sản. Trong thực tế áp dụng Luật này cho thấy, trong quá trình khai thác có các trường hợp trong ranh giới được cấp phép khai thác, khi thăm dò nâng cấp trữ lượng: (i) Phát hiện thêm vỉa làm thay đổi trữ lượng cấp phép và phải tiến hành khai thác ngay đồng thời với các vỉa đã được cấp phép, (ii) Thay đổi cốt cao vỉa… đơn vị Chủ giấy phép khai thác cần phải xin điều chỉnh giấy phép khai thác vỉa phát hiện thêm hoặc điều chỉnh cốt cao khai thác (không thay đổi công suất khai thác được cấp phép). Luật Khoáng sản chưa quy định việc giải quyết các trường hợp này.

- Khoản 2 Điều 79 quy định về đấu giá khai thác khoáng sản, gồm có đấu giá quyền khai thác khoáng sản ở khu vực chưa thăm dò khoáng sản và đấu giá quyền khai thác khoáng sản ở khu vực đã có kết quả thăm dò khoáng sản. Quy định về đấu giá quyền khai thác khoáng sản ở khu vực chưa thăm dò khoáng sản, có thể nói là khó khả thi, chí ít là không thể tránh khỏi những bất cập sẽ gây hậu quả xấu đối với tài nguyên khoáng sản và các chủ thể liên quan.

- Trong giấy phép khai thác quy định công suất khai thác, khi áp dụng tiến bộ KHKT vào sản xuất, tăng sản lượng sẽ vượt công suất khai thác dẫn đến vi phạm quy định về Luật Khoáng sản. Trong khi đó, sản lượng khai thác hàng năm của ngành than được điều chỉnh theo quy luật thị trường, khi thị trường có nhu cầu cao, ngành than phải tăng sản lượng khai thác nên sẽ có khu vực, mỏ khai thác vượt công suất của Giấy phép khai thác, dẫn đến vi phạm về công suất khai thác.

- Theo quy định của Khoản 3 Điều 39 Nghị định 158/2016/NĐ-CP ngày 29/11/2016 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Khoáng sản thì các dự án phải tạm dừng hoạt động khi Giấy phép khai thác khoáng sản đã hết hạn. Theo quy định này, dự án phải tạm dừng hoạt động kể cả trong trường hợp hồ sơ đề nghị gia hạn đang được cơ quan nhà nước có thẩm quyền xem xét. Việc dự án tạm dừng hoạt động kéo dài do thời gian xem xét hồ sơ đề nghị gia hạn của cấp có thẩm quyền kéo dài sẽ gây thiệt hại về kinh tế, ảnh hưởng lớn đến việc làm, thu nhập của một số lượng lớn người lao động, kéo dài thời gian khai thác, ảnh hưởng đến quy hoạch, gây khó khăn cho công tác quản lý nhà nước, nhất là việc gia hạn thời gian thuê đất của dự án.

* Luật Đất đai ban hành ngày 29/11/2013 (Luật Đất đai):

- Đối với các doanh nghiệp khai thác than, việc chuyển đổi mục đích một phần khá lớn diện tích đất đổ thải đã trồng cây (theo tiêu chuẩn trồng rừng) sang đất trồng rừng gặp khó khăn vì theo Nghị định số 158/2016/NĐ-CP, đơn vị phải đợi làm thủ tục đóng cửa mỏ xong mới được thực hiện (cho dù phần diện tích còn lại cần hoàn thiện để đóng cửa mỏ thông thường rất nhỏ so với tổng diện tích dự án), thời gian chờ đợi với các lý do khách quan đã làm ảnh hưởng đến thời gian đóng cửa mỏ bị kéo dài.

- Khi thực hiện việc sử dụng đất đối với dự án khai thác mỏ, địa phương yêu cầu việc trồng rừng thay thế đối với các diện tích đất được địa phương quy hoạch là đất trồng rừng (nhưng thực tế chưa có rừng trồng), nhưng khi lập dự án khai thác vẫn phải lập phương án trồng rừng thay thế phần diện tích đất trên và trình sở NN&PTNT địa phương phê duyệt (theo Thông tư 24/2013/TT-BNNPTNN ngày 06/05/2013).

* Luật Quy hoạch ban hành ngày 24/11/2017 (Luật Quy hoạch):

- Theo quy định của Luật Quy hoạch một trong những căn cứ để lập quy hoạch là Chiến lược phát triển ngành, lĩnh vực trong cùng giai đoạn phát triển. Tuy nhiên, hiện nay, việc lập Quy hoạch tổng thể về năng lượng chưa có chiến lược ngành trong cùng giai đoạn phát triển làm căn cứ, còn các chiến lược ngành cũ thì đã lỗi thời không còn phù hợp.

- Theo Điều 25 của Luật Quy hoạch thì Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia, gồm có phân ngành than chỉ xây dựng danh mục các dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư đối với ngành than mà không nêu đầy đủ, chi tiết như Quy hoạch phát triển Ngành than Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trước đây. Thực tế giai đoạn vừa qua, khi các doanh nghiệp ngành than thực hiện xin cấp giấy phép thăm dò, giấy phép khai thác than và thoả thuận địa điểm, trình thẩm định dự án đầu tư, các Bộ, ngành, địa phương đều căn cứ vào các danh mục đề án, dự án của Quy hoạch phát triển ngành than. Vì vậy, tới đây các doanh nghiệp ngành than sẽ gặp khó khăn khi thực hiện công tác xin cấp Giấy phép và thẩm định các Dự án đầu tư nếu không có hướng dẫn cụ thể.

- Có sự chồng chéo giữa các Quy hoạch (quy hoạch các loại rừng, các quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của địa phương...) với Quy hoạch phát triển ngành than dẫn đến gây khó khăn trong việc quản lý tài nguyên, trữ lượng than, ảnh hưởng đến hoạt động sản xuất kinh doanh và không thực hiện được một số dự án đầu tư theo Quy hoạch được duyệt.

- Một số khu mỏ, dự án đầu tư khai thác đã được Bộ TN&MT cấp Giấy phép khai thác, địa phương có quy hoạch các loại rừng trùng với diện tích đã được cấp phép. Khi thực hiện dự án xuống sâu giai đoạn tiếp theo, doanh nghiệp khai thác than gặp khó khăn về thủ tục xin cấp phép thăm dò và cấp phép khai thác.

(2) Cơ chế chính sách giá than

Giá than trong nước, nhất là giá than cho điện có sự quản lý của Nhà nước chưa được điều chỉnh kịp thời với tăng giá thành sản xuất.

(3) Chính sách đầu tư thăm dò, khai thác than ở nước ngoài và nhập khẩu than

- Đầu tư thăm dò, khai thác than ở nước ngoài là một hoạt động mạo hiểm và gặp rất nhiều rủi ro nhưng chưa có hướng dẫn cụ thể.

- Với việc đấu thầu cung cấp than nhập khẩu cho các nhà máy nhiệt điện than theo hình thức đấu thầu rộng rãi quốc tế (Thông báo số 69/TB-BCT ngày 27/3/2018 của Bộ Công thương) thực tế có một số tồn tại: các chủ mỏ và nhà cung cấp lớn không tham gia đấu thầu, chủ yếu các công ty thương mại tham gia thầu; chất lượng giao hàng không đồng nhất trong toàn bộ gói thầu, nguồn cung không cụ thể, không ổn định; thời gian đấu thầu kéo dài nên có khi đánh mất cơ hội...

(4) Chính sách tài chính, thuế phí

- Quy định về trích tối đa 30% vào quỹ đầu tư phát triển, quỹ khen thưởng, quỹ phúc lợi theo quy định, phần còn lại sẽ được nộp về ngân sách nhà nước theo Điều 31 Nghị định số 91/2015/NĐ-CP khiến doanh nghiệp gặp khó khăn trong việc tích luỹ vốn để tái đầu tư dự án.

- Chính sách thuế, phí đối với than ngày càng tăng cao (thuế phí chiếm tới khoảng 16% giá thành than) làm cho giá thành khai thác ngày càng tăng lên, dẫn đến giá thành than tăng cao, khả năng cạnh tranh của than Việt Nam thấp so với than nhập khẩu.

2. Nguyên nhân

Có sự chồng chéo giữa quy hoạch thăm dò, khai thác than với quy hoạch các loại rừng và các quy hoạch của địa phương.

Công tác lập, thẩm định, phê duyệt dự án đầu tư; thỏa thuận, xin cấp giấy phép thăm dò, khai thác còn mất nhiều thời gian.

Công tác giải phóng mặt bằng kéo dài, thiếu sự quan tâm hỗ trợ của địa phương.

Việc tham khảo, sử dụng tài liệu địa chất trong quá trình tìm kiếm, thăm dò dầu khí để đánh giá tiềm năng than trong khu vực thềm lục địa còn gặp khó khăn do do quy định về bảo mật tài liệu thăm dò dầu khí của ngành dầu khí.

Điều kiện sản xuất ngày càng khó khăn: diện khai thác mỏ ngày càng xuống sâu, đi xa; thiếu diện đổ thải, cung độ đổ thải lớn… kéo theo giá thành khai thác than ngày càng tăng, ảnh hưởng đến hiệu quả của doanh nghiệp.

Các tổ hợp cơ giới hóa chiếm tỷ lệ nhỏ, hạn chế về diện áp dụng, chi phí đầu tư lớn; công tác tổ chức sản xuất đào lò còn hạn chế nên tốc độ đào lò còn thấp.

Công tác dự báo về nhu cầu thị trường than trong nước (đặc biệt là than cho sản xuất điện) và thế giới còn hạn chế, bị động. Nhu cầu thị trường than trong nước những năm vừa qua có nhiều biến động dẫn đến ngành than bị động trong sản xuất; sự cạnh tranh gay gắt của than nhập khẩu; ảnh hưởng của biến đổi khí hậu, thời tiết cực đoan; thiếu hụt nguồn lực lao động nhất là lao động hầm lò…

Công tác dự báo nhập khẩu than còn hạn chế; việc triển khai đầu tư hệ thống cảng nhập than tập trung thời gian qua còn gặp nhiều khó khăn, vướng mắc trong công tác khảo sát, lựa chọn địa điểm cảng; lựa chọn nhà đầu tư (do nguồn vốn đầu tư lớn),...

Việc thu xếp nguồn vốn đầu tư khó khăn.

Sự kết nối liên vùng, liên ngành chưa được thực sự quan tâm khi triển khai thiết kế các dự án; việc trao đổi thông tin giữa các vùng, ngành còn hạn chế.

Thiếu cơ chế hỗ trợ, hướng dẫn cụ thể cho các doanh nghiệp trong khu vực nhà nước đầu tư ra nước ngoài thăm dò, khai thác than để đưa về Việt Nam phục vụ nhu cầu sử dụng trong nước. Công tác huy động nguồn lực tài chính để thăm dò, phát triển tài nguyên gặp nhiều khó khăn.

Hệ thống văn bản liên quan đến công tác đầu tư còn một số nội dung chưa rõ ràng, hoặc phân cấp chưa mạnh, điển hình là: quy định các nội dung tại văn bản phê duyệt của Cơ quan đại diện chủ sở hữu đối với các dự án thuộc thẩm quyền của đại diện chủ sở hữu trước khi Hội đồng thành viên/Hội đồng quản trị các Tập đoàn/doanh nghiệp Quyết định phê duyệt dự án đầu tư; việc đảm bảo cạnh tranh trong đấu thầu (giữa các công ty con và đơn vị chi nhánh thuộc Công ty mẹ của các Tập đoàn, Tổng công ty nhà nước)...

Các bài học kinh nghiệm

- Đẩy mạnh tìm kiếm thăm dò. Đây là giải pháp thường xuyên nhằm gia tăng trữ lượng than tường minh để duy trì ổn định sản lượng than sản xuất trong nước.

- Thực hiện dự trữ than quốc gia. Đây là giải pháp để đối phó với tình trạng khẩn cấp khi có gián đoạn về nguồn cung từ bên ngoài hoặc bất ổn trong nội bộ khu vực.

- Chú trọng việc định hướng đầu tư chế biến than, tăng hiệu quả sử dụng than, đáp ứng chất lượng sản phẩm.

- Đẩy mạnh đầu tư, ứng dụng khoa học - công nghệ hiện đại vào sản xuất than, coi đây là chiến lược phát triển bền vững để tăng năng suất, sản lượng khai thác và nhất là tiết kiệm tài nguyên khoáng sản cho đất nước. Tại các mỏ hầm lò, áp dụng hệ thống cơ giới hóa, tự động hóa đồng bộ trong khai thác than, cải thiện điều kiện làm việc cho thợ lò, hạn chế tác động đến môi trường.

- Chuẩn bị tốt nguồn nhân lực, đặc biệt là nhân lực chất lượng cao để quản lý dự án, tiếp nhận vận hành và làm chủ công nghệ khi đưa công trình vào hoạt động.

- Dự án than có yêu cầu vốn đầu tư lớn, do đó phải có kế hoạch huy động đủ vốn với lãi suất và điều kiện trả nợ hợp lý, đồng thời hoàn thành đúng tiến độ và đi vào hoạt động có hiệu quả.

- Sự liên kết khớp nối giữa các loại quy hoạch ở cấp quốc gia, cấp vùng, cấp tỉnh.

- - Sự phù hợp giữa đầu tư hệ thống cảng biển và nhu cầu xuất nhập khẩu than.

2.3 Tình hình thực hiện quy hoạch điện lực

2.3.1 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 lưới 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 2-7 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
2020	216.826	38.617	242.578	43.705	230.924	41.605

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. Về mặt nguyên tắc, nếu như mô hình dự báo phù hợp, 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. Mặc dù vậy, tác động của dịch bệnh không lường trước đã kiến cho tốc độ tăng GDP của năm 2020 chỉ còn 2,91%.

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 2-8 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 tầu 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.

2.3.2 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 gặp 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 nóng của các nguồn năng lượng mặt trời vào các năm 2019-2020, nên tổng công suất đặt của toàn bộ hệ thống đạt tới 94% 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 hiệu chỉnh.

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), Cẩm 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 2-9 Đánh giá tỷ lệ thực hiện nguồn điện theo từng năm giai đoạn 2016-2020

TT	Hạng mục	2016	2017	2018	2019	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 đinh 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.

Kết quả so sánh theo miền cho thấy: nếu không xét đến năng lượng tái tạo và thủy điện nhỏ, miền Bắc và miền Nam đều chậm tiến độ hơn 3000MW nguồn điện vào năm 2020. 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 là đạt 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.

Theo 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 trần 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 đền 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 bổ sung các nguồn điện mặt trời và điện gió tại khu vực miền Trung và miền Nam sẽ góp phần giảm bớt nguy cơ thiếu điện, giảm áp lực truyền tải Bắc - Nam. 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. Do tác động của chính sách trợ giá, nguồn điện mặt trời (đặc biệt là điện mặt trời áp mái) đã được đưa vào hệ thống với quy mô rất lớn tại khu vực miền Trung và miền Nam vào cuối năm 2020, điều này đã dẫn tới những khó khăn trong việc huy động nguồn điện và vận hành hệ thống giai đoạn 2021 – 2025, nguy cơ thiếu nguồn dự phòng tại Bắc Bộ trong trung hạn.

2.3.3 Đánh giá tình hình thực hiện chương trình phát triển lưới điện

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. Điển 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 xuất từ các nguồn nhiệt điện lớn và các nguồn NLTT mới trong khu vực. Do nhu cầu thực tế đó, nhiều công trình lưới điện truyền tải ngoài quy hoạch đã được nghiên cứu bổ sung và xây dựng kịp thời, ví dụ đường dây 500kV Quảng Trạch – Dốc Sỏi – Pleiku 2, các công trình đấu nối NLTT…

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 (NMĐ, 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 trục lợi tiền đền bù, làm ảnh hưởng đến tiến độ của các dự án.

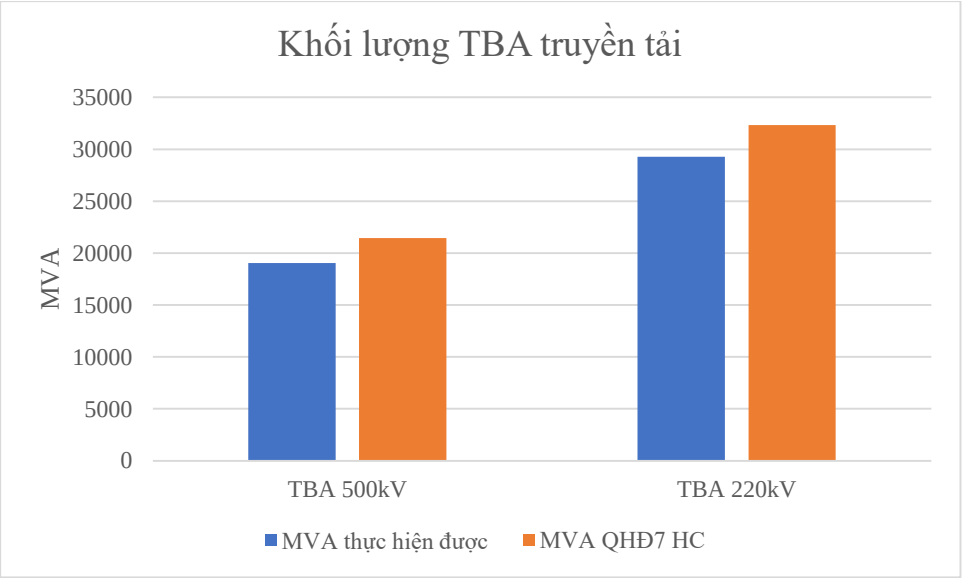
Để có cái nhìn rõ hơn, đề án thực hiện so sánh khối lượng lưới điện cao áp xây dựng theo QHĐ VII HC và thực tế hoàn thành trong giai đoạn 2016-2020 như sau (xét cho toàn ngành điện).

Bảng 2-10 So sánh khối lượng lưới điện 500-220kV giai đoạn 2016-2020 thực tế xây dựng, ước đến năm 2020 và theo QHĐ VII HC

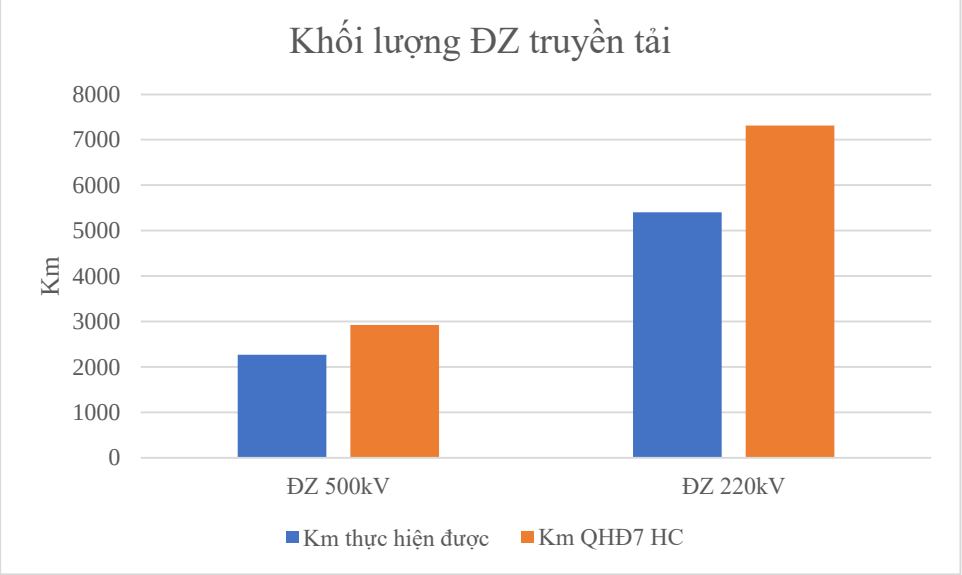
TT	Hạng mục	Đơn vị	Khối lượng theo QHĐ VII HC	Khả năng thực hiện theo kế hoạch cả GĐ 2016-2020	
				Khối lượng	Tỷ lệ
Công trình 500kV					
1	Trạm 500kV	MVA	21450	19050	88,0%
2	ĐD 500kV	km	2919,5	2264,7	77,6%
Công trình 220kV					
1	Trạm 220kV	MVA	32331	29276	90,6%
2	ĐD 220kV	km	7312	5402	73,9%

Từ các số liệu trên có thể nhận thấy trong các năm 2016-2019, ngành điện đã hoàn thành được khoảng 36,7%-49,0% khối lượng TBA – ĐD 500kV và khoảng 58,2%-67,9% 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 gần 15000 MVA dung tượng MBA và 2400 km đường dây, nâng tỷ lệ hoàn thành QHĐ VII HC lên mức 77,6% - 88,0% với TBA – ĐZ 500kV và 74% - 91% đối với TBA – ĐZ 220kV.

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



Hình 2-3 So sánh khối lượng TBA 500-220kV thực tế xây dựng GĐ 2016-2020, ước tính đến 2020 với QHĐ VII HC



Hình 2-4 So sánh khối lượng ĐZ 500-220kV thực tế xây dựng GĐ 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 triển khai xây dựng công trình như vướng mắc về chậm tiến độ chào thầu, đề 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 80%-82% khối lượng lưới điện 500kV của QHĐ VII HC. Điển 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, khối lượng lưới 500kV NPT thực hiện được đạt tỷ lệ tương đối cao.

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 QHĐ VII HC. Nếu ước tính cho cả giai đoạn 2016-2020, khối lượng thực hiện đạt 90,6% với TBA và 73,9% với ĐD. Một số công trình chậm tiến độ, nguyên nhân chính là vấn đề đền 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).

Trong đó, khối lượng TBA 220kV NPT thực hiện được 90,6%, 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 73,9% so với QHĐ VII HC, tập trung chủ yếu ở miền Trung, 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 khan bố trí cắt điện thi công, vướng mắc gói thầu…

Nhận xét chung

Sau 5 năm thực hiện QHĐ 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 thống 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 điện tích đất trồng lúa). Áp lực về tiến độ các dự án ngày càng cao, nhiều dự án gấp phải phân bổ lại nguồn lại 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 cấp hàng nước ngoài...

2.3.4 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 gặp không ít thách thức, đặc biệt là sự ngày càng cạn kiệt nguồn cung cấp 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 hướng trái chiều giữa cường độ năng lượng 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. 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.

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, Huội 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.

2.3.5 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 nên 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 cũng 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.

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 đối ứng đầu tư dự án.

2.3.6 Đánh giá chung, nguyên nhân và các bài học kinh nghiệm

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.

Tồn tại trong công tác quy hoạch phát triển hệ thống điện 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 khá 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 gặp nhiều khó khăn do các vấn đề về cấm vận, các vấn đề về thu xếp vốn, các vấn đề về giải phòng 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; bổ sung đường dây 500kV Vũng Áng - Dốc 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 căn 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, ắc 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.

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 gặp khó khăn đối với các dự án đã đăng ký (vốn rất 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 khối 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.

Theo Quy hoạch phát triển điện lực giai đoạn 2011-2020, các dự án nguồn điện được phê duyệt quy hoạch kèm theo chủ đầu tư thực hiện dự án. Trong đó, năng lực thực hiện dự án, khả năng huy động vốn của một số chủ đầu tư được cho là một trong những nguyên nhân chính làm chậm tiến độ hoặc không thể triển khai các dự án, đặc biệt là các dự án nhiệt điện than.

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....

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; tần 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.

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 đấu 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, 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 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 đấu 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 đấu 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.

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.

2.4 Tình hình thực hiện phân ngành năng lượng tái tạo

Chính phủ Việt Nam đã nỗ lực xây dựng môi trường pháp lý toàn diện nhằm thúc đẩy lĩnh vực NLTT. Những nỗ lực nói trên bao gồm việc xây dựng chính sách và ban hành các văn bản Luật, Nghị định, Quyết định, Thông tư và Chỉ thị của Quốc hội cũng như các Bộ, ngành liên quan như Bộ Công Thương, Bộ Kế hoạch và Đầu tư (Bộ KHĐT), Bộ Xây dựng (Bộ XD), Cục Điện lực và Năng lượng Tái tạo (EREA), Cục Điều tiết Điện lực Việt Nam (ERAV) và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Cơ chế, chính sách hiện hành được phân thành nhiều cấu phần, trong đó tập trung chủ yếu vào việc xây dựng các Chiến

lược, Quy hoạch tổng thể nhằm thiết lập mục tiêu phát triển NLTT trong từng thời kỳ cụ thể và cùng với đó Chính phủ cũng ban hành cơ chế khuyến khích nhằm thúc đẩy sự phát triển của NLTT, góp phần đạt được mục tiêu đề ra tại Chiến lược, Quy hoạch.

Đối với việc quy hoạch các dự án điện năng lượng tái tạo (mặt trời, gió…), Bộ Công Thương có trách nhiệm "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 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 cho phù hợp với yêu cầu thực tế phát triển kinh tế - xã hội từng giai đoạn". Còn Ủy ban nhân dân cấp tỉnh, nơi có tiềm năng phát triển nguồn năng lượng tái tạo, tổ chức lập quy hoạch phát triển các nguồn năng lượng tái tạo cấp tỉnh, trình Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt.

Trên thực tế, số lượng dự án điện mặt trời đăng ký đầu tư đã tăng vọt. Tính đến cuối năm 2018, Bộ Công Thương đã nhận được các đề xuất bổ sung quy hoạch của Ủy ban nhân dân các tỉnh: tổng số 360 dự án điện mặt trời đề xuất bổ sung quy hoạch với tổng quy mô công suất khoảng 24.000 MW; đã phê duyệt bổ sung quy hoạch 135 dự án với tổng công suất khoảng 10.400 MW. Tính đến ngày 30/6/2019, công suất điện mặt trời đã đạt khoảng trên 4.500 MW.

Về chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ được nêu ra trong Thông báo số 402/TB-VPCP ngày 22/11/2019 của Văn phòng Chính phủ, trong đó yêu cầu các dự án mới sau năm 2020, sẽ không áp dụng biểu giá FIT mà chuyển hẳn sang thực hiện theo hình thức đấu thầu công khai, minh bạch, cạnh tranh để giảm giá mua điện từ các dự án điện mặt trời, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo – Bộ Công Thương, đang nghiên cứu cơ chế đấu thầu các dự án điện mặt trời với sự hỗ trợ của Ngân hàng thế giới (WB), Ngân hàng phát triển Châu Á (ADB). Đơn vị tư vấn quốc tế của WB là Baker Mackenzi và PwC đã hoàn thành 02 báo cáo về lộ trình thực hiện đấu thầu và cơ chế đấu thầu dựa trên nghiên cứu, tham khảo kinh nghiệm từ các quốc gia trên thế giới cũng như ý kiến đóng góp từ các tổ chức quốc tế. Bộ Công Thương đang nghiên cứu các đề xuất này xem có phù hợp với các quy định hiện hành của Việt Nam không.

Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ liên quan đến bổ sung quy hoạch phát triển điện lực các nguồn điện gió, tính đế ngày 19/3/2020 cập nhật tình hình c*ác dự án điện gió đã bổ sung quy hoạch và vào vận hành:* Tổng công suất các dự án điện gió đã được phê duyệt vào quy hoạch phát triển điện lực là khoảng 4.800 MW, dự kiến vào vận hành trong giai đoạn đến năm 2021, chủ yếu ở khu vực Tây Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Tuy nhiên, trong số 4.800MW đã bổ sung quy hoạch, tính đến thời điểm hiện tại, mới chỉ có 9 dự án điện gió đã đi vào vận hành với quy mô công suất là 350MW.

Tính đến năm 2020 các phân ngành NLTT (Gió, Mặt trời, Sinh khối, thủy điện nhỏ...) đã có quy hoạch Quốc gia, tỉnh, chi tiết xem bảng dưới đây.

Bảng 2-11 Danh sách cách các phân ngành NLTT có (hoặc chưa) quy hoạch

Loại quy hoạch/Phân ngành NLTT	NLTT	gió	MT	SK	CTR	TĐN	Thủy triều	KSH	NLSH
NLTT cho phát điện									
Quy hoạch quốc gia	X	D	D	D	D	X	X		
Quy hoạch vùng	X	X		X					
Quy hoạch tỉnh	D	X	D	X		X			
NLTT cho sản xuất nhiệt									
Quy hoạch quốc gia									
Quy hoạch vùng									
Quy hoạch tỉnh									
NLTT cho giao thông									
Quy hoạch quốc gia									
Quy hoạch vùng									
Quy hoạch tỉnh									

Ghi chú:

X – Phân ngành NLTT đã có quy hoạch

O - Phân ngành NLTT chưa có quy hoạch

D - Phân ngành NLTT đã có quy hoạch nhưng chưa phê duyệt (dự thảo)

Sau đây là một số đánh giá chi tiết quy hoạch cho một số phân ngành năng lượng tái tạo:

2.4.1 Năng lượng tái tạo cho phát điện

Điện gió

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.

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 nay, có khoảng 28 dự án với tổng công suất khoảng 2.214 MW đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt bổ sung vào quy hoạch phát triển điện lực các cấp cho giai đoạn đến năm 2020. Các dự án này tập trung tại 11 tỉnh thuộc khu vực miền Trung, Tây Nguyên và đồng bằng Sông Cửu Long.

Tính đến ngày 15/3/2020, ngoài các dự án đã được bổ sung quy hoạch nêu trên, Bộ Công Thương nhận được các đề xuất của UBND các tỉnh với tổng số 248 dự án có tổng công suất khoảng 45.000 MW.

Năng lượng mặt trời

Tính tới nay, chưa có quy hoạch năng lượng mặt trời cấp quốc gia cũng như cấp tỉnh nào được phê duyệt. Tuy có một số quy hoạch điện mặt trời cấp tỉnh cũng như cấp quốc gia đã được tiến hành nghiên cứu nhưng tới nay cũng chưa được phê duyệt do tình trạng bùng nổ phát triển điện mặt trời.

Năng lượng sinh khối

Tính đến nay, Việt Nam chưa chính thức có Quy hoạch riêng cho phát triển nguồn điện từ sinh khối. Tuy nhiên, một số địa phương, khu vực có tiềm năng cũng đã triển khai lập các đánh giá tiềm năng làm cơ sở để phát triển nguồn điện từ sinh khối.

Năm 2013, Báo cáo Quy hoạch phát triển điện sinh khối Đồng bằng sông Cửu Long (phát triển nguồn điện từ bã mía và trấu) chia làm 2 giai đoạn; Đến năm 2020, công suất lắp đặt tăng lên 214MW, trong đó: Điện bã mía 50MW; điện trấu 140MW; điện gỗ năng lượng 24MW. Giai đoạn từ năm 2021 đến 2030 tổng công suất lắp đặt điện sinh khối 304MW, bao gồm: Điện bã mía 30MW; điện trấu 150MW; điện gỗ năng lượng 44MW; điện rơm rạ 80MW.

Dự thảo Báo cáo Quy hoạch phát triển điện sinh khối Quốc gia, đã được lập từ năm 2017-2018 và Bộ Công Thương đã thẩm định, trình Chính phủ xem xét phê duyệt với mục tiêu phát triển: Giai đoạn đến năm 2025: phát triển 900MW; giai đoạn 2026-2035 phát triển 2.100MW.

Quy hoạch năng lượng sinh khối tỉnh:

Năm 2018, với sự hỗ trợ của cơ quan Hợp tác Chính phủ Đức (GIZ), tỉnh Gia Lai và An Giang triển khai lập Quy hoạch phát triển năng lượng sinh khối trên địa bàn tỉnh; Năm 2018, tỉnh Đắk Lắk và tỉnh Sóc Trăng cũng đã triển khai lập Quy hoạch năng lượng sinh khối tỉnh.

Năng lượng chất thải rắn

Các tỉnh của cả nước đều có Quy hoạch xử lý chất thải rắn, hoạt động sản xuất điện từ chất thải còn khá hạn chế và chưa phát triển. Việc đánh giá tiềm năng sản xuất năng lượng từ chất thải chỉ được thực hiện trong một nghiên cứu về quy hoạch quốc gia của Công ty Tư vấn điện 4 (PECC4) năm 2016.

Năm 2018, Viện Năng lượng triển khai nghiên cứu, đánh giá tiềm năng sản xuất điện từ nguồn chất thải rắn phục vụ đề án Quy hoạch phát triển năng lượng tái tạo quốc gia.

Ở Việt Nam, 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 với tổng công suất lắp đặt là 2,4 MW. Năm 2017, Nhà máy điện rác Nam Sơn (đầu tiên của Việt Nam) đã được khánh thành, tại Khu liên hợp xử lý chất thải Nam Sơn (Sóc Sơn, Hà Nội), công suất 1,93 MW. Tháng 8/2018, dự án nhà máy điện rác Cần Thơ đã được đưa vào vận hành có quy mô công suất 7,5 MW.

Bên cạnh đó, tính đến nay đã có 05 dự án điện từ chất thải rắn (công suất khoảng 150 MW) đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch và đang trong giai đoạn lập Thiết kế cơ sở, Thiết kế kỹ thuật, bao gồm: Dự án nhà máy điện rác Hậu Giang (12MW); Dự án nhà máy điện rác Sóc Sơn (75MW); Dự án nhà máy điện rác Xuân Sơn (15MW); Dự án nhà máy điện rác Đồng Nai (30MW); Dự án nhà máy điện rác Phú Thọ (18MW); Dự án nhà máy điện rác Thái Bình (5MW).

Thủy điện nhỏ

Quyết định số: 3454/QĐ-BCN ngày 18 tháng 10 năm 2005 của Bộ Công Nghiệp về phê duyệt Quy hoạch thủy điện nhỏ toàn quốc quyết định:

- Phê duyệt Quy hoạch thủy điện nhỏ toàn quốc gồm 24 tỉnh thành;
- Quy mô công suất các dự án khoảng 1 MW đến 30 MW;
- Tổng số các dự án thủy điện nhỏ là 239 dự án;
- Tổng công suất các dự án thủy điện nhỏ là 1520,67MW

Hiện nay, các nhà máy thủy điện đang được đầu tư, xây dựng trên địa bàn 38 tỉnh, thành phố của cả nước. Trước năm 2013, công tác quy hoạch thủy điện nhỏ do UBND các tỉnh tổ chức lập, thẩm định và quyết định sau khi có ý kiến thỏa thuận của Bộ Công Thương. Tuy nhiên, việc kiểm soát về chất lượng quy hoạch, chất lượng xây dựng công trình đối với thủy điện nhỏ còn nhiều hạn chế, bộc lộ nhiều bất cập, chủ trương quy hoạch giữa các tỉnh cũng có nhiều khác biệt... Vì vậy, để thống nhất chung quản lý nhà nước đối với quy hoạch thủy điện trên phạm vi toàn quốc, ngày 27/12/2012, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư số 43/2012/TT-BCT (Thông tư 43) về quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng dự án thủy điện và vận hành khai thác công trình thủy điện. Theo đó, công tác quy hoạch thủy điện nhỏ do UBND các tỉnh tổ chức lập, thẩm tra và trình Bộ Công Thương thẩm định và quyết định ban hành.

Tại Kỳ họp thứ 6, Quốc hội khóa XIII, ngày 27/11/2013, Quốc hội đã thông qua Nghị quyết 62/QH13 về tăng cường công tác quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng, vận hành khai thác các công trình thủy điện. Ngày 18/02/2014, Chính phủ ban hành Nghị quyết 11 về Chương trình hành động của Chính phủ thực hiện Nghị quyết 62 của Quốc hội. Ngày 10/3/2014, Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 2046/QĐ-BCT Kế hoạch hành động thực hiện Nghị quyết 62 của Quốc hội và Nghị quyết 11 của Chính phủ;

Sau hơn 3 năm (2013-2016) thực hiện rà soát quy hoạch theo Nghị quyết 62 của Quốc hội, Bộ Công Thương đã loại khỏi quy hoạch 471 dự án thủy điện (trong đó có 8 dự án thủy điện bậc thang với $\sum N_{lm}$=655 MW và 463 dự án thủy điện nhỏ $\sum N_{lm}$=1.404,68 MW) là các dự án tác động tiêu cực đối với môi trường - xã hội, hiệu quả kinh tế thấp, ảnh hưởng quy hoạch dự án ưu tiên khác tại khu vực. Đồng thời, không xem xét bổ sung quy hoạch 213 vị trí tiềm năng thủy điện ($\sum$Nlm= 349,61MW).

Báo cáo của Bộ Công Thương cho thấy, tính đến tháng 10/2018, Bộ đã phối hợp với các địa phương xem xét, loại bỏ khỏi quy hoạch 472 DATĐ nhỏ với 213 vị trí tiềm năng thủy điện. Từ ngày 1/1/2019 đến nay, Bộ Công Thương chưa xem xét bổ sung quy hoạch duyệt DATĐ nào trên địa bàn cả nước.

Trên cơ sở cập nhật số liệu thuỷ điện nhỏ của một số tỉnh, tính đến hết năm 2018, công tác rà soát thủy điện nhỏ về cơ bản đã tương đối đầy đủ, chi tiết trên phạm vi cả nước. Tổng thể quy hoạch thủy điện nhỏ trên địa bàn toàn quốc sau rà soát là 694 dự án với $\sum N_{lm}$ = 7.122,52 MW.

Trong đó, đã đưa vào vận hành 226 Dự án với $\sum N_{lm}$= 2.562,9 MW. Đang thi công xây dựng 165 dự án với $\sum N_{lm}$= 1.834,44 MW. Đang nghiên cứu đầu tư 250 dự án với $\sum N_{lm}$= 2.459,7MW. Chưa nghiên cứu đầu tư 53 Dự án với $\sum N_{lm}$= 265,48 MW.

Năng lượng tái tạo khác

Thủy triều

Năm 2004, Viện Năng lượng triển khai thực hiện Đề án Quy hoạch điện thủy triều Việt Nam, Chủ đầu tư là Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). 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 tỉnh 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.

Kết quả đánh giá, Việt Nam có tiềm năng khai thác nguồn năng lượng thủy triều cao bởi có rất nhiều vũng, vịnh, cửa sông, đầm phá và đặc biệt là có đường bờ biển dài trên 3.000km:

- Khu vực Quảng Ninh, mật độ năng lượng thủy triều đạt khoảng 3,7 GWh/km^2, Nghệ An khoảng 2,5 GWh/km^2 và giảm dần đến khu vực Thừa Thiên Huế với 0,3 GWh/km^2 về phía Nam, Phan Thiết là 2,1 GWh/ km^2, Bà Rịa - Vũng Tàu với 5,2 GWh/ km^2.
- Với đặc điểm địa hình và chế độ thủy triều, vùng biển Đông Bắc thuộc địa phận tỉnh Quảng Ninh và TP. Hải Phòng là khu vực có tiềm năng phát triển điện thủy triều lớn nhất nước, với công suất lắp máy có thể lên đến 550MW, chiếm 96% tiềm năng kỹ thuật nguồn điện thủy triều của Việt Nam.

Hiện nay, Đề án quy hoạch nguồn năng lượng điện thủy triều Việt Nam chưa được quan tâm khai thác, mới ở giai đoạn nghiên cứu sơ khai, chưa có những ứng dụng cụ thể phát điện từ nguồn năng lượng này.

Địa nhiệt

Ở Việt Nam, cho đến nay, chưa có quy hoạch nguồn năng lượng địa nhiệt nào được sử dụng với mục đích sản xuất điện, sản xuất nhiệt. Trong thời gian qua, được phép của Chính phủ Việt Nam, Công ty ORMAT đã hợp tác với Công ty Tư vấn I thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam lập một báo cáo nghiên cứu tiền khả thi nhằm lựa chọn 6 điểm có thể xây dựng nhà máy điện địa nhiệt ở miền Trung với tổng công suất dự kiến 112,7 MW, trong đó giai đoạn đầu xây dựng ba nhà máy công suất 55,2 MW. Hiện tại do một số trở ngại nên chưa có điểm nào được nghiên cứu tiếp để xây dựng nhà máy điện địa nhiệt.

Khí sinh học

Hiện nay, chưa có quy hoạch quốc gia, tỉnh phát triển năng lượng khí sinh học cho phát điện.

2.4.2 Năng lượng tái tạo cho sản xuất nhiệt

Đun nước nóng từ NL mặt trời (ĐNMT)

Tính sơ bộ cho đến năm 2019, cả nước có khoảng gần 2,5 triệu bình đun nước nóng bằng điện cỡ công suất từ 2kW - 5kW. Con số 2,5 triệu sẽ còn tăng nhanh theo tốc độ xây dựng nhà ở, dịch vụ và du lịch. Để có thể tiết kiệm năng lượng và giảm thiểu phát thải khí CO_2 trong lĩnh vực cấp nước nóng thì giải pháp dùng năng lượng mặt trời thông qua các thiết bị ĐNMT là tốt nhất và có thể mang lại hiệu quả về mặt kinh tế. Nước ta có hơn 95 triệu dân với gần 25 triệu hộ gia đình, nếu ước tính có 10% số hộ dân (2,5 triệu hộ dân) dùng thiết bị ĐNMT, thì hàng năm tiết kiệm được khoảng 920 GWh_{th}/năm[1].

Hiện nay, việc quy hoạch phát triển thiết bị ĐNMT chưa có quy hoạch. phát triển thiết bị ĐNMT xuất phát từ nhu cầu của các hộ gia đình và các tổ chức sản xuất có nhu cầu sử dụng nhiệt trong sản suất.

Nhiệt từ năng lượng sinh khối

Ở Việt Nam hiện nay có hơn 70% dân số vùng nông thôn sử dụng sinh khối (SK) để đáp ứng nhu cầu nhiệt trong nấu ăn hàng ngày. Ngoài ra tại đây, SK còn là nguồn cung cấp NL đáng kể cho một số ngành/nghề trong sản xuất tiểu thủ công nghiệp địa phương như gạch, ngói, vôi, sành - sứ, sấy chè... Dự báo trong thời gian tới, NLSK vẫn đóng vai trò quan trọng đối với các vùng nông thôn nước ta bởi các nguồn NL thay thế hoặc là quá đắt hoặc chưa đủ để phổ cập rộng rãi.

Hiện nay, việc quy hoạch phát triển sử dụng sinh khối (SK) để đáp ứng nhu cầu nhiệt chưa có quy hoạch. Phát triển sử dụng SK xuất phát từ nhu cầu của các hộ gia đình và các tổ chức sản xuất có nhu cầu sử dụng nhiệt trong sản suất.

[1] *Nguồn: Viện Năng lượng*

Nhiệt từ năng lượng khí sinh học (KSH)

Nguồn nguyên liệu sản xuất KSH từ các phụ phẩm chăn nuôi và sản xuất nông nghiệp rất đa dạng và phong phú. Năng lượng khí sinh học đã được ứng dụng đa dạng bằng các loại thiết bị về nhiệt như: Bếp đun trực tiếp các loại, đèn, bình đun nước nóng, máy ấp trứng gia cầm.

Hiện nay, việc ứng dụng công nghệ cho các phân ngành năng lượng tái tạo cho sản suất nhiệt ở Việt Nam hiện nay chưa có quy hoạch.

2.4.3 Năng lượng tái tạo cho giao thông

Việt Nam đã chú ý đến NLSH từ 10 năm qua. Một số cơ quan nghiên cứu và doanh nghiệp đã nghiên cứu công nghệ sản xuất ethanol khan; nghiên cứu và thử nghiệm gasohol (xăng pha ethanol) và diesel sinh học từ dầu mỡ động thực vật. Một số công ty ở phía Nam đã đầu tư các xưởng sản xuất diesel sinh học từ mỡ cá basa với tổng công suất khoảng 40.000tấn/năm. Đã có một số công ty trong nước và nước ngoài ký thoả thuận hợp tác lập dự án sản xuất ethanol nhiên liệu và trồng cây Jatropha để sản xuất diesel sinh học khi điều kiện cho phép.

Chính phủ đã phê duyệt "Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2006 - 2015", phê duyệt "Đề án phát triển và ứng dụng công nghệ sinh học trong lĩnh vực công nghiệp chế biến đến năm 2020". Bộ Công nghiệp đang hoàn thiện "Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn 2025" để trình Chính phủ phê duyệt.

Một số nghiên cứu, ứng dụng biodiesel đang được quan tâm, triển khai thực hiện:

- Sản xuất Biodiesel từ dầu thực vật, dầu ăn phế thải: công suất 700 tấn/năm.
- Sản xuất biodiesel từ mỡ và dầu cá da trơn: công suất 60.000 tấn/năm.
- Sản xuất ethanol từ nguyên liệu sắn lát: công suất 100 triệu lít/năm.

Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn 2025 "Hình thành và phát triển các mô hình sản xuất, tiêu dùng nhiên liệu sinh học, đến năm 2025 sản xuất và đưa vào sử dụng xăng E5 và dầu Bio-diesel B5 trên phạm vi cả nước".

- Giai đoạn đến 2020: Xây dựng và phát triển các cơ sở sản xuất và sử dụng nhiên liệu sinh học trên phạm vi cả nước, đảm bảo đáp ứng 20% nhu cầu xăng dầu bằng xăng E5 và dầu B5. Hiện nay nhu cầu sử dụng nhiên liệu sinh học trên phạm vi cả nước chiếm khoảng 25 đến 55% tổng sản lượng tiêu thụ xăng;
- Tầm nhìn đến năm 2025: Đến năm 2025, công nghệ sản xuất nhiên liệu sinh học ở nước ta đạt trình độ tiên tiến trên thế giới. Sản lượng ethanol và dầu thực vật đáp ứng đủ 100% nhu cầu xăng dầu của cả nước bằng xăng E5 và dầu B5

Việc ứng dụng công nghệ cho các phân ngành năng lượng tái tạo làm nhiên liệu trong giao thông ở Việt Nam hiện nay chưa có quy hoạch.

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Phần II: Tình hình và dự báo phát triển kinh tế xã hội và định hướng phát triển các phân ngành năng lượng

Chương 3 Tình hình và dự báo phát triển kinh tế - xã hội

Chương 3 Tình hình và dự báo phát triển kinh tế - xã hội 2
3.1 Các đặc điểm chung của Việt Nam.....2
3.2 Thực trạng điều kiện tự nhiên và môi trường 2
3.3 Thực trạng kinh tế xã hội trong nước.....2
3.3.1 Tình hình phát triển kinh tế - xã hội.....2
3.3.2 Tương quan phát triển kinh tế năng lượng 10
3.4 Tình hình quốc tế và các xu hướng phát triển.....12
3.4.1 Tình hình quốc tế.....12
3.4.2 Xu thế phát triển năng lượng trên thế giới.....18
3.5 Kịch bản phát triển kinh tế – xã hội giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới năm 2050 30
3.5.1 Tình hình phát triển kinh tế - xã hội, năng lượng của các nước trong khu vực và trên thế giới.....30
3.5.2 Các kịch bản phát triển kinh tế – xã hội phân theo các ngành và các khu vực giai đoạn quy hoạch 32
3.5.3 Phân tích về cơ hội, thánh thức, tiềm năng, lợi thế trong phát triển các phân ngành năng lượng 32
3.6 Phương án quy hoạch phát triển các phân ngành kinh tế 36
3.7 Sự liên kết với các ngành, liên kết vùng trong quy hoạch tổng thể về năng lượng 42
3.7.1 Dầu khí 42
3.7.2 Than.....43
3.7.3 Điện lực 44

Phần II: Tình hình và dự báo phát triển kinh tế xã hội và định hướng phát triển các phân ngành năng lượng

Chương 3 Tình hình và dự báo phát triển kinh tế - xã hội

3.1 Các đặc điểm chung của Việt Nam

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 km^2 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 km^2. Thủ đô Hà Nội là trung tâm chính trị, văn hóa, khoa học và giáo dục.

3.2 Thực trạng điều kiện tự nhiên và môi trường

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 km^2. Tổng lượng nước mặt của các lưu vực sông trên toàn lãnh thổ đạt khoảng 830-840 tỷ m^3/năm. Tổng trữ lượng tiềm năng nước dưới đất có thể khai thác của Việt Nam khoảng 63 tỷ m^3/năm.

3.3 Thực trạng kinh tế xã hội trong nước

3.3.1 Tình hình phát triển kinh tế - xã hội

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

Tăng trưởng kinh tế Việt Nam giai đoạn 2011 – 2020 **tương đối cao so với các nước trên thế giới nhưng không đạt mục tiêu của Chiến lược phát triển kinh tế xã hội 2011-2020**[1] do những ảnh hưởng tiêu cực của dịch COVID-19 diễn ra trong năm 2020**.** Giai đoạn 5 năm đầu của kỳ chiến lược, tốc độ tăng trưởng bình quân giảm mạnh so với các giai đoạn trước, chỉ đạt 5,9%/năm[2]. Trong giai đoạn này, tăng trưởng kinh tế các năm 2012 – 2013 thấp dưới 5,5% (năm 2012 đạt 5,25% và năm 2013 đạt 5,42%) do ảnh hưởng của các chính sách thắt chặt tài khóa và tiền tệ để kiểm soát lạm phát. ổn định các cân đối kinh tế vĩ mô. Giai đoạn 2016 – 2020, tốc độ tăng trưởng phục hồi, đạt mức cao hơn

[1] Chiến lược phát triển kinh tế xã hội 2011-2020 được thông qua tại Đại hội Đại biểu toàn quốc lần thứ XI.

[2] Tăng trưởng kinh tế bình quân giai đoạn 2001 – 2005 đạt 7,5%/năm; giai đoạn 2006 – 2010 đạt 7,0%/năm.

nhiều, được dự báo đạt bình quân 6,78%/năm[3]. Tuy nhiên, tính chung giai đoạn 2011 – 2020, tăng trưởng kinh tế dự báo đạt bình quân 6,35%/năm, thấp hơn 1,15 điểm % so với mục tiêu 7,5-8,0% của Chiến lược. **Tăng trưởng các ngành kinh tế cũng giảm nhiều so với các giai đoạn trước**, đặc biệt là khu vực công nghiệp và xây dựng, tăng trưởng đã giảm từ bình quân 9,03%/năm giai đoạn 2001 – 2010 xuống 7,7%/năm giai đoạn 2011 – 2020[4]. Theo đánh giá của Viện Chiến lược phát triển (Bộ Kế hoạch và Đầu tư), giai đoạn dân số vàng của Việt Nam bao trùm toàn bộ kỳ chiến lược 2011 – 2020, nhưng lợi thế nhân khẩu học này đã không được tận dụng hiệu quả, tốc độ tăng trưởng kinh tế giảm so với giai đoạn 2001 – 2010.

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 gia 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.

Tốc độ tăng trưởng tương đối cao đã cải thiện nhanh thu nhập bình quân đầu người của Việt Nam, đạt 2.800 USD/người năm 2019, dự báo đạt 3.000 USD/người năm 2020, tăng 1.727 USD so với năm 2010. Như vậy, sau 10 năm thu nhập bình quân đầu người đã tăng 2,36 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 2.590 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 thua kém rất xa, 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 gia 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

[3] Theo tài liệu tham khảo đặc biệt "Tình hình kinh tế Việt Nam giai đoạn 2016 – 2018 và dự báo 2019-2020" của Trung tâm thông tin và Dự báo KTXH Quốc gia, tăng trưởng kinh tế Việt Nam 2 năm cuối kỳ chiến lược 2011 – 2020 là 6,8% và 7,0%, trong đó ngành công nghiệp và xây dựng dự báo đạt 7,9% và 8,3% (kịch bản cơ sở).

[4] Đã trích.

Singapore đạt mức tăng là 1.520 USD và 11.145 USD, nới 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.

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.** Tổn thất điện năng để truyền tải và phân phối điện năm 2015 là 7,7%, đạt và vượt mục tiêu năm 2015 khoảng 8% và năm 2020 giảm xuống dưới 6,5%.

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 trí 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 3-1 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 LĐ 2018
Việt Nam	1	1	1	1	11.142
Singapore	23,34	21,68	17,76	13,68	152.418

	1991	2000	2010	2018	Năng suất LĐ 2018
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
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 3 ở 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, chuyển dịch cơ cấu lao động giữa các ngành kinh tế, hệ 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 trọng[5] 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.

[5] 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.

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.

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 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 3-2 Đóng góp của các ngành vào tăng trưởng của nền kinh tế

Chỉ tiêu	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	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	2,91
Nông, lâm, thuỷ sản	4,2	2,9	2,6	3,4	2,4	1,4	2,9	3,8	2,7	2,68
CN-XD	7,6	7,4	5,1	6,4	9,6	7,6	8,0	8,9	8,9	3,98
Dịch vụ	7,5	6,7	6,7	6,2	6,3	7,0	7,4	7,0	7,3	2,34
Thuế trừ trợ cấp	2,1	-1,6	6,4	7,9	5,5	6,4	6,3	6,1	6,5	-

Chỉ tiêu	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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	2,91
Nông, lâm, thuỷ sản	0,78	0,53	0,46	0,59	0,40	0,22	0,45	0,56	0,31	-
CN-XD	2,44	2,41	1,69	2,13	3,20	2,59	2,77	3,10	3,52	-
Dịch vụ	2,76	2,51	2,55	2,36	2,43	2,67	2,87	2,73	3,13	-
Thuế trừ trợ cấp	0,26	-0,19	0,72	0,90	0,64	0,73	0,73	0,70	0,06	-

Nguồn: Niên giám thống kê.

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 2020, do ảnh hưởng của dịch COVID-19, GDP năm 2020 chỉ tăng 2,91%, tuy là mức tăng thấp nhất của các năm trong giai đoạn 2011-2020 nhưng trong bối cảnh dịch Covid-19 diễn biến phức tạp, ảnh hưởng tiêu cực tới mọi lĩnh vực kinh tế – xã hội thì đây là thành công lớn của Việt Nam với mức tăng trưởng năm 2020 thuộc nhóm cao nhất thế giới. Điều này cho thấy tính đúng đắn trong chỉ đạo, điều hành khôi phục kinh tế, phòng chống dịch bệnh và sự quyết tâm, đồng lòng của toàn bộ hệ thống chính trị, Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ; sự nỗ lực, cố gắng của người dân và cộng đồng doanh nghiệp để thực hiện có hiệu quả mục tiêu "vừa phòng chống dịch bệnh, vừa phát triển kinh tế – xã hội". Trong mức tăng chung của toàn nền kinh tế, khu vực nông, lâm nghiệp và thủy sản tăng 2,68%, đóng góp 13,5% vào tốc độ tăng tổng giá trị tăng thêm của toàn nền kinh tế; khu vực công nghiệp và xây dựng tăng 3,98%, đóng góp 53%; khu vực dịch vụ tăng 2,34%, đóng góp 33,5%. Về cơ cấu nền kinh tế năm 2020, số liệu cho thấy Khu vực nông, lâm nghiệp và thủy sản chiếm tỷ trọng 14,85%; khu vực công nghiệp và xây dựng chiếm 33,72%; khu vực dịch vụ chiếm 41,63%; thuế sản phẩm trừ trợ cấp sản phẩm chiếm 9,8%.

Trong khu vực nông, lâm nghiệp và thủy sản, sản lượng của một số cây lâu năm, sản phẩm chăn nuôi chủ yếu và sản lượng tôm năm 2020 tăng khá nên tốc độ tăng của khu vực này đạt cao hơn năm 2019. Trong đó, ngành nông nghiệp tăng 2,55%, chỉ thấp hơn mức tăng của các năm 2011, năm 2012 và năm 2018 trong giai đoạn 2011-2020, đóng góp 0,29 điểm phần trăm vào tốc độ tăng tổng giá trị tăng thêm của toàn nền kinh tế; ngành lâm nghiệp tăng 2,82% nhưng chiếm tỷ trọng thấp nên chỉ đóng góp 0,02 điểm phần trăm; ngành thủy sản tăng 3,08%, cao hơn mức tăng 2,8% của năm 2015 và năm 2016 trong giai đoạn 2011-2020, đóng góp 0,1 điểm phần trăm.

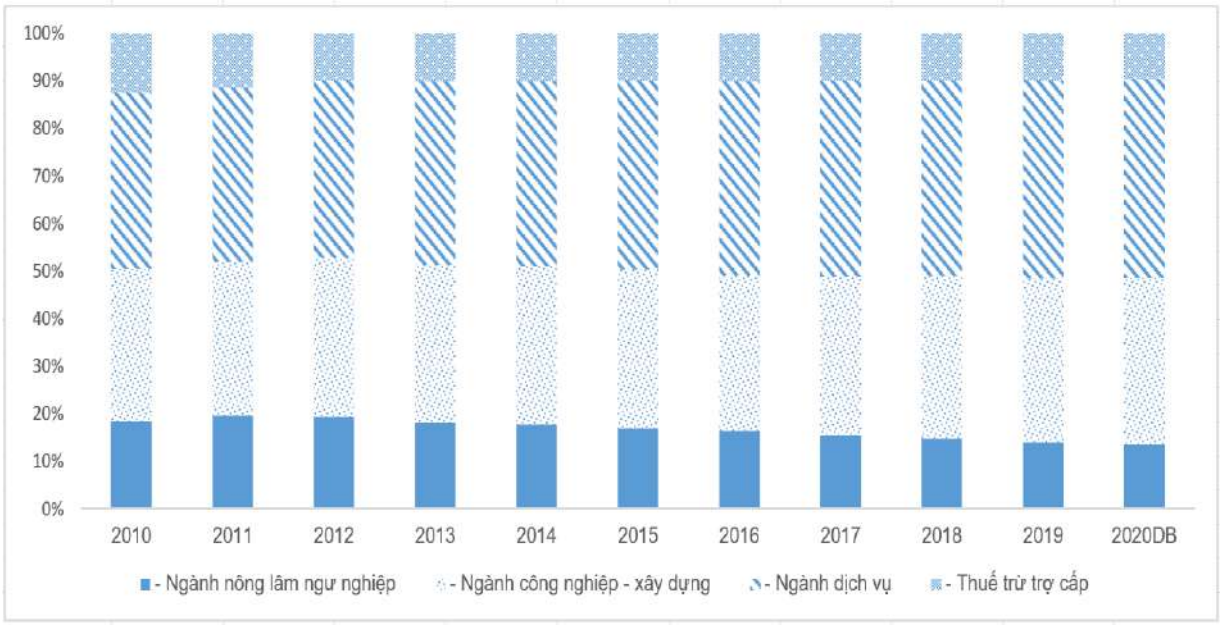
Trong khu vực công nghiệp và xây dựng, ngành công nghiệp năm 2020 tăng 3,36% so với năm trước, đóng góp 1,12 điểm phần trăm vào tốc độ tăng tổng giá trị tăng thêm của toàn nền kinh tế. Trong đó, công nghiệp chế biến, chế tạo đóng vai trò chủ chốt dẫn dắt tăng trưởng của nền kinh tế với mức tăng 5,82%, đóng góp 1,25 điểm phần trăm; sản xuất và phân phối điện tăng 3,92%, đóng góp 0,19 điểm phần trăm; cung cấp nước, hoạt động quản lý và xử lý rác thải, nước thải tăng 5,51%, đóng góp 0,04 điểm phần trăm; khai khoáng giảm 5,62% (do sản lượng khai thác dầu thô giảm 12,6% và khí đốt tự nhiên giảm 11,5%), làm giảm 0,36 điểm phần trăm trong mức tăng chung. Ngành xây dựng tăng 6,76%, cao hơn tốc độ tăng của các năm 2011, năm 2012 và năm 2013 trong giai đoạn 2011-2020, đóng góp 0,5 điểm phần trăm.

Dịch Covid-19 diễn biến phức tạp, ảnh hưởng nghiêm trọng đến hoạt động thương mại, dịch vụ. Khu vực dịch vụ trong năm 2020 đạt mức tăng thấp nhất của các năm 2011-2020. Đóng góp của một số ngành dịch vụ thị trường có tỷ trọng lớn vào tốc độ tăng tổng giá trị tăng thêm của năm 2020 như sau: Bán buôn và bán lẻ tăng 5,53% so với năm trước, đóng góp 0,61 điểm phần trăm; hoạt động tài chính, ngân hàng và bảo hiểm tăng 6,87%, đóng góp 0,46 điểm phần trăm; ngành vận tải, kho bãi giảm 1,88%, làm giảm 0,06 điểm phần trăm; ngành dịch vụ lưu trú và ăn uống giảm 14,68%, làm giảm 0,62 điểm phần trăm.

Chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế giai đoạn 2011-2019

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.

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 3-1 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 3-3 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
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.

Tác động của Covid-19

Ở trong nước, nhờ sự chỉ đạo quyết liệt, kịp thời của Bộ Chính trị, Ban Bí thư, Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ và Ban Chỉ đạo Quốc gia phòng, chống dịch Covid-19, cùng với sự vào cuộc của cả hệ thống chính trị, sự nỗ lực quyết tâm, quyết liệt của toàn Đảng, toàn dân, toàn quân, công tác phòng, chống dịch đạt một số kết quả quan trọng, được nhân dân tin tưởng vào sự lãnh đạo, chỉ đạo của Đảng, Nhà nước và quốc tế đánh giá cao.

Tuy nhiên, trong bối cảnh nền kinh tế nước ta có độ mở lớn, tham gia hội nhập quốc tế ngày càng sâu rộng, trong khi quá trình cơ cấu lại nền kinh tế còn chậm, năng lực nội tại, tính tự chủ và khả năng chống chịu của nền kinh tế, của các doanh nghiệp trong nước trước những biến động của thế giới còn hạn chế, tác động của dịch Covid-19 là rất nghiêm trọng, ảnh hưởng toàn diện đến tất cả các lĩnh vực của nền kinh tế, gây gián đoạn chuỗi cung ứng và lưu chuyển thương mại, làm đình trệ các hoạt động sản xuất, kinh doanh, dịch vụ, ảnh hưởng mạnh đến tâm lý và đời sống nhân dân, tác động trực tiếp đến các ngành xuất nhập khẩu, du lịch, dịch vụ lưu trú, ăn uống, y tế, giáo dục, lao động việc làm, nhiều doanh nghiệp tạm dừng hoạt động, thu hẹp quy mô...

Tương quan phát triển kinh tế năng lượng

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.

Có nhiều tiêu chí để đánh giá một nền kinh tế trong mối tương quan với năng lượng và môi trường. Với mỗi tiêu chí, chúng ta có thể nhận định bằng một hoặc một vài chỉ số khác nhau. Các chỉ số này là rất cần thiết khi ta cần đánh giá một nền kinh tế nào đó trong một quá trình hoặc so sánh nền kinh tế này với một nền kinh tế của quốc gia khác. Bảng dưới đây thể hiện một số các chỉ số tương quan giữa năng lượng và kinh tế - xã hội trong giai đoạn 2016-2019.

Bảng 3-4 Các chỉ số tương quan giữa năng lượng và kinh tế- xã hội giai đoạn 2016- 2019

Hạng mục	Đơn vị	2016	2017	2018	2019
Cung năng lượng sơ cấp/GDP	kgOE/1,000USD	408,1	397,1	431,1	447,0
Tiêu thụ năng lượng cuối cùng/GDP	kgOE/1,000USD	296,5	295,7	308,9	307,9
Tỷ lệ nhập khẩu năng lượng trên TPES	%	33,19	36,20	39,25	49,38

Hạng mục	Đơn vị	2016	2017	2018	2019
Tỷ lệ nhập khẩu dòng năng lượng trên TPES	%	18,82	20,49	28,59	39,54
Tiêu thụ điện đầu người	kWh/người	1.711	1.843	2.009	2.169
Cường độ điện/GDP	kWh/1,000USD	972	991	1.021	1.042
Tỷ lệ tiêu thụ điện/tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng	%	28,2	28,8	28,4	29,1
Phát thải trên GDP	kg CO2/$US	1,09	1,03	1,19	1,30

Nguồn: Thống kê Năng lượng Việt Nam năm 2019, Viện Năng lượng, tháng 12/2020

Bảng 3-5 Các chỉ số an ninh năng lượng

Chỉ tiêu	Đơn vị	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Tỷ số trữ lượng và sản xuất (R/P)	Năm	Than ~70 năm, Khí tự nhiên ~40 năm, Dầu thô ~ 20 năm					
Phụ thuộc vào nhập khẩu tịnh năng lượng	%	-17,33	6,02	18,75	20,49	28,59	39,54
Chi phí nhập khẩu NL/ Tổng chi phí nhập khẩu	%	9,69	4,79	3,91	4,68	5,94	5,76
Chi phí nhập khẩu NL /Doanh thu xuất khẩu	%	11,39	4,89	3,87	4,62	5,78	5,52
Chi phí nhập khẩu NL/Tổng GDP	%	7,09	4,10	3,32	4,42	5,73	5,57
Đa dạng hóa nhập khẩu sản phẩm dầu	Chỉ số HHI	1.700	1.835	1.587	1.425	1.328	1.213
Đa dạng hóa nguồn phát điện	Chỉ số HHI	3.107	3.209	3.452	3.511	3.612	3.579
Đa dạng hóa nguồn cung năng lượng sơ cấp	Chỉ số HHI	2.288	2.730	2.839	2.825	3.097	3.419
Cường độ tiêu thụ năng lượng cuối cùng	kgOE/1,000USD	364,1	330,5	298,3	295,7	308,9	307,9
Hệ số dự phòng công suất phát điện	%	30,80	34,39	33,49	33,90	29,79	32,40
Thời gian mất điện trung bình (SAIDI)	phút/kh		2.281	1.651	1.029	724	648
Số lần mất điện trung bình (SAIFI)	lần/KH		13,36	10,6	7,04	4,79	5,21
Số lần mất điện thoáng qua (MAIFI)	lần/KH		2,03	1,51	0,94	0,78	0,98
Mức độ sử dụng năng lượng thương mại	%	82,95	98,57	99,67	99,67	99,71	99,73
Dự trữ dầu	ngày		62,7	86,7	90,8	92,4	91,3

Nguồn: Thống kê Năng lượng Việt Nam năm 2019, Viện Năng lượng tháng 12/2020

3.4 Tình hình quốc tế và các xu hướng phát triển

3.4.1 Tình hình quốc tế

Trong bối cảnh phát triển đầy biến động của nền kinh tế năng lượng thế giới, phát triển năng lượng của Việt Nam sẽ chịu nhiều tác động của các xu thế phát triên năng lượng trên thế giới. Với việc càng ngày tham gia sâu rộng vào chuỗi cung ứng toàn cầu, Việt Nam sẽ phải đối mặt với cả những thuận lợi và khó khăn trong việc đảm bảo phát triển bền vững hệ thống năng lượng đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội.

Những tác động chính

Những tác động chính của bối cảnh quốc tế đến con đường phát triển năng lượng Việt Nam thể hiện qua 5 khía cạnh chính: phát triển kinh tế; trao đổi năng lượng; đảm bảo an ninh năng lượng; giá năng lượng và chi phí công nghệ năng lượng; bảo vệ môi trường chống biến đổi khí hậu.

Tăng trưởng kinh tế: các kịch bản tăng trưởng GDP cơ sở, cao và thấp phản ánh phần nào mức độ tác động của kinh tế thế giới đến Việt Nam, Trong môt thời kỳ phát triển toàn cầu hóa, những ảnh hưởng của kinh tế thế giới đến Việt Nam có thể được quan sát rõ ràng. Tương ứng với các kịch bản tăng trưởng GDP này, nhu cầu năng lượng sẽ có sự khác biệt do tốc độ tăng trưởng kinh tế, cơ cấu nền kinh tế và khả năng đáp ứng nhu cầu vốn đầu tư cho hạ tầng của hệ thống năng lượng khác nhau. Ngoài ra, những yếu tố tác động tiềm tàng khác như tốc độ đô thị hóa, xu thế tiêu dùng, lối sống du nhập từ thị trường quốc tế cũng sẽ có tác động đáng kể đến cách thức sử dụng năng lượng của một quốc gia.

Tăng cường an ninh năng lượng: sau một thời gian dài, xuất khẩu năng lượng, Việt Nam đang tăng mạnh nhập khẩu năng lượng từ bên ngoài. Trong những năm gần đây, lượng than nhập khẩu tăng mạnh mỗi khi giá than thế giới có những thay đổi đi xuống. Trong những năm tới, khi lượng khí tự nhiên nhập để bù đắp thiếu hụt sản lượng khí tự nhiên trong nước và dầu thô nhập để đáp ứng công suất lọc dầu trong nước, Việt Nam sẽ tăng mạnh sự phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu. Do vậy, việc đề xuất những biện pháp tăng cường an ninh năng lượng trong nước là tối cập thiết. Những chỉ tiêu đảm bảo an toàn và tăng cường an ninh năng lượng cần phải xét trên những đặc thù của mỗi quốc gia tùy thuộc và nguồn tài nguyên trong nước, mức tăng nhu cầu năng lượng, vị trí trong chuỗi giao thương năng lượng quốc tế... Đối với các quốc gia đang phát triển ở khu vực châu Á và Thái Bình Dương, một nghiên cứu của ADB đã nhận dạng những lo ngại chính về an ninh năng lượng của các quốc gia này như sau:

- Thiếu tiếp cận năng lượng;
- Thiếu sự đa dạng hóa các nguồn năng lượng;
- Sự phụ thuộc cao vào các năng lượng truyền thống;
- Sự thiếu hụt ngày càng tăng giữa cung và cầu năng lượng trong nước;
- Sự phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu; và
- Thiếu cơ sở hạ tầng năng lượng tương xứng.

Để vượt qua những thách thức về an ninh năng lượng, là một quốc gia đang trong giai đoạn chuyển giao sang nhập khẩu tịnh năng lượng, Việt Nam cần thực hiện những nhóm giải pháp sau: (i) hướng đến đảm bảo nguồn cung nhiên liệu hóa thạch và (ii) phát triển hạ tầng năng lượng hiệu quả và đa dạng hóa hệ thống năng lượng dựa trên năng lượng tái tạo và sử dụng hiệu quả năng lượng.

Giá năng lượng và chi phí công nghệ năng lượng: trong bối cảnh hội nhập quốc tế ngày càng sâu rộng, giá năng lượng trong nước không thể đi ngược lại với giá năng lượng thế giới, điển hình là công thức giá khí cho các mỏ khí tự nhiên trong mối liên hệ với giá MFO ở thị trường Singapore. Việc định giá hiệu quả cho các nguồn tài nguyên năng lượng trong nước, giảm dần sự can thiệp của nhà nước trong định giá tiến tới tự do hóa các thị trường năng lượng là nhiệm vụ cần thiết để đảm bảo các thị trường năng lượng vận hành hiệu quả. Ngoài ra với các tiến bộ khoa học kỹ thuật, các công nghệ năng lượng ngày càng được cải thiện, đặc biệt là các công nghệ sử dụng năng lượng hiệu quả, năng lượng tái tạo, lưới điện thông minh và các công nghệ năng lượng mới tiềm năng khác. Xu hướng chung của các công nghệ này là có mức chi phí giảm do tác động của tiến bộ khoa học kỹ thuật và do tích lũy kinh nghiệm lắp đặt và vận hành. Do đó, việc nắm bặt được xu thế phát triển công nghệ thế giới sẽ đem lại nhiều lợi ích trong việc định hướng phát triển năng lượng. Các công nghệ năng lượng truyền thống thường có đặc điểm thời gian xây dựng dài, khó khăn trong việc lựa chọn địa điểm và sự chấp thuận của cộng đồng. Chính vì vậy, sự bắt kịp xu thế công nghệ thế giới trong việc hoạch định chính sách ngành năng lượng đóng một vai trò then chốt.

Bảo vệ môi trường và chống biến đổi khí hậu: vấn đề bảo vệ môi trường ngày càng được quan tâm trong phát triển năng lượng. Tìm kiếm sự cân bằng giữa cung cấp năng lượng ở mức giá có khả năng chi trả đồng thời giảm thiểu các tác động tiêu cực đến chất lượng không khí, môi trường sống, đa dạng hóa sinh học… là những vấn đề quan trọng trong việc đảm bảo phát triển năng lượng bền vững, không tác động đến các thế hệ kế cận. Việc tham gia vào các công ước quốc tế chống biến đổi khí hậu cũng đặt ra thách thức cho các quốc gia trong việc đảm bảo thực hiện các mục tiêu phát triển năng lượng và cắt giảm phát thải khí nhà kính. Theo đuổi các mục tiêu giảm nhẹ và thích ứng với biến đổi khí hậu sẽ là một yếu tố quan trọng định hình việc phát triển hệ thống năng lượng của một quốc gia trong những thập kỷ tới.

Bảng 3-6 So sánh quốc tế

	Đơn vị	Thế giới	OECD	Trung Quốc	Nhật Bản	Hàn Quốc
Dân số	Triệu người	7.588	1.392	1.400	127	51,6
GDP so sánh	Tỷ USD2010	82.893	52.544	10.873	6.170	1.450
Khai thác năng lượng	MTOE	14.421	4.379	2.562	50,3	45,2
Nhập khẩu ròng	MTOE		1.162	733	387	253
TPES	MTOE	14.282	5.369	3.211	426	282

	Đơn vị	Thế giới	OECD	Trung Quốc	Nhật Bản	Hàn Quốc
Điện năng tiêu thụ	TWh	24.739	10.629	6.880	1.013	572
Phát thải CO_2	Mt-CO_2	33.513	11.645	9.571	1.081	606
Tỷ lệ NLTT*/TPES	%	10,96	11,90	12,18	8,55	2,17
Điện năng/người	kWh/người	3.260	7.636	4.914	8.004	11.082
Điện năng/GDP	kWh/USD	298	202	633	164	394
TPES/người	kgOE/người	1.882	3.857	2.294	3.367	5.470
TPES/GDP	kgOE/1000USD	172	102	295	69	195
Phát thải/người	kgCO_2/người	4.417	8.366	6.836	8.541	11.739
Phát thải/GDP	kgCO_2/USD	0,40	0,22	0,88	0,18	0,42
		Hoa Kỳ	**Ấn Độ**	**LB Nga**	**LB Đức**	**ASEAN****
Dân số	Triệu người	327	1.353	144	82,9	654
GDP so sánh	Tỷ USD2010	17.856	2.822	1.739	3.937	2.962
Khai thác năng lượng	MTOE	2.173	574	1.484	112	766
Nhập khẩu ròng	MTOE	81	348	-701,3	200,3	-14,5
TPES	MTOE	2.231	919	759	302	681
Điện năng tiêu thụ	TWh	4.289	1.309	999	568	986
Phát thải CO_2	Mt-CO_2	4.921	2.308	1.587	696	1.481
Tỷ lệ NLTT/TPES	%	8,47	7,07	5,72	15,85	8,01
Điện năng/người	kWh/người	13.100	968	6.917	6.849	1.509
Điện năng/GDP	kWh/USD	240	464	575	144	333
TPES/người	kgOE/người	6.814	680	5.255	3.644	1.041

	Đơn vị	Thế giới	OECD	Trung Quốc	Nhật Bản	Hàn Quốc
TPES/GDP	kgOE/1000USD	125	326	437	77	230
Phát thải/người	$kgCO_2$/người	15.031	1.706	10.984	8.396	2.266
Phát thải/GDP	$kgCO_2$/USD	0,28	0,82	0,91	0,18	0,50
		Malaysia	**Philippines**	**Singapore**	**Thái Lan**	**Indonesia**
Dân số	Triệu người	31,5	107	5,6	69,4	268
GDP so sánh	Tỷ USD2010	382,1	340,3	333,1	442,3	1.147
Khai thác năng lượng	MTOE	98,2	28,8	0,6	73,3	451
Nhập khẩu ròng	MTOE	-2,2	34,4	93,3	72,6	-220,6
TPES	MTOE	93,4	60,1	37,8	135,8	231
Điện năng tiêu thụ	TWh	157	90,2	52,6	195,1	263
Phát thải CO_2	Mt-CO_2	228	132	47,4	241	543
Tỷ lệ NLTT/TPES	%	6,29	11,76	0,22	5,59	4,91
Điện năng/người	kWh/người	4.986	845	9.393	2.811	984
Điện năng/GDP	kWh/USD	411	265	158	441	230
TPES/người	kgOE/người	2.962	563	6.750	1.957	863
TPES/GDP	kgOE/1000USD	244	177	113	307	202
Phát thải/người	$kgCO_2$/người	7.232	1.238	8.464	3.473	2.028
Phát thải/GDP	$kgCO_2$/USD	0,60	0,39	0,14	0,54	0,47
		Lào	**Myanmar**	**Brunei**	**Cambodia**	**Việt Nam**
Dân số	Triệu người	7,1	53,7	0,4	16,2	95,4
GDP so sánh	Tỷ USD2010	12,6	84,5	13,5	19,5	187,7
Khai thác năng lượng	MTOE	7,3	29	16	5,0	57

	Đơn vị	Thế giới	OECD	Trung Quốc	Nhật Bản	Hàn Quốc
Nhập khẩu ròng	MTOE	-1,3	-4,8	-12,3	3,3	23,1
TPES	MTOE	5,7	23,8	3,7	8,2	80,9
Điện năng tiêu thụ	TWh	5,0	18,8	3,8	8,6	192
Phát thải CO_2	Mt-CO_2	17,8	31,5	6,7	10,8	223
Tỷ lệ NLTT/TPES	%	58,98	42,93	0,52	-	18,73
Điện năng/người	kWh/người	704	350	8.859	529	2.009
Điện năng/GDP	kWh/USD	397	223	282	440	1.021
TPES/người	kgOE/người	803	443	8.626	505	848
TPES/GDP	kgOE/1000USD	452	282	274	420	431
Phát thải/người	$kgCO_2$/người	2.507	587	15.619	665	2.337
Phát thải/GDP	$kgCO_2$/USD	1,41	0,37	0,50	0,55	1,19

Tác động của Covid-19

Đại dịch Covid đã gây ra một cú sốc kinh tế vĩ mô chưa từng có trong thời bình. Để làm chậm sự lây lan của virus, các Chính phủ trên khắp thế giới đã áp đặt các hạn chế đối với hầu hết các hoạt động kinh tế và xã hội. Chúng bao gồm phong tỏa một phần hoặc toàn bộ, giới nghiêm vào ban ngày, đóng cửa các tổ chức giáo dục và các doanh nghiệp không thiết yếu, và cấm các cuộc tụ họp công cộng. Khoảng 4.2 tỷ người hoặc 54% dân số toàn cầu, chiếm gần 60% GDP toàn cầu, đã bị phong tỏa toàn hoặc một phần và gần như toàn bộ dân số toàn cầu bị ảnh hưởng bởi một số biện pháp ngăn chặn sự lây lan dịch bệnh.

Nhìn chung, các ước tính cho thấy rằng trong giai đoạn phong tỏa, các nền kinh tế có thể mong đợi sản lượng kinh tế giảm từ 20% đến 40%, tùy thuộc vào tỷ lệ của các ngành bị ảnh hưởng nhất và mức độ nghiêm ngặt của các biện pháp. Ở cấp độ toàn cầu, điều này chuyển thành mức giảm 2% GDP dự kiến hàng năm cho mỗi tháng các biện pháp ngăn chặn, xác nhận mức độ 2-3% của Chủ tịch Ngân hàng Trung ương châu Âu đưa ra vào đầu tháng 4. Do đó, tác động trực tiếp đến GDP hàng năm và sử dụng năng lượng phụ thuộc vào thời gian khóa máy, trong khi tác động gián tiếp của cuộc khủng hoảng sẽ được xác định bởi hình dạng của sự phục hồi.

Các chính phủ trên khắp thế giới đã đáp trả bằng một làn sóng kích thích tài chính và tiền tệ chưa từng có. Trọng tâm hiện tại là cung cấp hỗ trợ thu nhập trực tiếp cho cả người lao

động bị ảnh hưởng và các công ty nhằm giảm thiểu tác động xã hội và việc làm. Đồng thời, ổn định hệ thống tài chính là ưu tiên hàng đầu.

Dữ liệu mới nhất cho thấy việc cắt giảm mạnh mẽ hoạt động kinh tế toàn cầu và di động trong quý đầu năm 2020 đã đẩy nhu cầu năng lượng toàn cầu xuống 3,8% so với quý đầu tiên của năm 2019. Nếu việc phong tỏa kéo dài trong nhiều tháng và việc phục hồi chậm nền kinh tế thế giới, ngày càng có khả năng nhu cầu năng lượng hàng năm sẽ giảm 6% vào năm 2020, xóa sạch năm năm tăng trưởng nhu cầu cuối cùng. Sự suy giảm như vậy đã không được nhìn thấy trong 70 năm qua.

Tất cả các nhiên liệu ngoại trừ năng lượng tái tạo được thiết lập để trải nghiệm các cơn co thắt lớn nhất của chúng trong nhu cầu trong nhiều thập kỷ. Trong một số trường hợp, sự sụt giảm hàng năm sẽ mạnh hơn so với những người trong quý đầu tiên.

Nhu cầu năng lượng dự kiến sẽ giảm ở tất cả các khu vực chính vào năm 2020. Nhu cầu ở Trung Quốc dự kiến sẽ giảm hơn 4%, một sự đảo ngược so với mức tăng trưởng nhu cầu trung bình hàng năm gần 3% từ năm 2010 đến 2019. Ở Ấn Độ, nhu cầu năng lượng sẽ giảm đối với lần đầu tiên, sau khi tăng trưởng nhu cầu thấp vào năm 2019. Tuy nhiên, các nền kinh tế tiên tiến sẽ trải qua sự sụt giảm lớn nhất về nhu cầu năng lượng vào năm 2020. Ở cả Liên minh châu Âu và Hoa Kỳ, nhu cầu trong năm 2020 có thể sẽ giảm khoảng 10 % dưới mức 2019, gần gấp đôi tác động của cuộc khủng hoảng tài chính toàn cầu. những tác động chính của Covid-19 đến năng lượng thế giới như sau:

- Nhu cầu dầu có thể giảm trung bình 9%, hoặc 9 triệu thùng/ngày trong cả năm, đưa mức tiêu thụ dầu trở lại mức năm 2012.
- Nhu cầu than có thể giảm 8%, phần lớn do nhu cầu điện sẽ thấp hơn gần 5% trong cả năm. Sự phục hồi nhu cầu than cho ngành công nghiệp và sản xuất điện ở Trung Quốc có thể bù đắp sự sụt giảm lớn hơn ở những nơi khác.
- Nhu cầu khí đốt có thể giảm hơn nhiều trong cả năm so với quý đầu tiên, với nhu cầu giảm trong các ứng dụng điện và công nghiệp.
- Nhu cầu điện hạt nhân cũng sẽ giảm để đáp ứng nhu cầu điện thấp hơn.
- Nhu cầu tái tạo dự kiến sẽ tăng do chi phí vận hành thấp và quyền truy cập ưu đãi vào nhiều hệ thống điện. Tăng trưởng gần đây về năng lực, một số dự án mới sẽ phát triển trực tuyến vào năm 2020, cũng sẽ thúc đẩy sản lượng.
- Theo ước tính của IEA cho năm 2020, nhu cầu điện toàn cầu giảm 5%, với mức giảm 10% ở một số khu vực. Các nguồn carbon thấp sẽ vượt xa thế hệ đốt than trên toàn cầu, mở rộng vị trí dẫn đầu được xác lập vào năm 2019.
- Lượng khí thải CO2 toàn cầu dự kiến sẽ giảm 8%, hoặc gần 2,6 tỷ tấn, xuống mức 10 năm trước. Mức giảm hàng năm như vậy sẽ là lớn nhất từ trước đến nay, lớn hơn sáu lần so với mức giảm kỷ lục trước đó là 0,4 tỷ tấn trong năm 2009 - gây ra bởi cuộc khủng hoảng tài chính toàn cầu - và lớn gấp đôi tổng số lần giảm trước đó kể từ khi kết thúc của Thế chiến II. Tuy nhiên, sau các cuộc khủng hoảng trước đó, lượng khí thải hồi phục có thể lớn hơn mức giảm, trừ khi làn sóng đầu tư để

khởi động lại nền kinh tế dành riêng cho cơ sở hạ tầng năng lượng sạch hơn và linh hoạt hơn.

3.4.2 Xu thế phát triển năng lượng trên thế giới

Xu thế cung cầu năng lượng

Tốc độ tăng trưởng GDP toàn cầu giảm từ 3,6% năm 2018 xuống 2,9% năm 2019, kiềm chế tăng trưởng nhu cầu năng lượng. Tăng trưởng kinh tế chậm lại có thể cảm nhận ở hầu hết các nền kinh tế. Ở các nền kinh tế tiên tiến, tăng trưởng kinh tế trung bình giảm gần 25% từ năm 2018 đến 2019. Tăng trưởng kinh tế chậm lại làm hạn chế tăng trưởng nhu cầu năng lượng đặc biệt ở Ấn Độ, nơi tăng trưởng kinh tế giảm từ 6,8% năm 2018 xuống 4,8% vào năm 2019, thấp hơn mức trung bình 7% kể từ năm 2019 Năm 2010, tại Trung Quốc, tăng trưởng kinh tế giảm từ 6,6% năm 2018 xuống còn 6,1% vào năm 2019.

Năm 2019, nhu cầu năng lượng toàn cầu tăng chưa đến một nửa tốc độ tăng trưởng của năm 2018, thấp hơn tốc độ tăng trưởng trung bình kể từ năm 2010. Sự suy giảm trong tốc độ tăng trưởng này chủ yếu là do tăng trưởng kinh tế toàn cầu chậm hơn và tác động của thời tiết ôn hòa hơn đối với sưởi ấm và làm mát.

Tuy nhiên, có sự khác biệt đáng kể giữa các nguồn năng lượng, đối với than có thể thấy sự suy giảm mạnh và năng lượng tái tạo tăng kỷ lục. Nhu cầu điện tăng với tốc độ chậm nhất kể từ cuộc khủng hoảng tài chính. Việc sử dụng năng lượng hiệu quả tiếp tục được cải thiện nhưng ở mức thấp hơn mức cần thiết để đáp ứng các Mục tiêu Phát triển Bền vững. Phát thải CO2 liên quan đến năng lượng vẫn không thay đổi khi phát thải từ sản xuất điện ở các nền kinh tế tiên tiến giảm rõ rệt.

Nhu cầu năng lượng toàn cầu tăng 0,9% trong năm 2019, tức là 120 triệu tấn dầu tương đương (Mtoe), 40% tốc độ tăng trưởng quan sát được trong năm 2018. Sự chững lại trong tăng trưởng kinh tế và điều kiện thời tiết giải thích phần lớn sự chậm lại.

Bảng 3-7 Nhu cầu năng lượng

	Nhu cầu năng lượng (Mtoe)	Tốc độ tăng trưởng (%)	Tỷ lệ (%)	
	2019	2018-2019	2000	2019
Tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp	14 385	0.9%	100%	100%
Than	3 762	-1.7%	23%	26%
Dầu	4 512	0.7%	37%	31%
Khí tự nhiên	3 320	1.8%	21%	23%
Năng lượng hạt nhân	732	3.3%	7%	5%
Thủy điện	373	2.4%	2%	3%
Sinh khối và rác thải	1 362	2.2%	10%	9%
Các nguồn NLTT khác	326	12.2%	1%	2%

Tăng trưởng nhu cầu năng lượng cũng giảm bởi mùa đông ấm hơn vào năm 2019 so với năm 2018, khi mùa đông lạnh hơn và mùa hè nóng hơn so với trung bình làm tăng lạnh nhu cầu năng lượng cho cả sưởi ấm và làm mát. Mùa hè mát hơn ở Hoa Kỳ và Cộng hòa Nhân dân Trung Hoa (Trung Quốc) vào năm 2019 cũng làm giảm nhu cầu năng lượng để làm mát. Giảm nhu cầu năng lượng cho sưởi ấm không gian và làm mát cắt giảm nhu cầu cho tất cả các nhiên liệu. Tổng hợp, thay đổi thời tiết làm giảm tăng trưởng nhu cầu năng lượng toàn cầu 0,8% giữa hai năm 2018 và 2019.

Sự giảm tốc độ tăng trưởng nhu cầu năng lượng giữa năm 2018 và 2019 có thể nhận thấy không tương xứng với sự tăng của than và khí đốt, trong khi sự tăng trưởng tuyệt đối cho các nguồn năng lượng khác thay đổi rất ít. Năng lượng tái tạo và khí tự nhiên đều tăng thị phần, khí chiếm 23% và năng lượng tái tạo chiếm 14%.

Năng lượng tái tạo có sự tăng trưởng về giá trị tuyệt đối lớn nhất và tốc độ tăng trưởng nhanh nhất vào năm 2019, với tổng sử dụng năng lượng tái tạo tăng 75 Mtoe hoặc 3,7%. Năng lượng gió và năng lượng quang điện mặt trời (PV) trải qua một năm tăng trưởng hai chữ số, mặc dù tăng trưởng của NL mặt trời đã chậm lại. Trong khi việc sử dụng năng lượng tái tạo được mở rộng ở hầu hết các khu vực, hơn 40% mức tăng trưởng toàn cầu về sản xuất điện từ năng lượng tái tạo tập trung ở Trung Quốc.

Nhu cầu khí đốt tự nhiên tăng 60 Mtoe, tương đương 70 tỷ mét khối (tỷ m3), tăng 1,8% so với mức 2018. Tốc độ tăng trưởng nhu cầu thấp hơn mức tăng 5% được ghi nhận trong năm 2018 nhưng đánh dấu sự trở lại mức tăng trưởng trung bình giữa năm 2010 và 2017. Ngược lại với năm 2018, khi thời tiết biến đổi đặc biệt dẫn đến nhu cầu khí đốt tăng vọt, đặc biệt là ở Hoa Kỳ và Trung Quốc, năm 2019 thời tiết ôn hòa hơn là một cú hích quan trọng đối với tăng trưởng nhu cầu.

Nhu cầu về dầu, bao gồm cả nhiên liệu sinh học, tăng 0,8% trong năm 2019, tương đương 0,8 triệu thùng mỗi ngày (triệu thùng/ngày), dẫn đầu là tăng trưởng ở Trung Quốc. Nhu cầu than giảm 1,7%, do sản xuất điện từ các nhà máy nhiệt điện than giảm với mức lớn nhất từ trước đến nay, với than bị thách thức bởi giá khí rẻ và mở rộng năng lượng tái tạo và năng lượng hạt nhân.

Năng lượng hạt nhân tăng trưởng năm 2019 là 3,5%, nhanh hơn năm 2018 và cao hơn mức trung bình trong những năm gần đây. Đội các lò phản ứng hạt nhân ở Nhật Bản có sản lượng cao hơn vào năm 2019 và bảy lò phản ứng quy mô lớn ở Trung Quốc đã ghi nhận năm đầu tiên vận hành liên tục cả năm. Do đó, sản lượng hạt nhân toàn cầu đã lập kỷ lục năm 2019, vượt so với mức sản lượng trước vụ tai nạn hạt nhân Fukushima vào năm 2011. Kết hợp với nhau, các nguồn năng lượng carbon thấp - năng lượng tái tạo và hạt nhân - chiếm 80% nhu cầu năng lượng ròng tăng trong 2019.

Nhu cầu điện tăng chỉ bằng một phần ba tốc độ tăng trưởng được nhìn thấy trong năm 2018, do nhu cầu giảm ở hầu hết các nền kinh tế tiên tiến lớn. Tăng trưởng nhu cầu đã giảm một nửa ở Trung Quốc. Ở Ấn Độ, nhu cầu giảm lần đầu tiên trong hồ sơ của Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA), do tăng trưởng kinh tế chậm hơn và giảm sử dụng điện cho thủy lợi do một hiện tượng gió mùa lạ. Tăng trưởng nhu cầu toàn cầu chậm lại không

chỉ vì tăng trưởng kinh tế thấp hơn, mà còn vì nhu cầu năng lượng sưởi ấm và làm mát giảm, hiệu quả năng lượng được cải thiện. Tăng trưởng nhu cầu điện thấp hơn củng cố cho sự suy giảm nhu cầu than toàn cầu.

Cải thiện hiệu quả năng lượng là yếu tố thúc đẩy nhu cầu năng lượng thấp hơn ở Nhật Bản. Ngoài ra, mùa đông ôn hòa hơn trong năm 2019 và sự gia tăng sản lượng từ các lò phản ứng hạt nhân gần đây đã quay trở lại đã làm giảm việc sử dụng than và khí đốt trong ngành điện. Nhu cầu khí giảm 8% trong năm 2019 và sử dụng dầu cho sản xuất điện thấp hơn 30% so với năm 2018. Sản lượng từ năng lượng tái tạo chỉ tăng một phần ba so với năm 2018, với sản lượng từ năng lượng gió và thủy điện đều giảm.

Lượng khí thải CO2 liên quan đến năng lượng toàn cầu vẫn ít thay đổi trong năm 2019 ở mức 33,2 gigaton (Gt), sau hai năm tăng. Sự ổn định này chủ yếu đến từ sự sụt giảm mạnh lượng khí thải CO2 từ ngành điện ở các nền kinh tế tiên tiến. Phát thải của ngành điện giảm nhờ vai trò mở rộng của các nguồn tái tạo (chủ yếu là điện gió và mặt trời), chuyển đổi nhiên liệu từ than sang khí tự nhiên và sản lượng điện hạt nhân cao hơn.

Lượng khí thải CO2 toàn cầu từ sử dụng than giảm hơn 220 triệu tấn (Mt), tương đương 1,5%, bù đắp cho sự gia tăng phát thải từ dầu và khí đốt tự nhiên. Ở các nền kinh tế tiên tiến, khí thải giảm gần 380 Mt, tương đương 3,2%, với ngành điện chịu trách nhiệm cho gần 90% mức giảm. Thời tiết ôn hòa ở nhiều nền kinh tế lớn đóng vai trò quan trọng, giảm phát thải hơn 200 Mt và đảo ngược một số mức tăng do nhu cầu sưởi ấm và làm mát không gian cao hơn vào năm 2018. Tăng trưởng kinh tế toàn cầu năm 2019 cũng đóng một vai trò quan trọng, điều tiết sự gia tăng trong khí thải ở các nền kinh tế mới nổi lớn, đặc biệt là ở Ấn Độ.

Bảng 3-8 Phát thải CO_2 trên thế giới

	Tổng phát thải CO_2 (Mt CO_2)	**Tốc độ tăng trưởng** (%)
	2019	**2018-2019**
Mỹ	4 768	-2.7%
Trung Quốc	9 737	2.3%
Ấn Độ	2 279	0.6%
Châu Âu	3 742	-4.9%
Còn lại của Thế giới	11 451	0.5%
Thế Giới	**33 267**	**-0.1%**

Nhu cầu dầu, bao gồm cả nhiên liệu sinh học, tăng 0,8% (tương đương 8 triệu thùng dầu/ngày) trong năm 2019. Mức tăng trưởng này thấp thứ 3 trong vòng 10 năm qua, thấp hơn mức tăng 1,1% trong năm 2018. Sự thiếu tăng trưởng nhu cầu dầu nội địa Hoa Kỳ sau mức tăng 2,7% trong năm 2019 đã giảm tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu. Tăng trường nhu cầu ở Trung Quốc vẫn ổn định, chiếm đến 80% tăng nhu cầu trong năm 2019.

Sau hai năm tăng rất mạnh, tăng trưởng tiêu thụ khí đốt tự nhiên đã hạ nhiệt trong năm 2019 xuống còn 1,8%, tương đương 70 tỷ m3. Con số này chưa bằng một nửa mức tăng trưởng quan sát được trong năm 2018 và ngang bằng với mức tăng trưởng trung

bình giữa năm 2010 và 2017. Tuy nhiên, tăng trưởng nhu cầu khí trong năm 2019 chỉ đứng thứ hai sau tăng trưởng về nhu cầu năng lượng tái tạo, đẩy tỷ lệ khí trong hỗn hợp năng lượng toàn cầu lên mức lịch sử cao 23%.

Nhu cầu than toàn cầu giảm 1,7% trong năm 2019, sự giảm sút lần thứ ba trong năm năm vừa qua, nhiều hơn bù đắp cho mức tăng trưởng 0,9% trong năm 2018. Than vẫn là nguồn năng lượng chính lớn thứ hai trên thế giới, nhưng thị phần của nó đã giảm từ hơn 29% trong năm 2012 đến 26% hiện tại, với biến động hàng năm do những phát triển như tăng trưởng kinh tế, điều kiện thời tiết và thay đổi giá nhiên liệu. Than tiếp tục là nguồn phát điện lớn nhất với tỷ lệ 36%; tuy nhiên năm 2019 là năm đầu tiên trong đó sản xuất carbon thấp, tức là năng lượng tái tạo và hạt nhân, sản xuất nhiều điện hơn than.

Nhu cầu than giảm năm 2019 đã thúc đẩy bởi sự sụt giảm trong việc sử dụng than để sản xuất điện, trong khi sử dụng than trong công nghiệp rất ổn định. Sản lượng điện than giảm 3,1% hay 315 TWh trên toàn cầu. Nó đã trải qua sự sụt giảm lớn nhất từ trước đến nay tại châu Âu (20%), một trong những mức giảm lớn nhất ở Hoa Kỳ (15%) và lần giảm đầu tiên ở Ấn Độ kể từ năm 1973.

Nhìn chung, xu hướng chính của nhu cầu than, sự dịch chuyển sang châu Á, tiếp tục khi nhu cầu giảm ở châu Âu và Hoa Kỳ. Liên minh châu Âu và Hoa Kỳ cùng nhau chiếm 40% nhu cầu than toàn cầu trong năm 1990 và 20% trong năm 2010, hiện chiếm gần 10%.

Nhu cầu điện toàn cầu chỉ tăng 1,4% trong năm 2019, giảm đáng kể so với mức tăng trưởng 3,9% so với năm trước. Tăng trưởng nhu cầu chậm kết hợp với sự tăng trưởng mạnh mẽ của năng lượng tái tạo và năng lượng hạt nhân đã đẩy giảm việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch toàn cầu xuống thấp lần đầu tiên sau bốn thập kỷ trong thời kỳ mở rộng kinh tế. Lượng phát thải CO2 của ngành điện toàn cầu giảm hơn 170 Mt, giảm 1,3% so với cùng kỳ năm ngoái, giúp ổn định lượng phát thải CO2 liên quan đến năng lượng toàn cầu năm 2019. **Tăng trưởng nhu cầu điện chậm trong năm 2019 là do tăng trưởng kinh tế toàn cầu chậm lại và điều kiện thời tiết mát hơn ở các nền kinh tế lớn.**

Tổng hợp về xu thế chính phát triển năng lượng thế giới như sau:

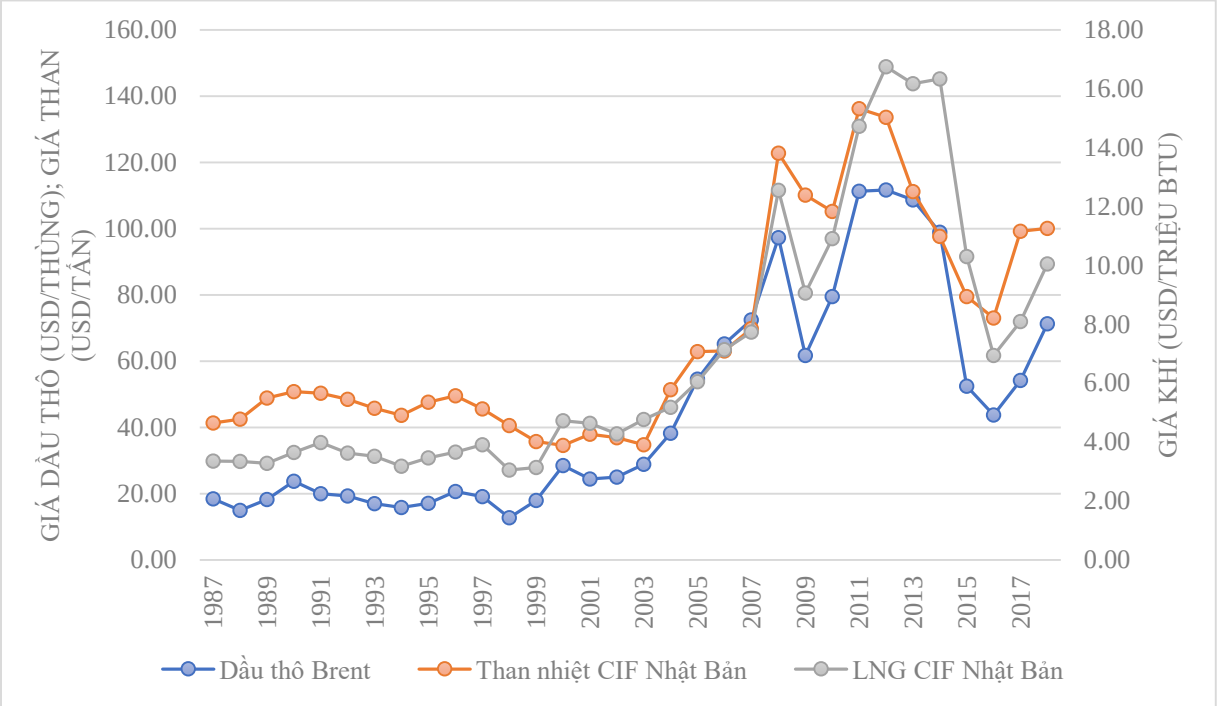
- Trong cơ cấu tiêu thụ năng lượng sơ cấp toàn cầu, xu hướng tham gia của các nguồn năng lượng cơ bản sẽ tiếp tục: giảm tỷ lệ dầu và than, tăng tỷ lệ khí và năng lượng phi carbon. Tỷ lệ năng lượng điện sẽ tăng trong tiêu thụ đầu cuối;
- Sự chậm lại tăng trưởng của nhu cầu dầu toàn cầu sau năm 2025 được dự báo với nhu cầu cao nhất có thể đến trước những năm 2030. Nhu cầu về các sản phẩm dầu khí sẽ được hình thành dưới ảnh hưởng của tăng trưởng tiêu dùng trong lĩnh vực giao thông trong khi giảm nhu cầu trong nước, thương mại và ngành điện;
- Sự tăng trưởng nhu cầu khí này được hình thành với là sự gia tăng tiêu thụ điện, cũng như các yếu tố về chính sách khí hậu và an toàn môi trường; trong trung hạn, việc hình thành thị trường khí thế giới (toàn cầu) sẽ dẫn đến việc tiếp cận giá khí

ở các khu vực khác nhau trên thế giới. Việc phát triển sản xuất và cung ứng LNG sẽ đóng một vai trò quan trọng để hình thành thị trường khí toàn cầu (toàn cầu);

- Than trong những năm tới vẫn sẽ là một trong những nguồn năng lượng cần thiết cho tăng trưởng kinh tế ở các quốc gia thuộc khu vực châu Á - Thái Bình Dương và châu Phi. Nhu cầu tiêu thụ than sẽ giảm mạnh tại các quốc gia thuộc Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế;
- Với sự gia tăng tỷ trọng điện trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng, sản xuất điện sẽ tăng nhanh để đáp ứng với mức tăng trưởng cao của khí tự nhiên và năng lượng tái tạo.

Xu thế tổ chức ngành năng lượng

Do tầm quan trọng của năng lượng, thị trường năng lượng thế giới luôn bị chi phối bởi nhiều yếu tố khác hơn là quan hệ cung cầu thông thường. Các quốc gia kinh tế phát triển tiêu thụ nhiều năng lượng nhập khẩu rất dễ bị tổn thương khi kinh tế giảm sút trong những thời điểm giá dầu tăng cao. Lịch sử đã minh chứng nhiều lần rằng giá dầu tăng mạnh có thể làm giảm tăng trưởng kinh tế. Từ năm 1948 đến 1970, giá dầu dao động trong khoảng 2,5 đến 3,0 USD/thùng. Hoa Kỳ là nhà sản xuất dầu chi phối. Vào năm 1960, Arabia Saudi và một số quốc gia xuất khẩu dầu khác thành lập OPEC nhằm kiểm soát giá dầu. Vào năm 1971, các công ty Hoa Kỳ được cho phép khai thác dầu không hạn chế. Họ đã sử dụng triệt để các trữ lượng sẵn có. Do đó, cung cấp dầu giảm xuống và giá tăng lên. Hoa Kỳ trở nên dễ bị tổn thương với những thiếu hụt trong tương lai. Năm 1973, các thành viên của Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ OPEC đã khởi xướng lệnh cấm vận dầu lên Hoa Kỳ và một số nước liên minh. Mục tiêu chính là để thúc đẩy giá dầu đồng thời trừng phạt Hoa Kỳ do hỗ trợ Israel trong cuộc chiến Yom Kippur. Để tránh các thiếu hụt tương lai, Nghị viện phê chuẩn Luật Dự trữ dầu chiến lượng có khả năng đảm bảo cung cấp 90 ngày. Sản xuất dầu của Hoa Kỳ khi đó đã trong đà giảm sút và không thể bù đắp được lượng dầu thiếu hụt do cấm vận. Chính điều này dẫn đến sự mất cân bằng cung cầu. Sản xuất dầu toàn cầu sụt giảm khoảng 10%, và giá dầu tăng gấp đôi lên mức 35 USD/thùng trong thời gian ngắn. Sự tăng giá phi mã này dẫn đến khủng hoảng kinh tế của các nước đang phát triển. Kể từ đó, giá dầu thế giới trở nên dễ bị tổn thương và mang yếu tố địa chính trị nhiều hơn là tác động của cung-cầu đơn thuần (Rapier, 2012, p. 4). Biến động giá dầu thô, than nhiệt và LNG được thể hiện ở hình dưới đây:



Hình 3-2 Diễn biến giá dầu thô thế giới, giá than nhiệt và giá LNG nhập khẩu đến Nhật Bản giai đoạn 1987-2018

Nguồn: tổng hợp từ (BP, 2019a)

Giá dầu thô thế giới chịu sự tác động mạnh của các yếu tố địa chính trị hơn là quan hệ cung cầu thông thường. Trong một thập niên gần đây, giá năng lượng thế giới đã có những biến động phức tạp dưới tác động của suy thoái kinh tế, bất ổn chính trị cũng như là cuộc cách mạng công nghệ về dầu khí phi truyền thống. Giá dầu được xác định bởi các hợp đồng tương lai trong các thị trường hàng hóa. Diễn biến giá dầu luôn phức tạp, đặc biệt trong bối cảnh thay đổi trên thể giời hiện nay.

Xu thế phát triển thị trường và giá năng lượng

Theo Báo cáo Thông tin tổng quan dầu 2019 của IEA (IEA, 2019e, trang 7), năm 2017 thương mại dầu và các dạng khí thiên nhiên lỏng (NGL) đều tăng so với năm 2016 với mức tăng 3,1%. Đây là năm tăng thứ 3 liên tiếp của các loại nhiên liệu này.

Hoa Kỳ vẫn là quốc gia nhập khẩu dầu và NGL hàng đầu vào năm 2017, mặc dù có mức giảm nhẹ tăng trưởng nhập khẩu. Trung Quốc, quốc gia nhập khẩu dầu số 2 thế giới, vẫn duy trì tầm quan trọng trong thương mại dầu thế giới và dần thu hẹp khoảng cách với Hoa Kỳ. Ấn Độ nhập khẩu cũng tăng kỷ lúc với mức tăng 220 triệu tấn trong năm 2017 do công suất lọc dầu tiếp tục được tăng cường. Nhập khẩu dầu và NGL của Châu Á tăng hơn bất kỳ khu vực nào trên thế giới với mức tăng 4,9%, tiếp theo đó là Châu Âu với 3,4%.

Mặc dù có sự cắt giảm sản lượng, Ả rập Xê út vẫn là quốc gia xuất khẩu lớn nhất với 6,9 triệu tấn/ngày trong năm 2017. CHLB Nga là quốc gia xuất khẩu lớn thứ 2 mặc dù có mứ

giảm nhẹ -0,8% so với năm trước đó. Trong 5 quốc gia xuất khẩu hàng đầu, chỉ có Canada tăng sản lượng 5,8% trong năm 2017.

Phần lớn dòng dầu xuất khẩu mới hướng đến các thị trường Châu Á, đặc biệt là Trung Quốc, điểm đến hàng đầu của dầu thô và NGL từ Hoa Kỳ. Nhập khẩu dầu tăng ở hầu hết các khu vực trừ Tung Đông. Nhập khẩu dầu của các nước OECD Châu Âu giữ ổn định trong năm 2017, mặc dù hoạt động lọc dầu có giảm sút, nhu cầu dầu được phần nào đáp ứng từ việc huy động sản phẩm dầu dự trữ.

Kể từ sau khủng hoảng dầu mỏ năm 1973, giá than trở nên thấp hơn rất nhiều so với giá dầu trên cơ sở quy đổi năng lượng tương đương. Thị trường than toàn cầu có tính cạnh tranh cao và rất linh hoạt dựa trên luật cung-cầu. Giá than cũng phần nào thấp hơn giá khí và ổn định hơn. Tuy nhiên xu thế gần đây trong khai thác dầu khí phi truyền thống đã khiến giá khí giảm tương đối và tăng khả năng cung cấp khí. Điều này làm giảm mức độ cạnh tranh của than, năng lượng hạt nhân và cả các dạng NLTT. Một yếu tố gần đây có tác động đến giá than và sử dụng than đó là các chính sách liên quan đến biến đổi khí hậu. Trong tương lai, khi các chính phủ trên thế giới thực hiện các cam kết về biến đổi khí hậu sẽ có tác động đến cung-cầu than toàn cầu và ảnh hưởng đến biến động giá than, do than là một nguồn phát thải khí nhà kính lớn nhất.

Theo báo cáo Tổng quan thông tin than 2019 của IEA (IEA, 2019c), tổng sản lượng than giao dịch toàn cầu tăng 4,2% trong năm 2018, so với mức 1,36 tỷ tấn năm 2017, trong đó than nhiệt tăng 42,2 triệu tấn (4,1%) và than cốc tăng 12,2 triệu tấn (3,8%). Mức giao thương than năm 2018 tăng 33% so với mức năm 2010 và tổng lượng than xuất khẩu tăng hơn gấp đôi (131%) so với mức xuất khẩu than năm 2000. Indonesia và Australia vẫn là 2 quốc gia xuất khẩu than lớn nhất năm 2018 với đóng góp 30,9% và 26,9% tổng khối lượng xuất khẩu. CHLB Nga đạt mức kỷ lục về xuất khẩu trong năm 2018, vượt mức xuất khẩu 2017 hơn 10%. Tổng xuất khẩu của 10 quốc gia xuất khẩu than hàng đầu chiếm đến 97,8% tổng lượng than xuất khẩu toàn cầu năm 2018. Ở chiều ngược lại, Trung Quốc là nhà nhập khẩu than lớn nhất, lên đến 295,4 triệu tấn chiếm 20% tổng than nhập toàn cầu, ghi nhận mức tăn 3,9% trong năm 2018. Ấn Độ đứng thứ hai với tổng sản lượng than nhập 240,2 triệu tấn, với một mức tăng đến 14,7% so với năm 2017. Sau một thời gian dài xuất khẩu than, Việt Nam đã chuyển thanh nước nhập khẩu tịnh năng lượng vào năm 2015, nhập khẩu than của Việt Nam liên tục tăng và đạt 22,4 triệu tấn than vào năm 2018, ghi nhận mức tăng 7,9 triệu tấn so với năm 2017. Một quốc gia khác cũng có mức tăng than nhập khẩu cao là Ba Lan với mức tăng 5,1% trong năm 2018. Đối lập với xu hướng này, CHLB Đức là quốc gia có mức giảm nhập khẩu than đáng kể trong năm 2018 với mức giảm 6,1 triệu tấn than.

Giá LNG ở Nhật Bản được xây dựng trên công thức trộn chi phí dầu thô nhập khẩu trên cơ sở năng lượng tương đương, sau này cũng được Hàn Quốc và Đài Loan sử dụng. Như vậy nước xuất khẩu sẽ nhận được giá khí tự nhiên phản ánh giá chộn của dầu thô nhập khẩu đến Nhật Bản. Lợi nhuận đem lại sẽ là chệnh lệch giữa doanh thu và chi phí vận hành, đầu tư hệ thống thu hồi khí tự nhiên, nhà máy hóa lỏng và tàu chở LNG (hệ thống tái hóa khí được sở hữu bởi các công ty của các nước nhập khẩu LNG). Một mức giá sàn

được đảm bảo trong hợp đồng cung cấp để đảm bảo doanh thu tối thiểu đối với nhà xuất khẩu và người cung cấp tín dụng. Giá LNG đến châu Âu được dựa trên hợp đồng dài hạn với công thức hàm chứa chi phí dầu thô Brent, dầu nhiên liệu FO, khí đường ống và than. Giá LNG nhập khẩu đến Hoa Kỳ dựa trên khí tự nhiên tại Henry Hub phản ánh các giao dịch tương lai ngắn hạn của các hợp đồng khí tự nhiên tại NYMEX. LNG xuất khẩu sẽ dựa trên giá Henry Hub. Khác với châu Á và châu Âu, định giá LNG xuất và nhập khẩu tại Hoa Kỳ đã và sẽ tiếp tục dựa trên giá thị trường.

Theo báo cáo Tổng quan thông tin khí tự nhiên 2019 của IEA (IEA, 2019d), thương mại khí toàn cầu vượt mức 1,2 nghìn tỷ m3 trong năm 2018 với mức tăng 34,5 tỷ m3 so với năm 2017. Mức tăng này chủ yếu do sự đóng góp của tăng trưởng thương mại LNG ở quy mô toàn cầu (tăng 7,3%, tương ứng 28,7 tỷ m3). Giao dịch LNG năm 2018 chiếm đến 34,3% tổng giao dịch khí tự nhiên toàn cầu. Trung Quốc rõ ràng là động lực cho mức tăng trưởng của giao dịch khí tự nhiên, cả đối với giao dịch LNG và đường ống, với mức tăng 19,8 tỷ m3 LNG và 10,4 tỷ m3 khí đường ống. Mức giảm trong giao dịch khí đường ống ở các nền kinh tế OECD Châu Á chủ yếu là do tăng sản lượng LNG từ mỏ khí Itchy của Australia. LNG nhập khẩu tăng ở tất cả các khu vực của OECD, cao nhất là ở Châu Âu (tăng 6,1 tỷ m3). Hàn Quốc tăng nhập khẩu LNG 7,3 tỷ, trong khi Nhật Bản giảm nhập khẩu LNG 4,6 tỷ chủ yếu do việc khởi động lại các nhà máy điện hạt nhân đã dừng sau thảm họa hạt nhân tại Fukushima.

Giá năng lượng đã giảm mạnh kể từ đầu năm, giảm mạnh nhất là dầu thô, đã giảm 70% kể từ mức cao nhất vào tháng 1. Các biện pháp giảm thiểu được thực hiện để làm chậm sự lây lan của COVID-19 đã dẫn đến sự sụt giảm đột ngột trong vận chuyển trên toàn thế giới và nhu cầu dầu dự kiến sẽ giảm 9% chưa từng thấy vào năm 2020. Việc cắt giảm sản lượng của OPEC + không đủ để bù đắp lượng sút giảm. Giá dầu được dự báo sẽ trung bình 35 $/bbl vào năm 2020 và phục hồi lên 42 $/bbl vào năm 2021. Rủi ro đối với dự báo là mức độ giảm và chủ yếu liên quan đến thời gian và mức độ nghiêm trọng của đại dịch. Giá khí đốt tự nhiên được dự báo sẽ giảm 25% trong năm 2020, phản ánh mối liên hệ của họ với giá dầu, cũng như nhu cầu sử dụng điện và công nghiệp yếu hơn. Giá than dự kiến sẽ giảm 17%.

Giá dầu thô đã giảm đáng kể từ đầu năm 2020, chủ yếu nhu cầu giảm do các nỗ lực giải pháp để giảm lây lan của đại dịch COVID-19. Ngay cả những thỏa thuận tháng 4 về giảm mức sản xuất giữa Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) và các nước đối tác (OPEC+), giá dầu thô vẫn ở mức thấp nhất trong hơn 20 năm qua.

Giá dầu giảm mạnh trong Quý 1 2020, giảm 70% cho đến 20/1 (ngày đầu tiên xuất hiện ca lây nhiễm từ người sang người) (Hình 2A). Giá giảm ban đầu được thúc đẩy bởi những lo ngại về tác động của COVID-19 đối với nhu cầu dầu ở Trung Quốc, nước tiêu thụ dầu lớn thứ hai thế giới, và sau đó giảm sâu trong quý do virus lan rộng và nhiều quốc gia áp đặt các hạn chế đi lại. Sự suy giảm đã trở nên trầm trọng hơn do sự sụp đổ của các cuộc đàm phán OPEC + vào đầu tháng 3, và một thỏa thuận sản xuất mới được công bố vào ngày 12 tháng 4 đã không thể tăng giá.

Vào ngày 20 tháng 4, hợp đồng giao hàng tương lai dầu WTI trong tháng 5 đã giảm xuống còn -$ 37/ bbl. Mức độ nghiêm trọng của sự suy giảm này là do cả hai yếu tố cơ bản là nhu cầu yếu và khả năng dự trữ hạn chế và các yếu tố kỹ thuật liên quan đến thị trường tương lai. Về mặt kỹ thuật, sự sụt giảm phản ánh thực tế là hợp đồng tương lai tháng 5 đã hết hạn vào ngày 21 tháng 4 và khả năng dự trữ rất hạn chế cho việc giao hàng vật lý cho các hợp đồng này. Tuy nhiên, giá đã tăng trở lại vào ngày hôm sau, trong khi giá hợp đồng giao hàng vào tháng 6 (ít bị ảnh hưởng ngay lập tức bởi các vấn đề này), không thấy sự suy giảm của cùng một cường độ. Bất kể, các biến động giá tiếp theo của các loại dầu tiêu chuẩn và hợp đồng khác xác nhận rằng các yếu tố cơ bản của nhu cầu yếu và khả năng dự trữ hạn chế đang ngày càng trở nên nghiêm trọng trên thị trường dầu thô.

Giá dầu được WB dự đoán ở mức trung bình $35/bbl vào năm 2020 trước khi phục hồi lên $42/bbl vào năm 2021, thấp hơn đáng kể so với dự báo tháng 10 là $ 58/bbl và $59/bbl. Từ mức thấp hiện tại, giá dầu dự kiến sẽ dần hồi phục vào năm 2020 trước khi mạnh lên vào năm tới. Sự phục hồi dự kiến được dự báo là yếu nhất trong lịch sử sau sự sụt giảm của giá dầu (so với năm 2008, 1998 và 1986). Trong những lần giảm giá trước đây, giá đã tăng trở lại từ mức đáy khoảng 50% trong khoảng năm tháng và tăng gấp đôi sau 12 tháng. Trong tất cả các trường hợp trước đó, sản xuất của OPEC đóng vai trò quan trọng.

Giá khí đốt và than tự nhiên đã giảm trong năm Quý 1 năm 2020 do nhu cầu yếu và nguồn cung dồi dào. Các biện pháp ngăn chặn sự lây lan của dịch COVID-19 có tác động trực tiếp đến nhu cầu đối với các mặt hàng này ít hơn dầu, nhưng việc giảm hoạt động công nghiệp và nhu cầu điện suy yếu phát sinh từ việc phong tỏa đã làm giảm nhu cầu đối với cả hai mặt hàng.

Nhu cầu điện đã tăng lên khá hơn so với các lĩnh vực tiêu thụ khác, một phần vì nhu cầu điện sinh hoạt dự kiến sẽ không bị ảnh hưởng bởi lệnh phong tỏa. Ví dụ, tại Hoa Kỳ, nhu cầu điện thương mại và công nghiệp dự kiến sẽ giảm 4 đến 5% vào năm 2020, trong khi tiêu dùng sinh hoạt sẽ chỉ giảm nhẹ.

Giá khí đốt tự nhiên của Mỹ giảm 12% trong khoảng từ tháng 1 đến tháng 3, trong khi giá châu Âu giảm 25%, phản ánh mối tương quan chặt hơn của giá khí đối với giá dầu. Giá khí tự nhiên giao ngay tại thị trường châu Á cũng đã giảm. Chênh lệch giá giữa các loại khí tự nhiên tiếp tục giảm. Sự sụt giảm của giá khí đốt là do nhu cầu giảm trong khi nguồn cung toàn cầu dồi dào. Nhu cầu sưởi ấm vào đầu Quý 1 năm 2020 rất thấp do mùa đông ấm hơn trên toàn thế giới, trong khi nhu cầu đến cuối Quý 1 và đến tháng 4 đã ngày càng bị ảnh hưởng bởi các biện pháp ngăn chặn đại dịch COVID-19.

Bốn mươi phần trăm khí đốt tự nhiên được sử dụng cho phát điện và khoảng 15% cho sử dụng công nghiệp, cả hai lĩnh vực này đều bị ảnh hưởng nhiều bởi các lệnh phong tỏa vì đại dịch. Sản xuất toàn cầu cao một phần phản ánh xuất khẩu khí hóa lỏng (LNG) ngày càng tăng, dẫn đầu là Hoa Kỳ. Giá đã giảm xuống gần kịch sàn chi phí sản xuất ở Hoa Kỳ và Châu Âu, điều này có thể gây ra ngừng hoạt động và giảm đầu tư vào công suất mới, trong khi một số chuyển đổi từ than sang khí cũng có thể xảy ra để tăng nhu cầu.

Giá than của Nam Phi đã giảm 17% trong năm 2020, trong khi giá than tại Úc giảm 5%. Thị trường than chủ yếu bị ảnh hưởng bởi nhu cầu giảm từ Trung Quốc trong Quý 1 năm 2020, vốn là trọng tâm của đại dịch trong phần lớn quý và chiếm hơn một nửa nhu cầu than toàn cầu. Tác động dẫn đến nhu cầu thấp ở Trung Quốc một phần bị cắt giảm sản lượng than ở Trung Quốc. Tuy nhiên, sản lượng đã phục hồi và giá có thể vẫn chịu áp lực do nhu cầu thấp và nguồn cung cấp năng lượng thay thế rẻ hơn. Trong khi đã có các vụ đóng cửa mỏ liên quan đến Covid-19 ở Colombia và Nam Phi, sự gián đoạn đã bị cắt giảm xuất khẩu ở hai nước xuất khẩu lớn nhất là Indonesia và Úc.

WB dự báo giá cho cả hai mặt hàng này điều chỉnh hạ vào năm 2020. Giá khí đốt tự nhiên dự kiến sẽ giảm 25% và giá than giảm 17%, trước khi phục hồi vào năm 2021.

Sự chậm lại trong tăng trưởng kinh tế toàn cầu có thể sẽ dẫn đến tiêu dùng thấp hơn cho cả hai mặt hàng. Một phần bù đắp cho điều đó, tăng trưởng sản xuất khí đốt tự nhiên, đặc biệt là ở Hoa Kỳ, dự kiến sẽ thấp hơn vào năm 2020 do sự sụt giảm trong hoạt động khoan mới Các giàn khoan khí đốt đã giảm cùng với các giàn khoan dầu. Rủi ro chính đối với dự báo cho cả hai mặt hàng, tương tự như dầu mỏ là do sự kéo dài của đại dịch, do thời gian đại dịch kéo dài hơn dẫn đến các biện pháp giảm thiểu và suy thoái kinh tế toàn cầu sâu hơn.

Xu thế phát triển công nghệ năng lượng

Sự tăng trưởng của các nguồn phát thải carbon thấp vượt xa tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện nói chung, tái định hình cơ cấu sản xuất điện năm 2019. Lần đầu tiên sản xuất từ các nguồn carbon thấp vượt quá than, cung cấp 37% nguồn cung điện toàn cầu vào năm 2019, với sự tăng trưởng mạnh mẽ của năng lượng tái tạo (440 TWh) và năng lượng hạt nhân (95 TWh). Tăng trưởng tái tạo được thúc đẩy bởi sự mở rộng của năng lượng gió (150 TWh), PV mặt trời (140 TWh) và thủy điện (100 TWh). Sự gia tăng sản lượng điện hạt nhân được thúc đẩy chủ yếu bởi một năm tăng cường hoạt động của bảy lò phản ứng ở Trung Quốc (+54 TWh) và nhiều lò phản ứng hoạt động trung bình ở Nhật Bản (+22 TWh). Sản lượng điện hạt nhân tại Hàn Quốc đã bật trở lại vào năm 2019 (+15TWh), sau khi tạm thời ngừng hoạt động vào năm 2018.

Bảng 3-9 Cơ cấu phát điện theo loại nguồn

	Phát điện (TWh)	**Tốc độ tăng trưởng** (%)	**Cơ cấu**(%)	
	2019	**2018-19**	**2000**	**2019**
Tổng phát điện	**26 951**	**1.3%**	**100%**	**100%**
Than	9 819	-3.1%	39%	36%
Dầu	789	-1.4%	8%	3%
Khí tự nhiên	6 246	2.5%	18%	23%
Năng lượng hạt nhân	2 806	3.3%	17%	10%
Thủy điện	4 333	2.4%	17%	16%
Sinh khối và rác thải	688	7.8%	1%	3%
Gió	1 405	11.9%	0%	5%

	Phát điện (TWh)	**Tốc độ tăng trưởng** (%)	**Cơ cấu**(%)	
NL mặt trời	720	22.3%	0%	3%
Các nguồn NL tái tạo khác	144	5.3%	0%	1%

Sản xuất điện đốt than giảm 3,1% trên toàn cầu vào năm 2019, một sự thay đổi đáng kể so với 2,8% trong năm trước và chỉ là sự suy giảm thứ hai trong một năm tăng trưởng kinh tế toàn cầu. Than vẫn là nguồn điện lớn nhất trên toàn thế giới vào năm 2019, mặc dù tỷ lệ 36% là thấp nhất kể từ năm 1975. Các nền kinh tế tiên tiến đã chứng kiến sự sụt giảm 14% sản lượng đốt than trong năm 2019, đẩy nhanh tốc độ giảm gần đây. Ở Hoa Kỳ và Liên minh Châu Âu, sản lượng điện than giảm với tỷ lệ kỷ lục (15% ở Hoa Kỳ và 26% ở Liên minh Châu Âu), trong cả hai trường hợp làm giảm sản lượng xuống một nửa mức đỉnh lịch sử. Việc cắt giảm này được thúc đẩy bởi các điều kiện thị trường đầy thách thức và tiến tới các chính sách loại bỏ than của Châu Âu. Ở các nền kinh tế đang phát triển, phát điện sử dụng than tiếp tục tăng trưởng vào năm 2019, nhưng chỉ ở mức 1,3%, tỷ lệ thấp nhất trong 50 năm qua. Tăng trưởng nhu cầu điện chậm hơn và đóng góp tăng phát từ các nguồn carbon thấp làm giảm nhu cầu than. Trung Quốc chiếm gần một nửa lượng sử dụng than toàn cầu trong lĩnh vực năng lượng và chứng kiến sự tăng trưởng của sản lượng than đốt giảm xuống còn 1,6% trong năm 2019 từ mức 5,3% vào năm 2018. Ấn Độ chứng kiến sự sụt giảm 2,6% trong sản xuất than trong năm 2019, mức giảm đầu tiên trong năm 2019 hơn 40 năm và đảo ngược mức tăng trưởng 7,5% hàng năm trong thập kỷ qua. Trái ngược với xu hướng chung, sản lượng đốt than ở Đông Nam Á tăng 11,4% trong năm 2019, tăng từ mức 8.4% trong năm 2018, chủ yếu để đáp ứng tăng trưởng nhu cầu điện cao hơn.

Phát điện từ khí toàn cầu tăng nhanh hơn nhu cầu năm 2019 ở mức 2,7%, mặc dù giảm từ mức 3,6% trong năm 2018. Giá khí đốt tự nhiên xuống sâu ở một số thị trường vào năm 2019, điều này diễn ra do việc mở rộng sản xuất khí đốt từ đá phiến của Hoa Kỳ, tạo điều kiện thuận lợi cho chuyển đổi than sang khí. Ở các nền kinh tế tiên tiến, sản lượng nhiệt điện khí đốt tăng 4,1% hay 130 TWh trong năm 2019, trong khi sản lượng điện than giảm khoảng 400 TWh. Ở các nền kinh tế mới nổi, sản lượng điện khí đã được nâng lên 1,1% vào năm 2019 để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng, mặc dù đây là mức thấp nhất trong hai thập kỷ trong thời kỳ mở rộng kinh tế. Hầu hết tăng trưởng đã xảy ra ở Trung Quốc và Indonesia, cả hai đều chứng kiến sản lượng điện khí tăng từ 10% trở lên.

Sử dụng năng lượng tái tạo tăng 3,7% trong năm 2019 ở cấp độ toàn cầu, tăng nhẹ so với năm trước. Việc sử dụng năng lượng tái tạo trong cung cấp điện chiếm phần lớn trong tăng trưởng chung, do phổ biến các hỗ trợ chính sách và chi phí công nghệ giảm. Sử dụng năng lượng tái tạo trong vận chuyển và sản xuất nhiệt cũng làm tăng lợi nhuận.

Năm 2019, sản lượng điện toàn cầu từ năng lượng tái tạo tăng 440 TWh (6,5% so với năm trước), mức tăng cao thứ hai sau năm 2018. Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong cung cấp điện toàn cầu đạt 27% vào năm 2019, mức cao nhất từng được ghi nhận. Năng lượng gió,

điện mặt trời và thủy điện cùng nhau chiếm hơn 85% tăng trưởng năng lượng tái tạo, bổ sung chủ yếu bằng năng lượng sinh học.

Sản lượng điện gió tăng khoảng 150 TWh hàng năm, chiến phẩm lớn trong các công nghệ sản xuất điện tái tạo, nâng tỷ lệ cung cấp điện từ 4,7% lên 5,2% vào năm 2019. Liên minh châu Âu, Trung Quốc và Hoa Kỳ dẫn đầu tăng trưởng sản lượng điện gió với một sự kết hợp của các dự án ngoài khơi và trên bờ vào vận hành và điều kiện thời tiết thuận lợi. Việc bổ sung công suất gió của Trung Quốc tăng trong năm thứ hai liên tiếp, vượt quá 25 GW vào năm 2019 và tỷ lệ giảm phát ở tất cả các dự án gió tiếp tục giảm. Ở cả Liên minh châu Âu và Hoa Kỳ, việc bổ sung công suất hàng năm đều tăng khi thời hạn chính sách đến gần, mục tiêu của Liên minh châu Âu 2020 là một mặt và hết hạn tín dụng thuế sản xuất (PTC) của Hoa Kỳ.

Sản xuất điện năng lượng mặt trời tăng khoảng 130 TWh trên toàn cầu vào năm 2019, chỉ đứng thứ hai sau gió về mặt tuyệt đối, đạt 2,7% nguồn cung cấp điện. Tăng trưởng 22% trong năm của điện mặt trời vượt xa so với năng lượng gió, mặc dù mức tăng này thấp hơn đáng kể so với năm 2018 khi việc bổ sung công suất điện mặt trời toàn cầu bị đình trệ trong năm 2018 và triển khai của Trung Quốc tiếp tục ký hợp đồng vào năm 2019. Trong khi đó, Liên minh châu Âu , Ấn Độ và Hoa Kỳ đóng góp tương tự như sự gia tăng sản lượng mặt trời. Khu vực Đông Nam Á chứng kiến sự gia tăng mạnh mẽ của điện mặt trời được thúc đẩy bởi sự gia tăng công suất mới tại Việt Nam (6 GW vào năm 2019, tăng từ 0,6 GW vào năm 2018). Năng lượng mặt trời PV chiếm gần 3% cơ cấu sản lượng điện toàn cầu.

Thủy điện đã đóng góp hơn 100 TWh vào sự gia tăng toàn cầu năm 2019 trong sản xuất năng lượng tái tạo, nâng tỷ lệ cung cấp điện lên 16% và vẫn là nguồn điện tái tạo lớn nhất. So với năm trước, năm 2019 là một năm ẩm ướt, thúc đẩy sản lượng thủy điện ở một số thị trường trọng điểm. Tại Trung Quốc, Brazil và Ấn Độ, thủy điện tăng nhiều hơn vào năm 2019 về mức tuyệt đối so với mức trung bình mười năm do nguồn nước và các dự án thủy điện mới. Ngược lại, Hoa Kỳ và Liên minh Châu Âu chứng kiến sản lượng thủy điện giảm khoảng 7% mỗi lần. Thủy điện sẽ tiếp tục đóng một vai trò quan trọng trong việc chuyển đổi năng lượng sạch bằng cách cung cấp các dịch vụ điện và sản sinh carbon thấp, hiệu quả chi phí để cải thiện độ tin cậy của hệ thống điện.

Sản xuất điện từ năng lượng sinh học tăng 8%, duy trì tỷ lệ cung cấp điện toàn cầu ở mức khoảng 2,5%. Tăng trưởng chủ yếu được thúc đẩy bởi các dự án mới ở Trung Quốc, nhờ vào mục tiêu chính sách của đất nước là 23 GW vào năm 2020, được quy định trong Kế hoạch 5 năm lần thứ 13. Sự tăng trưởng khác xảy ra ở Liên minh châu Âu, với các hoạt động cả năm của các dự án sinh khối quy mô lớn gần đây đã hoàn thành ở Anh, Hà Lan và Đan Mạch.

Xu thế toàn cầu thúc đẩy sử dụng năng lượng Hydrogen. Với các ưu điểm và tiềm năng phát triển của năng lượng Hydrogen (H2) đang thu hút được sự quan tâm mạnh mẽ của các Chính phủ và doanh nghiệp như một năng lượng thế hệ mới. Hội nghị Bộ trưởng Năng lượng Hydrogen lần thứ 2 tại Tokyo ngày tháng 9/2019 đã cho thấy sự tiến bộ của các công nghệ liên quan đến hydrogen tại nhiều nước trên thế giới, đặc biệt là các nước

phát triển. Việc Hội nghị thu hút lãnh đạo cấp cao và chuyên gia hàng đầu về năng lượng từ trên 30 quốc gia cho thấy mối quan tâm toàn cầu trong chia sẻ thông tin về các chính sách nhằm tăng cường sử dụng Hydrogen trên toàn cầu. Sự quan tâm đến nguồn năng lượng này không chỉ nhằm vào các mục tiêu về an ninh năng lượng, mà còn là sự quan tâm của các nước, các doanh nghiệp đến các mục tiêu về giảm phát thải khí nhà kính, chuyển đổi năng lượng bền vững. Qua các thông tin từ các diễn đàn năng lượng thời gian qua, có thể thấy sự cam kết của chính phủ nhiều nước trong các chính sách thúc đẩy sử dụng năng lượng H2, sự tiên phong của giới nhà khoa học, các doanh nghiệp trong nghiên cứu, triển khai các dự án phát triển các thiết bị sản xuất H2 công nghiệp, các hệ thống lưu trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng năng lượng H2.

Hiện nay, khoảng 90% lượng H2 đều được sản xuất chủ yếu từ dầu mỏ và khí thiên nhiên, việc này đồng nghĩa với việc vẫn sẽ phát thải khí CO2 gây hiệu ứng nhà kính nhà kính và không phải là xu hướng được khuyến khích phát triển. Do vậy, việc ứng dụng công nghệ sử dụng năng lượng tái tạo để điện phân nước sản xuất H2 là mô hình đã được nghiên cứu, áp dụng thử nghiệm thành công ở nhiều quốc gia. Giải pháp này đang tiếp tục được Chính phủ các nước khuyến khích, các nhà khoa học và các doanh nghiệp quan tâm phát triển, hoàn thiện và nâng cao quy mô, công suất và giảm giá thành.

Sự phát triển của hạ tầng lưu trữ, vận chuyển, phân phối hiện nay còn rất hạn chế, điều này đã gây cản trở cho việc ứng dụng rộng rãi năng lượng H2 ở nhiều quốc gia. Giá của H2 cho người tiêu dùng phụ thuộc rất nhiều vào số lượng trạm tiếp nhiên liệu, mức độ thường xuyên sử dụng và lượng H2 được cung cấp mỗi ngày. Giải quyết vấn đề này đòi hỏi phải có một kế hoạch tổng thể và cơ chế phối hợp giữa các Chính phủ, các ngành công nghiệp và các nhà đầu tư trong nước và quốc tế.

Theo Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) đánh giá, để phát triển năng lượng H2 cần thực hiện đồng thời 4 giải pháp trước mắt gồm: 1) Khuyến khích, khởi tạo các ngành công nghiệp, khu công nghiệp đi tiên phong trong việc chuyển đổi sử dụng năng lượng H2; 2) Chuyển đổi, xây dựng cơ sở hạ tầng cho việc lưu trữ, vận chuyển, phân phối nhiên liệu H2 cạnh tranh hơn; 3) Triển khai các dự án cung cấp, vận chuyển, thương mại quốc tế về H2; và 4) Tăng cường hợp tác quốc tế, chia sẻ kiến thức, kinh nghiệm, thực tiễn tốt nhất để phổ biến, tiêu chuẩn hóa và thúc đẩy thương mại hóa.

3.5 Kịch bản phát triển kinh tế – xã hội giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới năm 2050

3.5.1 Tình hình phát triển kinh tế - xã hội, năng lượng của các nước trong khu vực và trên thế giới

Tăng trưởng kinh tế thế giới được dự báo sẽ diễn ra chậm hơn so với những giai đoạn trước. Thách thức lớn mà nền kinh tế thế giới gặp phải trong tương lai chính là tình trạng suy giảm tốc độ tăng trưởng, nhiều nền kinh tế và vùng lãnh thổ tăng trưởng trì trệ. Theo dự báo của Công ty Kiểm toán PricewaterhouseCoopers (PWC) (2017), GDP toàn cầu sẽ tăng bình quân khoảng 3,5%/năm trong giai đoạn 2017 – 2020, giảm xuống còn 2,7%/năm trong giai đoạn 2021 – 2030 và còn khoảng 2,5%/năm trong 10 năm tiếp theo.

Nguyên nhân là do tăng trưởng trì trệ ở nhiều quốc gia công nghiệp phát triển, hậu quả của tình trạng dân số già, giảm quy mô lực lượng lao động. Ngoài ra, tăng trưởng ở các nền kinh tế đang phát triển sẽ chỉ ở mức trung bình do nhiều tiềm năng tăng trưởng đã được khai thác trong các giai đoạn trước, quá trình tái cơ cấu diễn ra chậm, tăng trưởng TFP thấp. Theo dự báo này, ba nền kinh tế lớn nhất thế giới tính theo PPP vào năm 2025 là Trung Quốc, Ấn Độ và Mỹ.

Các kịch bản dự báo của OECD công bố năm 2014 cũng rất đáng chú ý. Theo dự báo này, 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 có tốc độ 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). Trong đó, Mỹ sẽ tăng trưởng cao hơn bình quân các nước OECD cũng như khu vực EU và Nhật Bản. Kinh tế Mỹ là động lực quan trọng nhất của tăng trưởng các nước công nghiệp phát triển. Tăng trưởng của khu vực EU và Nhật Bản về dài hạn vẫn khá thấp.

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).

Trong các nước của nhóm ngoài OECD, tăng trưởng của ba nền kinh tế lớn nhất là Trung Quốc, Ấn Độ và Bra-xin được dự báo có xu hướng giảm đến năm 2030 nhưng kinh tế Trung Quốc có mức giảm nhanh nhất. Đáng chú ý là sự bền vững của tăng trưởng kinh tế thế giới sẽ phụ thuộc chủ yếu vào tăng trưởng của các nền kinh tế mới nổi. Đó chính là nguyên nhân dẫn đến kinh tế thế giới rất khó đạt tốc độ tăng trưởng cao như giai đoạn trước năm 2010.

Đối với kịch bản dự báo lạc quan hơn, các quốc gia và vùng lãnh thổ trên thế giới thực hiện cải cách cơ cấu và giải quyết được các vấn đề về thâm hụt tài khóa và nợ công, tăng trưởng của nhóm nước OECD sẽ đạt cao hơn khoảng 0,2 điểm %; các nước ngoài OECD sẽ đạt cao hơn khoảng 0,3 điểm %. Khi đó, tăng trưởng kinh tế thế giới sẽ đạt cao hơn khoảng 0,2 điểm %.

Đại dịch Coviv-19 xảy ra vào cuối năm 2019, đầu năm 2020 gây ra cú sốc lớn đối với kinh tế thế giới. WB cho rằng cú sốc này có khả năng thay đổi vĩnh viễn hệ thống quốc tế và cán cân quyền lực giữa các quốc gia, rất khó dự đoán tác động cụ thể đối với mỗi quốc gia nhưng xu hướng chung là các quốc gia có hệ thống y tế yếu kém, phản ứng chậm với dịch bệnh, phụ thuộc quá lớn vào các ngành thương mại, du lịch, sản xuất hàng hóa, các quốc gia đang vay nợ lớn hoặc dễ bị ảnh hưởng của các biến động tài chính sẽ bị rủi ro lớn nhất, tăng trưởng có nguy cơ suy giảm mạnh, kéo dài và khả năng phục hồi chậm.

Quỹ Tiền tệ quốc tế (IMF) dự báo kinh tế thế giới sẽ tăng trưởng -3,0% trong năm 2020, trong đó các nước công nghiệp phát triển tăng trưởng -6,1%. Tăng trưởng của các nền

kinh tế lớn trong nhóm này suy giảm rất mạnh, bao gồm Hoa Kỳ - 5,9%; Nhật Bản -5,2%; Anh -6,5%; Đức -7%; Pháp -7,2%; Ý -9,1% và Tây Ban Nha -8%. Các nước châu Á mới nổi được dự báo là khu vực duy nhất có khả năng đạt tốc độ tăng trưởng dương trong năm 2020 ở mức khoảng 1,0%, trong đó Trung Quốc tăng 1,2%; Ấn Độ tăng 1,9% trong khi Thái Lan và Ma-lai-xi-a được cho là sẽ trải qua khủng hoảng nghiêm trọng khi tăng trưởng được dự báo tương ứng ở mức -6,7% và -1,7%.

Nhìn chung, triển vọng kinh tế thế giới là hết sức tiêu cực trong ngắn hạn nhưng việc đánh giá triển vọng dài hạn còn chưa rõ ràng do các dòng thương mại và đầu tư sẽ thay đổi rất nhiều và rất khó dự báo. WB cho rằng một số quốc gia, ví dụ như Việt Nam, có thể phục hồi theo hình chữ "V". Tăng trưởng kinh tế Việt Nam sẽ giảm còn 4,9% năm 2020 nhưng sau đó sẽ phục hồi và đạt 7,5% năm 2021 và 6,5% năm 2022 do nhu cầu nội địa vẫn ở mức cao và Việt Nam vẫn có khả năng thu hút một lượng lớn vốn FDI và đẩy mạnh xuất khẩu.

3.5.2 Các kịch bản phát triển kinh tế – xã hội phân theo các ngành và các khu vực giai đoạn quy hoạch

Tại Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ XIII của Đảng Cộng sản Việt Nam, Chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2021-2030 đã được thông qua với mục tiêu khơi dậy khát vọng phát triển đất nước, phát huy mạnh mẽ giá trị văn hóa, con người Việt Nam và sức mạnh thời đại, huy động mọi nguồn lực, phát triển nhanh và bền vững trên cơ sở khoa học, công nghệ, đổi mới sáng tạo và chuyển đổi số, phấn đấu đến năm 2030 là nước đang phát triển có công nghiệp hiện đại, thu nhập trung bình cao và đến năm 2045 trở thành nước phát triển, thu nhập cao. Đề án này cũng đã cập nhật các mục tiêu chính của Chiến lược, đặc biệt là Kịch bản cao và Kịch bản Cơ sở, bao gồm các chỉ số:

- 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.
- Tỷ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo đạt khoảng 30% GDP, kinh tế số đạt khoảng 30% GDP.
- Tỷ 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 bình quân đạt trên 6,5%/năm.
- Giảm tiêu hao năng lượng tính trên đơn vị GDP ở mức 1 - 1,5%/năm
- Giảm 9% lượng phát thải khí nhà kính,…

Chi tiết đối với từng kịch bản như 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 (Increamental 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.

+ 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.

3.5.3 Phân tích về cơ hội, thánh thức, tiềm năng, lợi thế trong phát triển các phân ngành năng lượng

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, 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 lương, 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 bê 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 2018[6]. 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 (VNEEP 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 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 va 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

[6] Nguồn số liệu truy cập từ https://www.moit.gov.vn/web/guest/bao-cao-tong-hop1

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 đối 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 cải 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 DNNN, (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:

- 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;
- Nguồn tài nguyên năng lượng trong nước đa dạng, phong phú còn nhiều tiềm năng khai thác (đặc biệt là các nguồn năng lượng tái tạo) để đảm bảo an ninh năng lượng;
- 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 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.

Các thách thức và các cơ hội trình bày ở đây sẽ được đánh giá cụ thể qua việc phân tích các kịch bản phát triển năng lượng tổng thể khác nhau dựa trên các tiềm năng và ràng buộc, 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.

3.6 Phương án quy hoạch phát triển các phân ngành kinh tế

Kết quả tổng hợp cho thấy tốc độ tăng trưởng của một số phân ngành quan trọng như sau:

- Ngành giấy có qui mô tăng trưởng trung bình giai đoạn 2016 – 2020 và 2021 – 2025 lần lượt là 9,8% và 9,5%.
- Ngành Xi măng với mục tiêu năm 2020 đạt khoảng 93-95 triệu tấn, năm 2030 đạt khoảng 113-115 triệu tấn.
- Ngành Dệt may cũng có tốc độ tăng trưởng trên 10% ở giai đoạn 2016-2020; xấp xỉ 7% giai đoạn 2021-2030.
- Ngành Giao thông vận tải tăng trưởng khoảng 7% giai đoạn 2016-2030.

Chi tiết về định hướng phát triển các ngành được thể hiện dưới bảng sau:

Bảng 3-10 Tổng hợp quy hoạch phát triển các ngành kinh tế

TT	Ngành	Số văn bản	Tên văn bản	Ngày	Sản phẩm	Đơn vị	Năm				Tốc độ tăng trưởng		
							2015	2020	2025	2030	2016-2020	2021-2025	2026-2030
1	Giấy	Quyết định 10508/QĐ-GCT	Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp giấy Việt Nam đến năm 2020, có xét đến năm 2025	18/11/2014	Bột giấy	Tấn/năm	985,500	1,480,000	2,350,000		8.5%	9.7%	
					Sản xuất giấy		3,450,000	5,800,000	8,950,000		10.9%	9.1%	
2	Thép	Quyết định 694/QĐ-BCT	Quy hoạch phát triển hệ thống sản xuất và hệ thống phân phối thép giai đoạn đến 2020, có xét đến năm 2025	31/1/2013	Gang và sắt xốp	Nghìn tấn	9.5	23.5	33.25		19.9%	7.2%	
					Phôi vuông		15.3	24	25.63		9.4%	1.3%	
					Phôi dẹt		6	18	25.5		24.6%	7.2%	
					Thép thành phẩm		15	35.5	42.53		18.8%	3.7%	
3	Xi măng	Quyết định 1488/QĐ-TTg	Quy hoạch phát triển công nghiệp xi măng việt nam giai đoạn 2011 - 2020 và định hướng đến năm 2030	29/08/2011	Xi măng	Triệu tấn	75 - 76	93 - 95		113 - 115	4.4%		2.0%
4	Bia, rượu, nước giải khát	Quyết định 3690/QĐ-BCT	Quy hoạch phát triển ngành bia, rượu, nước giải khát việt nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035	12/9/2016	Bia	Triệu lít		4100	4600			2.3%	
					Rượu	Nghìn lít		350	350			0.0%	
					Nước giải khát	Triệu lít		6800	9100			6.0%	
5	Vật liệu xây dựng	Quyết định 1469/QĐ-TTg	Quy hoạch tổng thể phát triển vật liệu xây dựng việt nam đến năm 2020 và	22/08/2014	Xi măng	Triệu tấn	56	93		Theo quy hoạch xi măng			
					Vật liệu ốp lát	Triệu m2	320	470			8.0%		
					Sứ vệ sinh	Triệu sp	12.69	20.68			10.3%		

TT	Ngành	Số văn bản	Tên văn bản	Ngày	Sản phẩm	Đơn vị	Năm				Tốc độ tăng trưởng		
							2015	2020	2025	2030	2016-2020	2021-2025	2026-2030
			định hướng dẫn năm 2030		Kính xây dựng	Triệu m2	80	110			6.6%		
					Vật liệu xây	Tỷ viên	26	30			2.9%		
					Vật liệu lợp	Triệu m2	96.3	106.5			2.0%		
					Đá xây dựng	Triệu m3	125	181			7.7%		
					Cát xây dựng	Triệu m3	92	130			7.2%		
					Vôi	Triệu tấn	3.9	5.7			7.9%		
6	Dệt may	Quyết định 3218/QĐ-BCT	Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp dệt may việt nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030	11/4/2014	Bông xơ	Nghìn tấn	8	15		30	13.4%		7.2%
					Xơ, sợi tổng hợp	Nghìn tấn	400	700		1500	11.8%		7.9%
					Sợi	Nghìn tấn	900	1300		2200	7.6%		5.4%
					Vải các loại	Triệu m2	1.5	2		4.5	5.9%		8.4%
					Sản phẩm may	Triệu SP	4	6		9	8.4%		4.1%
7	Thực phẩm	Quyết định 202/QĐ-BCT	Quy hoạch phát triển ngành kỹ nghệ thực phẩm việt nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030	8/1/2014	Bánh kẹo	Nghìn tấn		2,200	6,800			25.3%	
					Thực phẩm ăn liên	Nghìn tấn		50 / năm	20-50/ năm				
					Sản xuất bột ngọt- tăng thêm	Nghìn tấn		40/ năm	20-50 tấn/năm				
8	Khoáng sản	Quyết định 45/QĐ-TTg	Điều chỉnh, bổ sung Quy hoạch thăm dò, khai thác, chế biến và sử dụng khoáng sản làm vật liệu xây dựng ở Việt Nam đến năm 2020	9/1/2012	Cao lanh	Nghìn tấn		440	400			-1.9%	
					Đất sét trắng	Nghìn tấn		150	350.0			18.5%	
					Fenspat	Nghìn tấn		400	800			14.9%	
					Đất sét chịu lửa	tấn		7859	6,137			-4.8%	
					Cát trắng	Nghìn tấn		500	500			0.0%	
					Đôlômít	Nghìn tấn		150	300			14.9%	
					Đá khối	Nghìn m3		300	300			0.0%	
9	Nhựa	Số 2992/QĐ-BCT	Quy hoạch phát triển ngành nhựa việt nam đến năm	17/06/2011	Nhựa bao bì	Nghìn tấn (tăng thêm)	1,218	1550			4.9%		
					Nhựa vật liệu xây dựng		927	1400			8.6%		

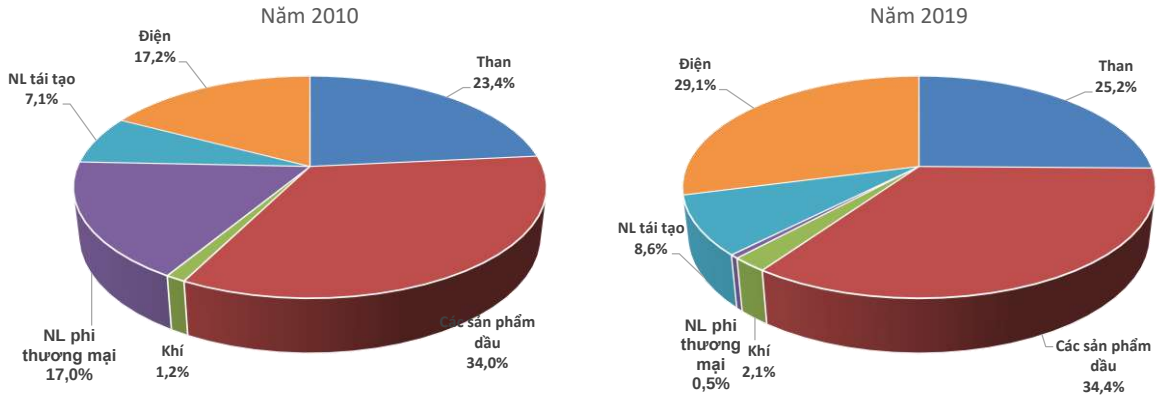
TT	Ngành	Số văn bản	Tên văn bản	Ngày	Sản phẩm	Đơn vị	Năm				Tốc độ tăng trưởng		
							2015	2020	2025	2030	2016-2020	2021-2025	2026-2030
			2020, tầm nhìn đến năm 2025		Nhựa gia dụng		702	750			1.3%		
					Nhựa kỹ thuật		853	1300			8.8%		
10	Giao thông vận tải	Quyết định 318/QĐ-TTg	Chiến lược phát triển dịch vụ vận tải đến năm 2020, định hướng đến năm 2030	4/3/2014	Vận tải hàng hóa	Nghìn tấn hàng hóa		2,222,774		4,237,636			6.7%
					Đường bộ			1,297,171		2,449,526			6.6%
					Đường sắt			58,249		189,368			12.5%
					Đường thủy nội địa			393,894		655,887			5.2%
					Hàng hải			472,412		939,606			7.1%
					Hàng không			1,049		3,249			12.0%
					Vận tải hành khác			6,269,739		13,818,844			8.2%
					Đường bộ			5,875,359		13,178,716			8.4%
					Đường sắt			42,701		64,856			4.3%
					Đường sắt tốc độ					55,328			
					Đường thủy nội địa			2,808		3,552			2.4%
					Hàng hải			4,249		10,474			9.4%

TT	Ngành	Số văn bản	Tên văn bản	Ngày	Sản phẩm	Đơn vị	Năm				Tốc độ tăng trưởng		
							2015	2020	2025	2030	2016-2020	2021-2025	2026-2030
					Hàng không			66,630		154,271			8.8%

Nguồn: tổng hợp từ nhiều văn bản phê duyệt quy hoạch

Xu thế sử dụng năng lượng trong các phân ngành kinh tế

Trong giai đoạn 2010-2019, tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng trưởng 4,3%/năm đạt mức 61.853 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, 11,86% ở năm 2018 và 6,7% 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 295,7 kgOE/1000 USD vào năm 2017 nhưng sau đó lại tăng lên 308,9 kgOE/1000 USD và 307,9 kgOE/1000 USD tương ứng ở 2018 và 2019.



Hình 3-3 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo dạng nhiên liệu

Về cơ cấu, rõ nét nhất là tỷ lệ tiêu thụ điện trên Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC) 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 29,1% vào năm 2019. Mặc dù than có tốc độ nguồn cung sơ cấp cao, nhưng tốc độ tăng trưởng trong tiêu thụ TFEC chỉ đạt 5,2%/năm. Cơ cấu của than trong TFEC cũng không có nhiều biến động, xấp xỉ ở mức 23-25%. Năng lượng tái tạo có tốc độ tăng trưởng đáng ghi nhận, 6,6%/năm. Đóng góp trong cơ cấu TFEC cũng tăng từ 7,1% năm 2010 lên 8,6% năm 2019.

Các sản phẩm dầu chiếm tỷ trọng lớn nhất trong TFEC và cũng không có biến động lớn, ngoại trừ việc tăng lên 38,0% vào năm 2018 nhưng sau đó lại giảm xuống còn 34,4% 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 giảm 29%/năm trong giai đoạn 2011-2019. Điều này khiến cho cơ cấu của NL phi thương mại trong TFEC chỉ còn 0,5% vào năm 2019. Đây cũng là một trong những lý do khiến cho cơ cấu tiêu thụ theo ngành có sự thay đổi lớn. Năm 2010, Khu vực dân dụng chiếm tỷ trọng 27%, trong khi Công nghiệp chỉ chiếm 39,4%. Đến năm 2019, công nghiệp vẫn là hộ tiêu thụ lớn nhất, nhưng tỷ trọng đã chiếm 51,3%, trong khi Dân dụng chỉ còn 12%. Đứng thứ 2 là Giao thông vận tải, chiếm 23,0% cơ cấu TFEC.

3.7 Sự liên kết với các ngành, liên kết vùng trong quy hoạch tổng thể về năng lượng

3.7.1 Dầu khí

Liên kết ngành

Dầu khí là ngành kinh tế mũi nhọn, chủ chốt thúc đẩy sự phát triển về kinh tế-xã hội các vùng có liên quan và các ngành kinh tế khác của đất nước như: ngành điện, hoá chất, phân bón, giao thông vận tải, công nghiệp nhẹ,....

Ngành dầu khí tiêu thụ sản phẩm của các ngành khác: than, điện, vật tư-thiết bị, dịch vụ xây lắp, vận chuyển.

Mặt khác, sản phẩm từ các nhà máy lọc dầu Nghi Sơn và Dung Quất giúp chủ động nhiên liệu trong nước cho các ngành giao thông vận tải, nhựa và các ngành công nghiệp khác.

Khí thiên nhiên trong nước được cung cấp làm nguyên và nhiên liệu cho ngành công nghiệp điện, công nghiệp phân bón/hoá chất và nhiên liệu cho các ngành công nghiệp khác trong khu vực.

Dầu thô xuất khẩu đã và đang là nguồn cung cấp ngoại tệ quan trọng cho đất nước, giúp phát triển các ngành thương mại xuất nhập khẩu.

Liên kết vùng

Ngành dầu khí liên kết với các vùng khác trên cả nước thông qua hệ thống đường thuỷ, đường bộ, đường ống và kho cảng đã được xây dựng khác hoàn chỉnh, đặc biệt là hệ thống kho ngoại quan, kho đầu mối, kho trung chuyển và cảng biển, cảng sông tại các khu vực Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ.

Dầu khai thác trong nước được cung cấp cho Nhà máy lọc dầu Dung Quất, giúp hình thành khu kinh tế Dung Quất, phát triển tỉnh Quảng Ngãi nói riêng và khu vực Trung-Trung Bộ nói chung.

Trong khi đó trên cơ sở đặc thù phân bố, tiến độ các phát hiện dầu khí cũng như đặc điểm trữ lượng và khả năng đầu tư phát triển khai thác các mỏ dầu khí, 4 hệ thống đường ống thu gom, vận chuyển khí cao áp từ ngoài khơi đưa vào bờ đã được xây dựng theo các khu vực bể trầm tích (Bảng 1.5), hình thành và phát triển các khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ trở thành các trung tâm điện khí và phân bón lớn của cả nước.

Hệ thống khí thứ nhất – Hệ thống khí Bạch Hổ, sau này phát triển mở rộng thành Hệ thống khí Cửu Long, bao gồm: Giàn nén khí ngoài khơi, Hệ thống đường ống vận chuyển khí từ các mỏ dầu khí thuộc bể Cửu Long vào bờ và lên đến Phú Mỹ, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, Kho chứa và cảng xuất sản phẩm lỏng tại Thị Vải, các Trạm phân phối khí. Hệ thống khí thứ hai – Hệ thống khí Nam Côn Sơn 1 và 2 bao gồm hệ thống đường ống từ các mỏ thuộc bể Nam Côn Sơn, Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn. Hệ thống khí Nam Côn Sơn kết hợp với hệ thống khí Cửu Long đã tạo nên cơ sở hạ tầng khí đốt quan trọng trong tam giác kinh tế trọng điểm vùng Đông Nam Bộ: Thành phố Hồ Chí Minh – Đồng Nai – Bà Rịa Vũng Tàu. Để phát triển thị trường tiêu thụ khí tại khu vực Tây Nam Bộ,

hệ thống khí thứ ba – Hệ thống khí PM3 – Cà Mau được hình thành. Hệ thống khí thứ tư - Hệ thống khí Hàm Rồng – Thái Bình được xây dựng cho khu vực bể Sông Hồng.

3.7.2 Than

Sự liên kết nội vùng, liên vùng

Các cơ sở khai thác than được hình thành theo sự phân bố của các khoáng sàng than và có hệ thống chế biến, vận tải và các cảng tiêu thụ tương đối độc lập, gồm: Vùng than Đông Bắc (các vùng Uông Bí, Hòn Gai, Cẩm Phả), vùng than Nội địa (Gồm Na Dương, Khánh Hòa, Núi Hồng, Nông Sơn...) và vùng than Đồng Bằng Sông Hồng (các tỉnh Hưng Yên, Nam Định …). Trong đó, vùng than Đông Bắc chiếm hơn 95% sản lượng toàn ngành và là vùng than trọng điểm hiện nay; Bể than đồng bằng sông Hồng là bể than tiềm năng của đất nước trong tương lai. Theo đó:

- Ngành than là một trong những ngành kinh tế lớn thúc đẩy phát triển về kinh tế - xã hội tại các nội vùng, đặc biệt là vùng than Đông Bắc. Quy hoạch phát triển ngành than luôn được ngắn liền với quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội và quy hoạch chung xây dựng của các địa phương nhằm phát huy tối đa tiềm năng, lợi thế của từng vùng, từng địa phương, từng ngành kinh tế trong tổng thể nền kinh tế để khai thác tối đa nguồn lực của xã hội, đảm bảo thực hiện tốt chức năng bảo tồn tài nguyên, sinh thái, ổn định an ninh, chính trị, xã hội, đảm bảo hài hòa về quy hoạch không gian, kiến trúc cảnh quan và hạ tầng kỹ thuật của vùng.
- Than sản xuất trong nước được cung cấp chủ yếu cho các nhà máy điện, xi măng trong nội vùng và các vùng lân cận, hình thành các cụm nhà máy điện than, xi măng ở Quảng Ninh, Hải Phòng, Thái Bình, Nam Định, Hải Dương… sẽ thúc đẩy phát triển kinh tế các vùng với giải pháp ưu tiên cung cấp than cho các hộ tiêu thụ nội vùng và các vùng lân cận (Chủ yếu là các NMNĐ, xi măng) như: Vùng Đông Bắc: NMNĐ Uông bí, NMNĐ Đông Triều, NMNĐ Phả lại, NMNĐ Hải Phòng, NMNĐ Quảng Ninh, NMNĐ Thăng Long, NMXM Thăng Long, TT nhiệt điện Mông Dương, NMNĐ Cẩm Phả, NMXM Cẩm Phả, NĐ Thái Bình, NĐ Nam Định…;than vùng nội địa cung cấp chủ yếu cho NMNĐ Cao Ngạn, NMNĐ Na Dương...
- Ngành than liên kết với các vùng khác thông qua hệ thống đường thủy, đường bộ, đường sắt đã được xây dựng khá hoàn chỉnh, đặc biệt là hệ thống cảng biển ven bờ và cảng trung chuyển tại 3 vùng Bắc - Trung - Nam…

Sự liên kết với các ngành

Ngành than là một ngành năng lượng rất quan trọng trong chiến lược phát triển kinh tế Quốc Gia, có quan hệ kinh tế hai chiều với các ngành kinh tế khác, là động lực để phát triển kinh tế các ngành công nghiệp của đất nước như: Ngành điện, xi măng, hóa chất, phân bón, luyện kim và một số ngành công nghiệp nhẹ khác... :

<u>Quan hệ kinh tế hai chiều với các ngành kinh tế khác:</u>

Ở đầu vào, ngành than là hộ tiêu thụ các sản phẩm của các ngành khác: Các vật tư, xăng, dầu, điện, các dịch vụ xây lắp, các thiết bị mỏ chuyên ngành, đặc biệt là các thiết bị nhập khẩu

ngành mỏ.

Ở đầu ra, ngành than cung cấp sản phẩm than chủ yếu cho ngành điện,tiếp đến là than chất lượng cao hơn cho các ngành xi măng, hoá chất, thép, và các hộ tiêu thụ nhỏ lẻ khác, cụ thể:

- Nhu cầu tiêu thụ than trong nước trong những năm tới được dự báo tăng lên rất lớn do hàng loạt các nhà máy nhiệt điện chạy than đã và đang xây dựng, cùng với sự phục hồi và tăng trưởng trở lại của các ngành khác như xi măng, sản xuất vật liệu xây dựng, hóa chất...
- Phân phối than cho các hộ tiêu thụ:
    + Đẩy mạnh phát triển thị trường than theo cơ chế thị trường, hội nhập khu vực và quốc tế, có sự điều tiết của Nhà nước.
    + Thực hiện phân bổ tiêu thụ than sản xuất trong nước theo các khu vực, gắn các mỏ, các vùng than với các hộ tiêu thụ lớn trong vùng và các vùng lân cận theo thứ tự ưu tiên cho các hộ tiêu thụ tại chỗ từng vùng sản xuất than → các hộ tiêu thụ miền Bắc → các hộ tiêu thụ miền Trung → các hộ tiêu thụ miền Nam.
    + Khi nhu cầu sử dụng than trong nước tăng cao, ngành than sẽ chuyển trọng tâm chủ yếu chế biến các sản phẩm than phục vụ nhu cầu trong nước. Than xuất khẩu được cân đối xác định phù hợp theo từng thời kỳ, theo đó chỉ xuất khẩu các loại than có giá trị cao mà thị trường trong nước không hoặc chưa sử dụng với số lượng hạn chế.
    + Than nhập khẩu những năm tới là rất lớn khoảng từ 70-110 triệu tấn/năm sẽ được vận tải bằng đường biển cung cấp cho các hộ tiêu thụ thông qua các cảng biển ven bờ và các kho cảng trung chuyển pha trộn tại 3 vùng Bắc – Trung – Nam đáp ứng tầu có trọng tải ≥ 100.000 tấn.

Quan hệ của ngành than với các ngành khác có thể được hình thành thông qua các hình thức hợp tác khác nhau:

- Hợp tác khoa học kỹ thuật và thay thế nhập khẩu trong ngành than.
- Thử nghiệm hiện trường thiết bị và vật liệu mới.
- Áp dụng các công nghệ nhập khẩu có thương hiệu với tỷ trọng linh kiện nhập khẩu giảm dần.
- Tổ chức hệ thống bảo trì dịch vụ chất lượng cao thiết bị của nhà sản xuất.
- Tăng năng lực và nâng cao chất lượng công việc của các tổ chức xây lắp.
- Tạo ra và phát triển môi trường thông tin hiện đại (cơ sở dữ liệu chuyên ngành, hệ thống thông tin-phân tích và tham chiếu, cổng thông tin Internet, sàn giao dịch điện tử, v.v.).

3.7.3 Điện lực

Về liên kết ngành:

(i) Nhu cầu điện trong tương lai được dự báo nhằm 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. Vì vậy, sự chuyển dịch cơ cấu trong tiêu thụ điện cũng phản ánh sự thay đổi cơ cấu kinh tế.

(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.
- 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.

Về liên kết vùng:

(i) Theo 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 lưới truyền tải vận hành nặng nề, giảm độ an toàn tin cậy cung cấp điện.

(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 tròng 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.

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Chương 4 Hiện trạng sử dụng năng lượng và tiềm năng tiết kiệm năng lượng

Chương 4 Hiện trạng sử dụng năng lượng và tiềm năng tiết kiệm năng lượng 1

Chương 4 Hiện trạng sử dụng năng lượng và tiềm năng tiết kiệm năng lượng 2

4.1 Hiện trạng sử dụng năng lượng trong các ngành kinh tế 2

4.1.1 Khu vực công nghiệp 3

4.1.2 Khu vực thương mại dịch vụ 6

4.1.3 Khu vực dân dụng 8

4.1.4 Khu vực giao thông vận tải 10

4.1.5 Khu vực nông nghiệp 11

4.2 Các chương trình về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả 11

4.2.1 Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả 12

4.2.2 Các chương trình, dự án khác 16

4.3 Đánh giá tiềm năng tiết kiệm năng lượng 21

4.3.1 Khu vực công nghiệp 21

4.3.2 Khu vực thương mại 24

4.3.3 Khu vực dân dụng 25

4.3.4 Khu vực giao thông vận tải 26

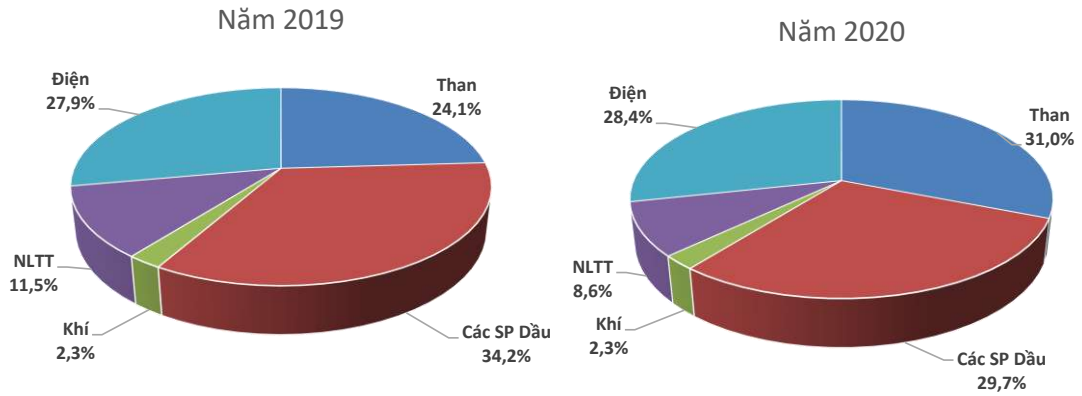
4.3.5 Khu vực nông nghiệp 27

4.3.6 Tổng hợp tiềm năng tiết kiệm năng lượng 28

Chương 4 Hiện trạng sử dụng năng lượng và tiềm năng tiết kiệm năng lượng

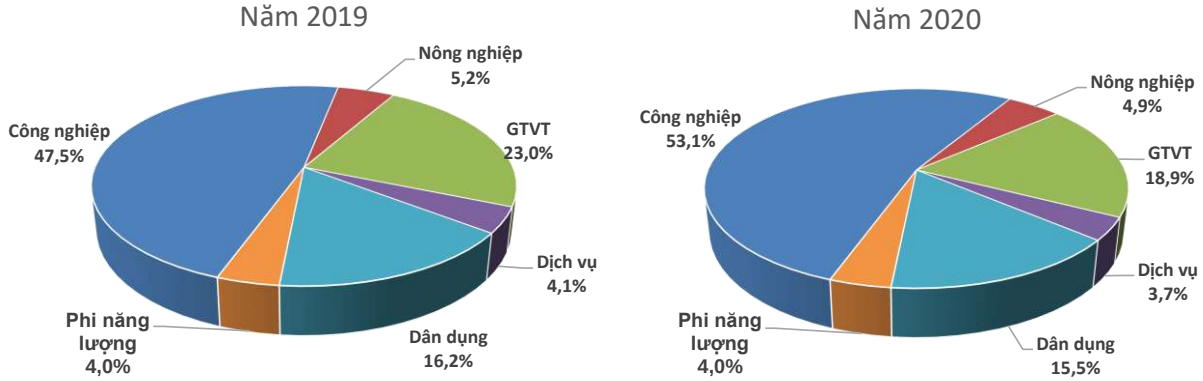
4.1 Hiện trạng sử dụng năng lượng trong các ngành kinh tế

Trong giai đoạn 2015-2019, tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC) tăng trưởng khá nhanh, 7,9%/năm, đạt mức 64.542 KTOE vào năm 2019. Do ảnh hưởng của đại dịch, tăng trưởng TFEC của năm 2020 so với năm trước đó chỉ còn 2,28%, đạt giá trị 66.014 KTOE . Mặc dù vậy, do kinh tế vẫn đạt mức tăng trưởng dương 2,91% trong năm 2020, đã khiến cho cường độ năng lượng cuối cùng trên GDP giảm đi chút ít, từ 321 kgOE/1000USD (giá USD cố định năm 2010) xuống còn 319 kgOE/1000 USD. Tuy vậy so với năm đầu kỳ 2015, chỉ số này vẫn còn khá cao. Sau một năm diễn ra đại dịch, cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng có nhiều sự thay đổi .



Hình 4-1 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo dạng nhiên liệu

Về cơ cấu tiêu thụ nhiên liệu, dễ nhận thấy xu hướng giảm tiêu thụ các sản phẩm dầu và đặc biệt, tăng tỷ trọng than trong TFEC trong giai đoạn 2019-2020. Nếu xét về cơ cấu tiêu thụ năng lượng theo ngành, ngành Công nghiệp có tỷ trọng tăng từ 47,5% năm 2019 lên 53,1% năm 2020. Các ngành còn lại đều giảm tỷ trọng do ảnh hưởng của việc hạn chế đi lại và giảm chi tiêu, trong đó đáng kể là ngành Giao thông vận tải giảm tỷ trọng từ 23,0% năm 2019 xuống còn 18,9% năm 2020. Xét về giá trị tuyệt đối, tiêu thụ năng lượng ngành Giao thông năm 2020 đạt giá trị tương đương năm 2016 là 12.444 KTOE.



Hình 4-2 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo dạng ngành

Tổng số doanh nghiệp trọng điểm năm 2019[1] là hơn 3 ngàn doanh nghiệp, tiêu thụ hơn 38,6 triệu TOE, chiếm khoảng 62,5% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng.

Nội dung dưới đây sẽ đánh giá hiện trạng sử dụng năng lượng của các phân ngành kinh tế, bao gồm:

- Khu vực công nghiệp
- Khu vực thương mại
- Khu vực dân dụng
- Khu vực giao thông vận tải
- Khu vực nông nghiệp

Mặc dù có khá nhiều sử dụng nhiên liệu nhưng phân ngành phi năng lượng không được coi là một ngành kinh tế. Tuy nhiên về bản chất hầu hết các ứng dụng phi năng lượng của nhiên liệu đều thuộc ngành sản xuất công nghiệp (ví dụ như sản xuất phân đạm, sử dụng làm dung môi, sản xuất gạch,...).

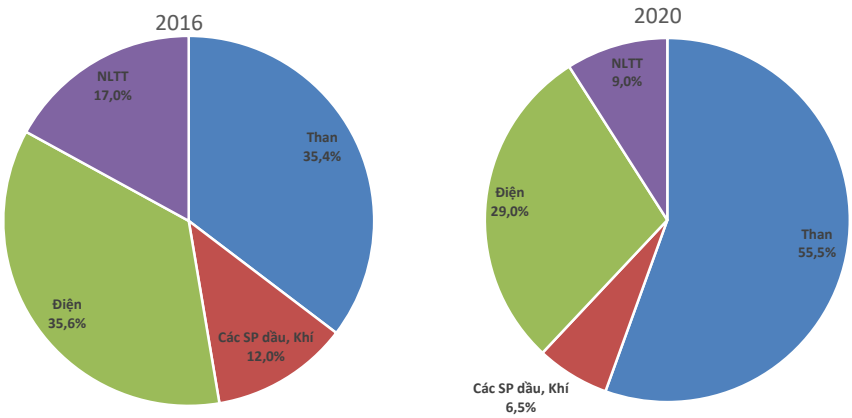
4.1.1 Khu vực công nghiệp

(hiện trạng sản xuất khu vcj CN)

Sản xuất Công nghiệp chiếm tỷ trọng tiêu thụ năng lượng lớn nhất trong cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng. Số liệu như trên cho thấy, cơ cấu của ngành này tăng từ 39,4% năm 2016 lên 47,5% năm 2019 và 53,1% năm 2020. Trong giai đoạn 2016-2020, tiêu thụ năng lượng của khu vực công nghiệp tăng trưởng 11,1%/năm. Đáng chú ý là dịch bệnh Covid-19 diễn ra trong năm 2020 không làm giảm nhịp độ tiêu thụ nhiên liệu của ngành này, thậm chí mức tăng tiêu thụ còn lớn hơn toàn giai đoạn, với 14,2% so với năm 2019. Nguyên nhân chính là sự gia tăng tiêu thụ than trong khu vực công nghiệp. Số liệu cho thấy tiêu thụ than cho công nghiệp tăng từ 7.324 KTOE năm 2016 lên 14.486 KTOE năm 2019 và 19.462 KTOE năm 2020.

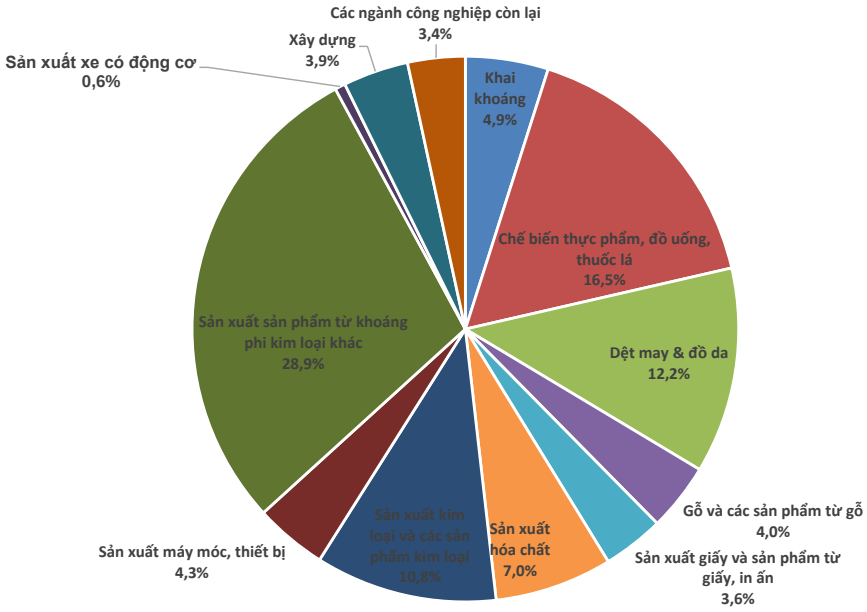
Xét về tỷ trọng, nếu như năm 2016, tỷ trọng tiêu thụ than và điện gần như tương đương ở mức 35% thì đến năm 2020, tiêu thụ than chiếm 55,5% trong khi điện giảm xuống chỉ còn 29,0%.

[1] Quyết định 1577/QĐ-TTg ngày 12 tháng 10 năm 2020 của Thủ tướng Chính phủ ban hành danh sách cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm năm 2019.

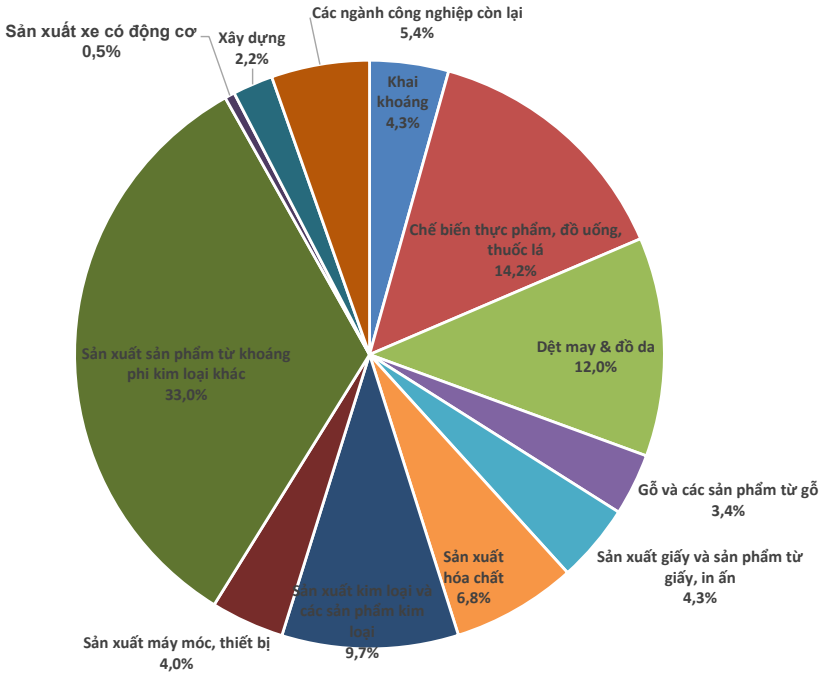


Hình 4-3 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng 2016-2020

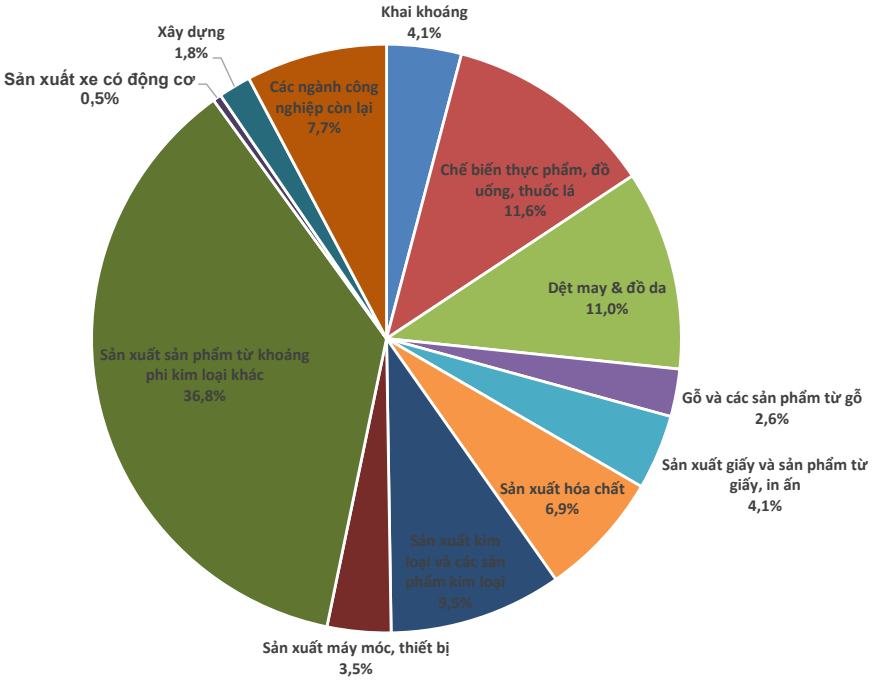
Sự thay đổi lớn về tiêu thụ nhiên liệu trong tổng tiêu thụ bắt nguồn từ phân ngành Sản xuất sản phẩm từ khoáng phi kim loại, trong đó bao gồm các lĩnh vực ngành sản xuất xi măng và vật liệu xây dựng.



Hình 4-4 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng theo phân ngành công nghiệp năm 2016



Hình 4-5 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng theo phân ngành công nghiệp năm 2019



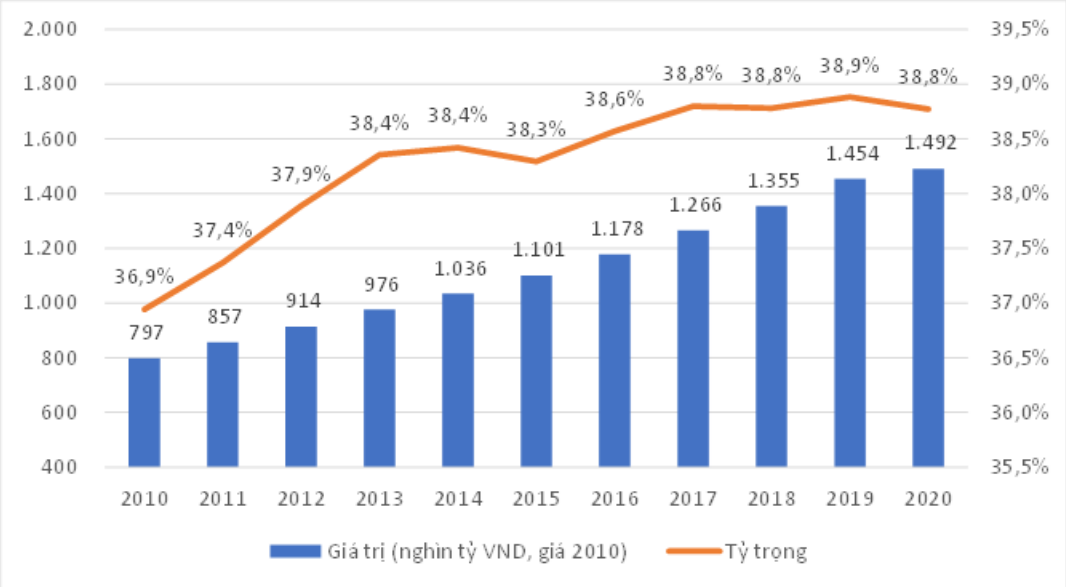
Hình 4-6 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng theo phân ngành công nghiệp năm 2020

Ngành sản xuất sản phẩm phi kim loại gia tăng cơ cấu tiêu thụ từ 23,0% năm 2016 lên thành 33% năm 2019 và 36,8% năm 2020. Thứ tự các ngành tiếp theo không có nhiều thay đổi trong suốt giai đoạn 2016-2020. Đứng thứ 2 và thứ 3 là ngành chế biến thực phẩm và Dệt may & đồ da, những ngành thế mạnh xuất khẩu của Việt Nam. So với năm 2019, cả hai ngành này đều giảm tỷ trọng tiêu thụ năng lượng vào năm 2020 do ảnh hưởng của đại dịch.

Thứ 4 là ngành sản xuất kim loại và các sản phẩm kim loại. Lưu ý rằng, theo khuyến cáo về thống kê của IEA, các ứng dụng Phi năng lượng không nằm trong Tiêu thụ năng lượng của Công nghiệp (trong đó chủ yếu là sản xuất đạm trong phâm ngành hóa chất). Chính vì vậy ngành Sản xuất hóa chất đứng ở vị trí thứ 5.

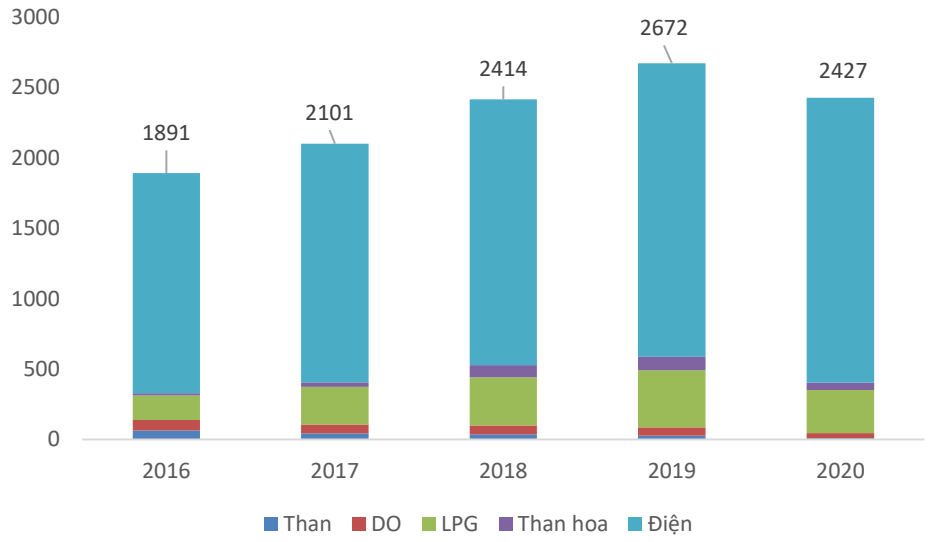
4.1.2 Khu vực thương mại dịch vụ

Năm 2020, mặc dù ảnh hưởng của dịch Covid-19 nhưng ngành Thương mại dịch vụ vẫn đạt mức tăng 2,91% so với năm 2019. Đây là mức tăng thấp nhất của ngành trong suốt 10 năm qua. Điều này khiến cho tốc độ tăng trưởng cả giai đoạn 2010-2020 chỉ còn 6,47%/năm. Về tỷ trọng, đóng góp của ngành Thương mại dịch vụ vào Tổng GDP không có nhiều biến động lớn trong vài năm trở lại đây, duy trì ở mức xấp xỉ ở mức 38-39% mỗi năm.



Hình 4-7 GDP khu vực Thương mại dịch vụ và đóng góp vào Tổng GDP

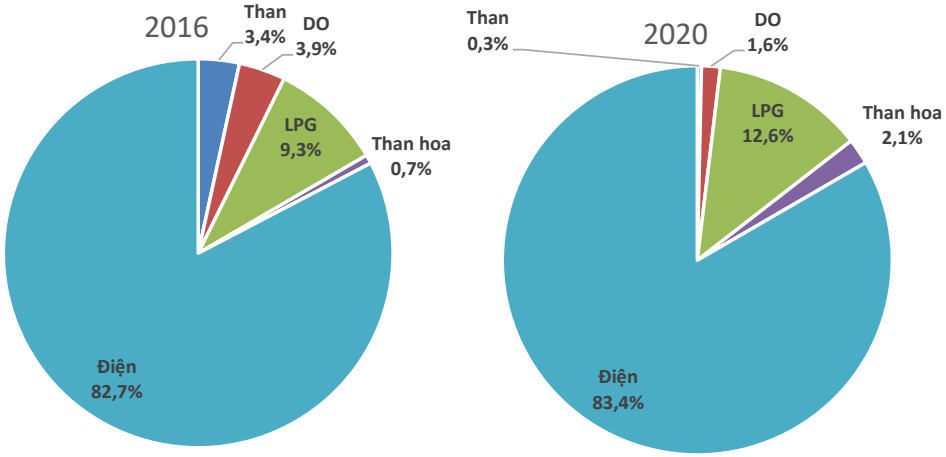
Khu vực tiêu thụ năng lượng thương mại dịch vụ được tính bao gồm các cơ sở kinh doanh dịch vụ, các tòa nhà hành chính và tòa nhà thương mại. Tiêu thụ năng lượng của khu vực này chiếm từ xxx5 đến xxx% trong giai đoạn 2016-2020.



Hình 4-8 Tiêu thụ năng lượng khu vực Thương mại dịch vụ (KTOE)

Tiêu thụ năng lượng khu vực thương mại dịch vụ đạt mức tăng trưởng 12,2%/năm trong giai đoạn 2016-2019. Do tình hình dịch bệnh ở năm 2020, tiêu thụ năng lượng của khu vực này giảm đáng kể về giá trị tuyệt đối. Điều này khiến cho tăng trưởng tiêu thụ năng lượng cả giai đoạn 2016-2019 chỉ còn 6,4%/năm.

Tuy nhiên xu hướng tiêu thụ năng lượng ở khu vực này là tỷ trọng than và DO có xu hướng giảm trong khi tiêu thụ điện tăng liên tục.

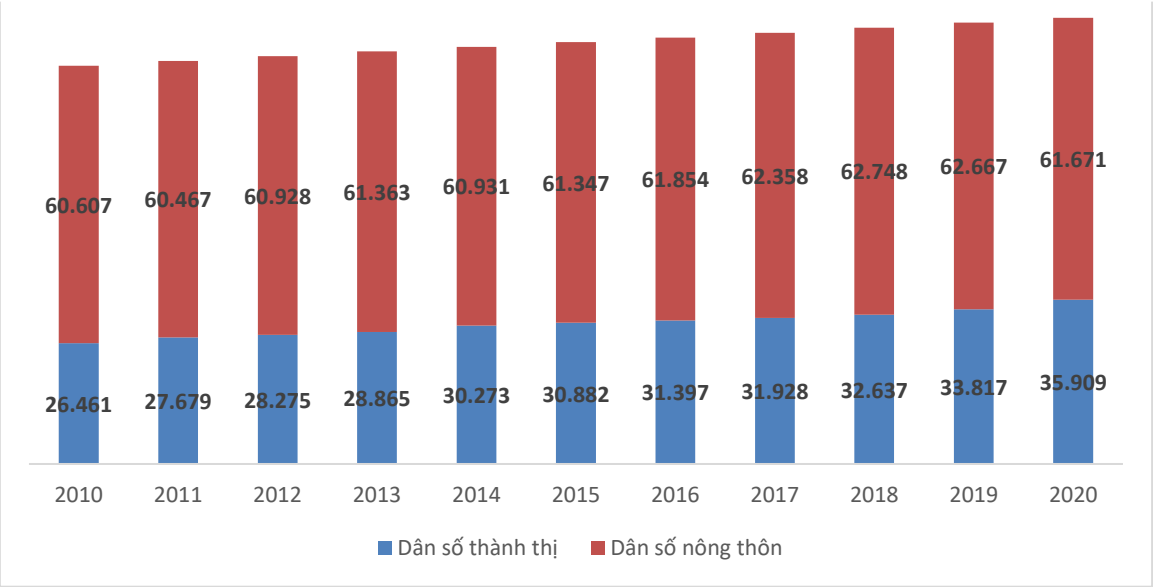


Hình 4-9 Cơ cấu Tiêu thụ năng lượng khu vực Thương mại dịch vụ

Năm 2016, DO và than chiếm tương ứng 3,9% và 3,4% tiêu thụ cả ngành, nhưng đến năm 2020 giảm chỉ còn 1,6% và 0,3%. LPG, loại nhiên liệu chủ yếu dùng cho đun nấu ở khu vực nhà hàng có xu hướng tăng. Bên cạnh đó, một loại nhiên liệu khác được coi là năng lượng tái tạo là than hoa, một sản phẩm ngày càng trở nên quen thuộc trong các nhà hàng, tuy sản lượng còn thấp nhưng cũng có mức tăng ấn tượng, từ 14KTOE năm 2016 lên 95 KTOE vào năm 2019. Dịch bệnh trong năm 2020 đã ảnh hưởng đáng kể đến nhu cầu ăn uống nhà hàng, đồng thời làm giảm tiêu thụ nhiên liệu trong đun nấu, trong đó có than hoa, giảm xuống chỉ còn 52 KTOE trong năm 2020.

4.1.3 Khu vực dân dụng

Năm 2020, ước tính dân số Việt Nam đạt 97,58 triệu người. Như vậy trong vòng 10 năm qua, quy mô dân số Việt Nam tăng thêm 10,6 triệu người tương ứng với tỷ lệ tăng trưởng 1,15%/năm. Mặc dù vậy tăng trưởng chủ yếu ở khu vực thành thị với tốc độ 3,1%/năm, với sự đóng góp đáng kể của quá trình di cư và đô thị hóa. Tuy nhiên, đến năm 2020, dân số thành thị mới chiếm 36,8% toàn quốc, là 35,909 triệu người.



Hình 4-10 Dân số khu vực Thành thị và Nông thôn Việt Nam giai đoạn 2010-2020

Dân số khu vực nông thôn chỉ đạt tốc độ 0,17%/năm trong cùng giai đoạn. Đáng chú ý trong diễn biến dân số 10 năm trở lại đây, khu vực dân cư nông thôn đạt giá trị đỉnh vào năm 2017 với 62,4 triệu người, sau đó liên tục giảm. Đến năm 2021 chỉ còn 61,67 triệu người.

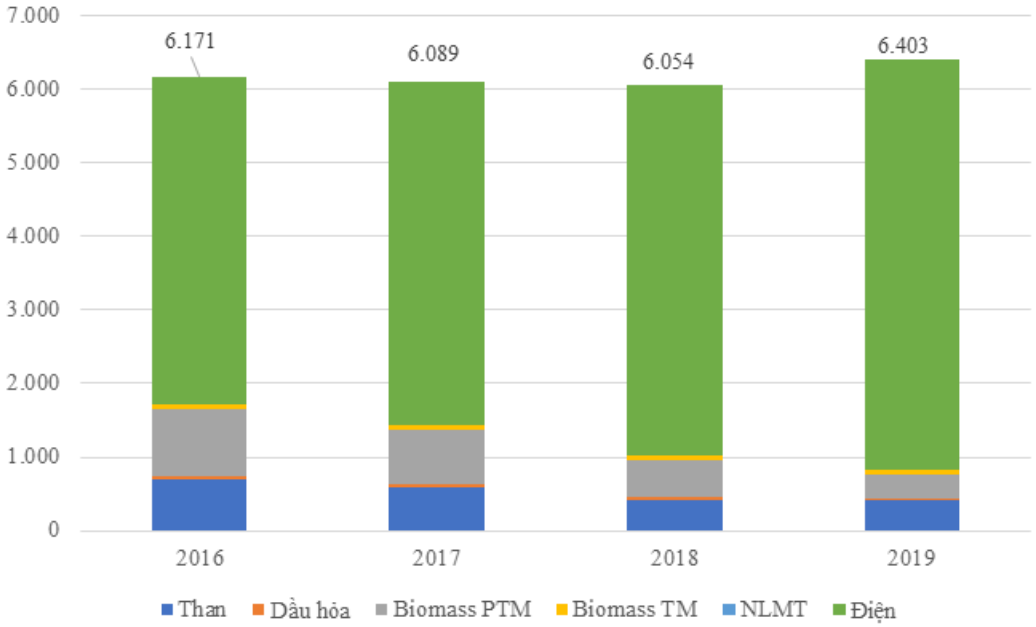
Số đô thị của cả nước đã tăng lên con số 833 tính đến tháng 6 tháng đầu năm 2020, bao gồm 2 đô thị đặc biệt là Hà Nội và Tp. Hồ Chí Minh, 22 đô thị loại I, 31 đô thị loại II, 48 đô thị loại III, 88 đô thị loại IV và 652 đô thị loại V. Tỷ lệ đô thị hóa cả nước ước đến cuối năm 2020 đạt khoảng 40%.

Trong 10 năm qua, dân số ở các khu vực thành thị cũng liên tục tăng do tác động của quá trình đô thị hóa diễn ra nhanh và rộng khắp tại các địa phương trên cả nước. Năm 2019, dân số khu vực thành thị ở nước ta ước tính khoảng 33.059.735 người, chiếm 34,4% dân số của cả nước. Tỷ trọng dân số khu vực thành thị tăng 4,8 điểm phần trăm tính từ năm 2009 cho đến nay.

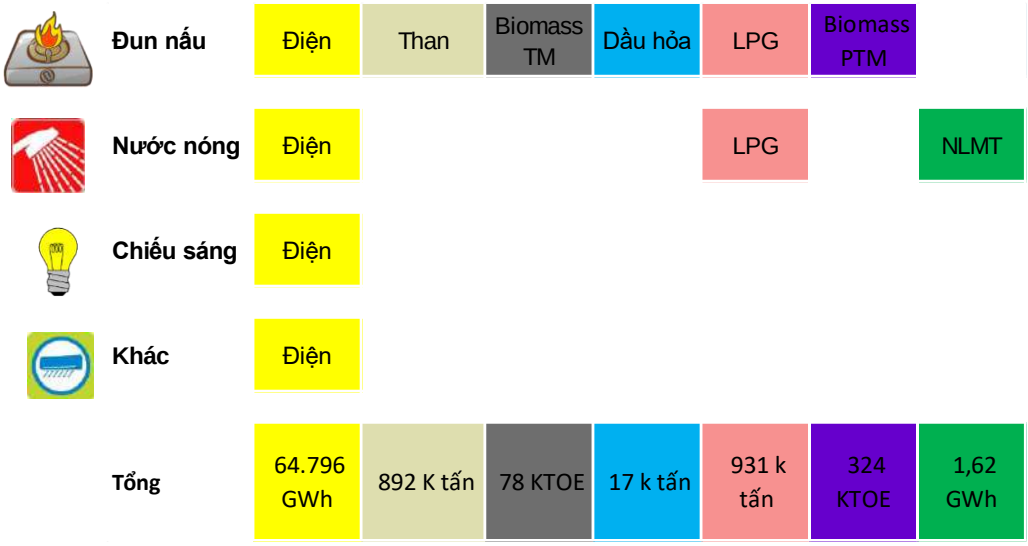
Việt Nam cũng là một trong số các quốc gia có mật độ dân số cao so với các nước khác thế giới và trong khu vực với 290 người/km2 tăng 31 người/km2 so với năm 2009. Hai địa phương có mật độ dân số cao nhất cả nước đó là Hà Nội với 2.398 người/km2 và mật độ dân số Thành phố Hồ Chí Minh với 4.292 người/km2.

Năm 2010, Khu vực Dân dụng tiêu thụ gần 28% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng, nhưng đến năm 2019 giảm chỉ còn 12%. Sự thay đổi lớn này chủ yếu đến từ sự chuyển

dịch các loại hình nhiên liệu phi thương mại (như trấu, rơm rạ…) sang thương mại như điện và khí hóa lỏng.



Hình 4-11 Diễn biến tiêu thụ năng lượng khu vực dân dụng



Hình 4-12 Cơ cấu tiêu thụ năng lượng khu vực dân dụng năm 2019

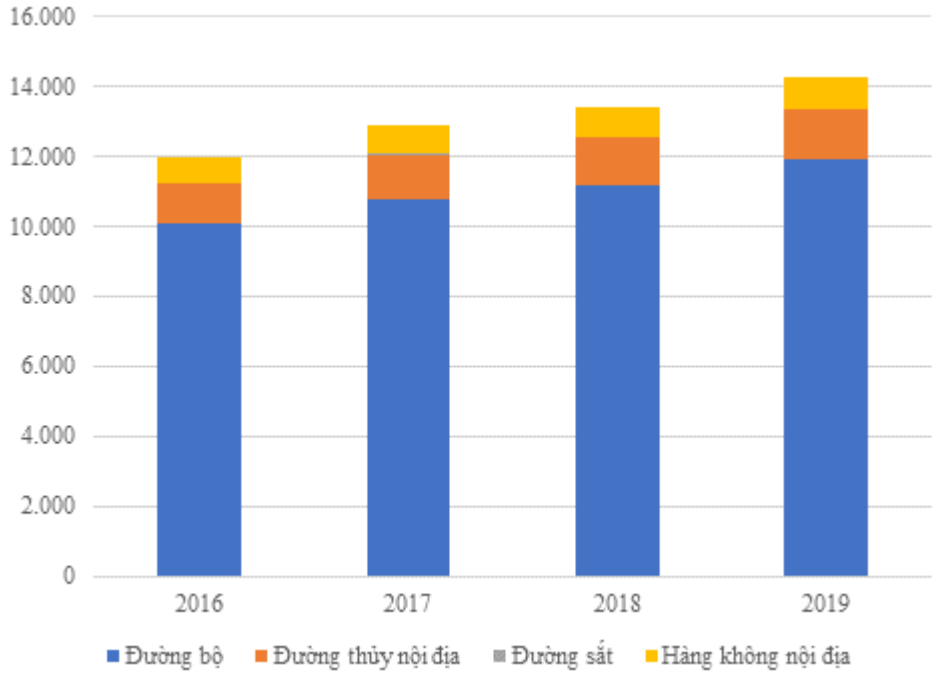
Tuy nhiên các dạng NL phi thương mại vẫn chưa hoàn toàn biến mất, do một phần dân cư vẫn sống ở khu vực nông thôn, vẫn sử dụng các phụ phẩm nông nghiệp cho đun nấu.

Cơ cấu tiêu thụ nhiên liệu thương mại cũng có sự biến đổi khi mà than, thậm chí là khí hóa lỏng cho đun nấu cũng đang dần thay thế bởi điện, một loại nhiên liệu thuận tiện an toàn cho sử dụng và ngày càng dễ tiếp cận. Điều này thể hiện mức sống sinh hoạt được cải thiện và lối sống của người dân đang dần thay đổi. Do đó, điện chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng, 75,2% ở năm 2019. Như vậy trong tương lai, các biện pháp giảm thiểu tiêu thụ năng lượng ở khu vực Dân dụng cần tập trung vào

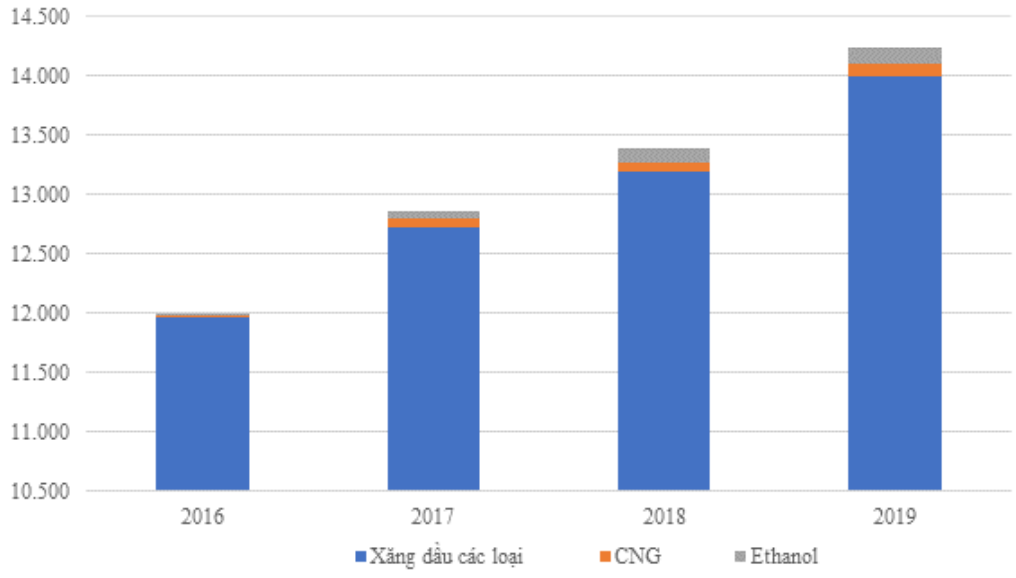
cải thiện hiệu suất thiết bị gia dụng và chuyển đổi sử dụng điện sang các hình thức năng lượng tái tạo khác, ví dụ năng lượng mặt trời.

4.1.4 Khu vực giao thông vận tải

Giao thông vận tải là lĩnh vực tiêu thụ năng lượng lớn thứ 2, chỉ sau Sản xuất Công nghiệp, chiếm khoảng 23% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng. Trong số 4 lĩnh vực giao thông, giao thông đường bộ chiếm tỷ trọng lớn nhất, khoảng 83% toàn ngành. Đây cũng là lĩnh vực có nhiều giải pháp có thể áp dụng nhằm làm giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch, bao gồm chuyển đổi sang phương thức vận tải khác, chuyển đổi nhiên liệu/phương tiện và nâng cao hiệu suất thiết bị.



Hình 4-13 Tiêu thụ nhiên liệu theo loại hình giao thông



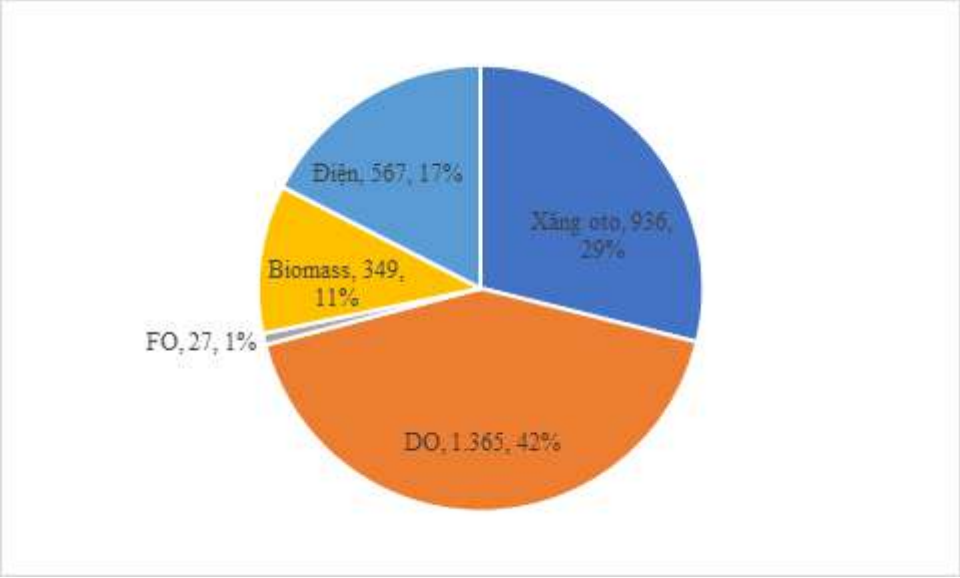
Hình 4-14 Tiêu thụ nhiên liệu theo loại nhiên liệu

Xăng dầu là hai loại nhiên liệu truyền thống trong giao thông vận tải. Tuy nhiên trong vài năm trở lại đây, sự xuất hiện của Khí nén tự nhiên (CNG) và xăng sinh học E5-A92 đã góp phần làm giảm nhiên liệu hóa thạch. Tuy nhiên, cơ cấu còn khá hạn chế. Năm 2019, CNG chỉ chiếm 0,76% tiêu thụ toàn ngành giao thông, trong khi Ethanol (hàm lượng khoáng 99% dùng để pha chế xăng sinh học) chiếm 0,91%. Trong tương lai, với chính sách thúc đẩy vận tải carbon thấp, tỷ trọng của hai loại nhiên liệu sạch này sẽ dần gia tăng, cùng với sự xuất hiện của điện trong giao thông đường sắt đô thị.

4.1.5 Khu vực nông nghiệp

Sản xuất nông nghiệp bao gồm 3 lĩnh vực chính: quá trình cơ giới hóa và đánh bắt thủy hải sản xa bờ là lý do chính khiến cho nhu cầu năng lượng trong nông nghiệp ngày càng tăng.

Bên cạnh đó, lưới điện nông thôn mở rộng khiến cho việc tiếp cận điện lưới của sản xuất nông nghiệp càng càng dễ dàng. Cũng từ đó, nhu cầu sử dụng điện cho hoạt động như bơm tưới tiêu, nuôi trồng thủy hải sản ngày càng cao. Số liệu từ ngành điện cho thấy, sản lượng điện cho nuôi trồng thủy hải sản tăng hơn gấp đôi trong vòng 4 năm cho các lĩnh vực nuôi trồng thủy sản và bơm tưới tiêu dịch vụ cây trồng. Về cơ cấu tiêu thụ nhiên liệu năm 2019, DO được huy động nhiều nhất, chiếm gần 42% toàn ngành, kế đến là xăng động cơ, loại nhiên liệu sử dụng chủ yếu trong công tác trồng trọt và thu hoạch mùa vụ chiếm 29%.



Hình 4-15 Cơ cấu tiêu thụ nhiên liệu ngành Nông nghiệp năm 2019

Điện được sử dụng cho các hoạt động đóng mở cống thủy lợi, tưới tiêu và nuôi trồng thủy hải sản chiếm 17%. Trong khi đó, biomass chủ yếu là rơm rạ dùng để sấy sản phẩm nông nghiệp chiếm khoảng 11%.

4.2 Các chương trình về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả

Những năm đầu của thế kỷ 21, trong bối cảnh 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, Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (Chương trình) giai đoạn 2006-2010 đã được xây dựng và trình Chính phủ phê duyệt nhằm thúc đẩy sử dụng một cách tiết kiệm và hiệu quả nguồn năng lượng có hạn của quốc gia cho mục tiêu phát triển kinh tế bền vững. Chương trình này cũng được lồng ghép với các dự án tiết kiệm năng lượng do các tổ chức quốc tế tài trợ nhằm sử dụng có hiệu quả nguồn vốn ODA cũng như kinh nghiệm quốc tế trong việc triển khai các hoạt động tiết kiệm năng lượng thực tế tại Việt Nam. Văn phòng Tiết kiệm năng lượng quốc gia (nay gọi là Văn phòng chỉ đạo) trực thuộc Bộ Công Thương đã được thành lập và chịu trách nhiệm điều phối toàn bộ các hoạt động của Chương trình trên phạm vi tòan quốc.

Tới năm 2012,Giai đoạn II của Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả đã được phê duyệt trong bối cảnh gắn liền với mục tiêu thúc đẩy Tăng trưởng xanh ở Việt Nam. Đây là sự tiếp nối của của Chương trình ở giai đoạn 2006-2010 nhưng đặt ra mục tiêu cao hơn, cùng với sự tham gia nhiều hơn của các cơ quan liên quan và các tỉnh thành trong cả nước. Tổng kết về các chương trình lớn về SDNLHQ đã và đang thực hiện ở Việt Nam trong những năm vừa qua như sau:

4.2.1 Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả

Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2006-2010

Chương trình Mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2006-2010 được thiết kế bao gồm 6 nhóm nội dung và 11 đề án lớn tập trung trên trên toàn bộ các lĩnh vực tiêu thụ năng lượng. Các hoạt động được phân chia theo 7 lĩnh vực chính là: Xây dựng Thể chế, Nâng cao Nhận thức và năng lực, Thiết bị hiệu suất cao, Kiểm toán năng lượng, Các chương trình thí điểm, Mô hình quản lý năng lượng và Hỗ trợ tài chính cho khách hàng. Mục tiêu của Chương trình là giảm từ 3-5% tổng tiêu thụ năng lượng thương mại trong giai đoạn 2006-2010. Kết quả đánh giá Giai đoạn 1 (2006-2010) cho thấy mức tiết kiệm thực tế đạt được là 3,4%, tương đương với 3.733 KTOE.

Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2012-2015

Chương trình mục tiêu quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2012-2015 (VNEEP 2) được Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1427/QĐ-TTg ngày 02 tháng 10 năm 2012. Chương trình đặt 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 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, tương đương từ 11-17 triệu TOE trong giai đoạn 2012-2015. Bên cạnh đó, Chương trình còn đặt ra một số chỉ tiêu tiết kiệm năng lượng cụ thể cho một số ngành công nghiệp tiêu thụ nhiều năng lượng như sau:

- Giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân để sản xuất 01 tấn xi măng từ 97 kgOE năm 2011 xuống còn 87 kgOE vào năm 2015;

- Giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân để sản xuất 01 tấn thép thành phẩm từ mức 179 kgOE năm 2011 xuống còn 160 kgOE vào năm 2015;
- Giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân để sản xuất 01 tấn sợi năm 2011 là 773 kgOE xuống còn 695 kgOE vào năm 2015.

Đối với Giai đoạn 2 (2011-2015), kết quả đánh giá cho thấy mức tiết kiệm thực tế đạt được là 5,65%, tương đương với 10.610 KTOE [23]. Mặc dù đã đạt được những thành công nhất định, nhưng một số khó khăn vẫn còn tồn tại trong quá trình triển khai các hoạt động của VNEEP 2, cụ thể như sau:

- Nguồn kinh phí cấp từ ngân sách nhà nước cho Chương trình hàng năm thường muộn nên gây ảnh hưởng đến tiến độ thực hiện của các nhiệm vụ; bên cạnh đó tổng kinh phí hàng năm còn thấp;
- Việc thực hiện lộ trình dán nhãn năng lượng đã gặp phải một số khó khăn như cơ sở hạ tầng thử nghiệm, nguồn nhân lực và nguồn kinh phí triển khai còn hạn chế, sự thiếu hụt và không đồng bộ các tiêu chuẩn, thiết bị thử nghiệm hiệu suất năng lượng.
- Việc ban hành các tiêu chuẩn còn chưa đồng bộ cũng gây nhiều khó khăn cho việc dán nhãn năng lượng cho các sản phẩm.
- Nhận thức của cộng đồng và doanh nghiệp còn hạn chế, chưa sẵn sàng tiếp cận với thông tin về công nghệ và các giải pháp tiết kiệm năng lượng.
- Doanh nghiệp không có vốn hoặc không tiếp cận được những khoản vay tín dụng ưu đãi cho các dự án tiết kiệm năng lượng. Mặt khác do các khó khăn về tài chính nên các doanh nghiệp dừng hoặc chưa triển khai các dự án tiết kiệm năng lượng đặc biệt là ngành thép và xi măng.
- Cơ chế hỗ trợ cho các doanh nghiệp đầu tư thay thế dây truyền công nghệ lạc hậu bằng dây truyền công nghệ hiệu suất cao, tiết kiệm năng lượng còn gặp nhiều hạn chế.
- Nhiều doanh nghiệp còn chưa thực sự thực hiện các yêu cầu theo qui định của Luật, Nghị định, Thông tư và các Quyết định đã ban hành.
- Còn có những hạn chế trong việc quản lý các doanh nghiệp tại địa phương, thiếu sự kết hợp giữa các Sở quản lý, còn lúng túng trong việc thanh tra, kiểm tra các doanh nghiệp thực hiện các quy định của Luật cũng là những khó khăn trong việc thực thi Luật.
- Các dự án của doanh nghiệp gặp khó khăn do điều kiện kinh tế và giá năng lượng thấp chưa tạo động lực đủ mạnh để tiến hành đầu tư.
- Nguồn lực triển khai và giám sát thực hiện Luật Tiết kiệm năng lượng và các văn bản quy phạm pháp luật, các quy định liên quan từ trung ương đến địa phương mặc dù đã có chuyển biến, tuy nhiên cần phải được bổ sung và đào tạo nâng cao năng lực.

Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2030[2]

Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2030 (VNEEP 3) được xây dựng dựa trên sự kế thừa và phát huy những kết quả tích cực và khắc phục những hạn chế của Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả các giai đoạn trước, phối hợp và lồng ghép với các Chương trình khác đang được triển khai thực hiện.

Mục tiêu của VNEEP 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 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 bao gồm 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/tiểu 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;

[2]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

- 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.

4.2.2 Các chương trình, dự án khác

Bên cạnh Chương trình Mục tiêu quốc gia đã được thực hiện, kể từ năm 1997 đến nay đã có một số chương trình liên quan đến lĩnh vực tương tự được thực hiện ở Việt Nam, hầu hết là những chương trình có hỗ trợ tài chính và kỹ thuật từ các tổ chức quốc tế như là: Ngân hàng thế giới, ADB, UNIDO, GEF, UNDP, SIDA, JICA, DANIDA... Có thể tổng hợp lại mục tiêu, đối tượng một số chương trình được thực hiện từ năm 2010 như sau.

Ngân hàng Thế giới (WB)

Dự án "Tiết kiệm năng lượng và sản xuất sạch hơn tại Việt Nam" do GEF tài trợ thông qua WB đã được thực hiện trong giai đoạn 2011-2016. Mục tiêu chung của dự án là Hỗ trợ kỹ thuật cho các thành viên tham gia thị trường tiết kiệm năng lượng, đặc biệt là các doanh nghiệp sản xuất trong ngành công nghiệp hóa chất, thực phẩm/giải khát, giấy, nhựa, dệt may và gạch/gốm sứ và các nhà cung cấp dịch vụ năng lượng. Sắp tới đây, sẽ có một số ngành nghề công nghiệp khác được lựa chọn làm hợp phần kế tiếp của dự án này.

Trong lĩnh vực nâng cao năng lực trong hoạch định chính sách hướng đến Tăng trưởng Xanh, WB cũng triển khai nhiều hoạt động hỗ trợ Việt Nam, thông qua hỗ trợ kỹ thuật cho các đối tác trong nước, với đầu mối là Bộ Kế Hoạch Đầu Tư. Năm 2012, chuyên gia của WB đã hợp tác với 3 viện nghiên cứu đầu ngành trong nước tinh chỉnh và chuyển giao một công cụ hỗ trợ tính toán phát thải (gọi tắt là EFFECT). Bên cạnh đó, các chuyên gia của WB, với sự hỗ trợ của các viện nghiên cứu trên, đã xây dựng một báo cáo kỹ

thuật, trong đó có khuyến cáo các giải pháp giảm phát thải kèm theo các chi phí và hiệu quả có thể đạt được cho tới 2040.

Dự án "Tiết kiệm năng lượng cho ngành công nghiệp Việt Nam" do Bộ Công thương và Ngân hàng Thế giới triển khai. Dự án này cung cấp một khoản vay 100 triệu USD thông qua Ngân hàng TMCP Đầu tư và Phát triển Việt Nam và Ngân hàng TMCP Ngoại Thương Việt Nam với đối tượng là các doanh nghiệp công nghiệp, các nhà cung cấp dịch vụ năng lượng thực hiện các dự án đầu tư tiết kiệm năng lượng.

Một dự án khác được triển khai là Dự án thúc đẩy tiết kiệm năng lượng cho các ngành công nghiệp Việt Nam do Quỹ Khí hậu xanh tài trợ cũng đang được Bộ Công Thương và Ngân hàng Thế giới chuẩn bị và dự kiến sẽ sớm đưa vào triển khai trong đầu năm 2021.

Theo đó, Quỹ Khí hậu xanh cung cấp một khoản viện trợ không hoàn lại 75 triệu USD để bảo lãnh cho các khoản vay thương mại của các ngân hàng tham gia cho các doanh nghiệp công nghiệp vay để đầu tư tiết kiệm năng lượng. Theo các chuyên gia, dự án sẽ góp phần tăng khả năng tiếp cận vốn, giảm các yêu cầu về tài sản đảm bảo cũng như tạo ưu đãi về khoản vay cho doanh nghiệp công nghiệp.

Chương trình phát triển Liên hợp quốc (UNDP)

Ở giai đoạn trước, UNDP đã triển khai Chương trình Thúc đẩy bảo tồn năng lượng ở các doanh nghiệp vừa và nhỏ (PESME) kết hợp với Bộ Khoa học Công nghệ, có sự tham gia tài trợ của UNDP và GEF được triển khai bắt đầu vào năm 2002 và kết thúc vào năm 2010. Dự án này đã kết thúc thành công và có nhiều kết quả được ghi nhận.

Kể từ tháng 7 năm 2009, UNDP còn thực hiện một dự án khác nhằm thúc đẩy các hoạt động dán nhãn ở một số quốc gia Châu Á, trong đó có Việt Nam. Mục tiêu của dự án này, tên gọi tắt BRESL, là nhằm gỡ bỏ những rào cản nhằm thực hiện thành công việc chuyển đổi thị trường tiêu thụ các sản phẩm gia dụng. Rất nhiều hoạt động trong khuôn khổ dự án đã được thực hiện, bao gồm (i) xây dựng tiêu chuẩn, thiết kế nhãn, (ii) nâng cao năng lực thể chế và con người, (iii) cung cấp thông tin và hỗ trợ kỹ thuật tới các nhà sản xuất, (iv) chia sẻ thông tin, hợp tác quốc tế, (v) thực hiện dự án mẫu . Chương này này đã kết thúc vào cuối năm 2014 và hiện đang được UNDP đánh giá hiệu quả.

Ngân hàng phát triển Châu Á (ADB)

Từ năm 2011 ADB đã triển khai dự án về nâng cao năng lực làm chính sách, hỗ trợ Chương trình Quốc gia về Biến đổi khí hậu trong lĩnh vực Năng lượng và giao thông (TA 7779). Dự án này chủ yếu hỗ trợ Bộ Công thương, Bộ GTVT, tỉnh Thanh hóa, Đà Nẵng và TP HCM lập các kế hoạch biến đổi khí hậu để làm giảm tỷ lệ gia tăng phát thải khí nhà kính từ các ngành mục tiêu vào năm 2020. Các hoạt động chủ yếu của dự án này là nâng cao năng lực và nhận thức của cán bộ địa phương, bộ ngành trong việc xây dựng, thiết kế kịch bản, xây dựng các giải pháp và chính sách cần thiết để hỗ trợ thực hiện hiệu quả các giải pháp giảm nhẹ và thích ứng với biến đổi khí hậu. Tới thời điểm hiện tại, dự án đã kết thúc và đã có báo cáo cuối cùng.

Cơ quan hợp tác phát triển Đan Mạch (DANIDA)

Dự án Chuyển hóa carbon thấp trong lĩnh vực tiết kiệm năng lượng (LCEE) của DANIDA là một sáng kiến năm 2012 từ quan hệ hợp tác dài hạn giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Đan Mạch về tăng trưởng xanh trong lĩnh vực năng lượng tại Việt Nam. Dự án này đã hỗ trợ VNEEP và được thực hiện trên cơ sở đối tác giữa Bộ Khí hậu, Năng lượng và Tòa nhà Đan Mạch, Đại sứ quán Đan Mạch tại Việt Nam, Bộ Công Thương Việt Nam và Bộ Xây dựng Việt Nam. Mục tiêu phát triển của dự án là đóng góp vào sự phát triển bền vững và quá trình chuyển đổi sang nền kinh tế carbon thấp của Việt Nam thông qua tăng cường hiệu quả năng lượng trong các doanh nghiệp vừa và nhỏ và trong các công trình xây dựng. Dự án này kết thúc vào tháng 6 năm 2017. Dự án tập trung vào hai lĩnh vực chính:

- Hỗ trợ các doanh nghiệp nhỏ và vừa của Việt Nam tăng cường hiệu quả sử dụng năng lượng trong ngành sản xuất gạch, gốm và chế biến thực phẩm. Ngoài hỗ trợ kỹ thuật và tập huấn đào tạo, chương trình cũng sẽ cung cấp một cơ chế vay bảo lãnh trao giải thưởng cho hoạt động tiết kiệm năng lượng hiệu quả để chủ doanh nghiệp đăng ký xin cấp vốn đầu tư vào các dự án hiệu quả năng lượng thực hiện trong đơn vị mình.

- Hỗ trợ thực hiện các yêu cầu về hiệu quả năng lượng của toà nhà nhằm giảm chi phí vận hành và lượng năng lượng tiêu thụ của các toà nhà mới ở Việt Nam.

Bộ Công Thương và Bộ Xây dựng là đơn vị đối tác quốc gia thực hiện các hoạt động của dự án.

Tập đoàn tài chính quốc tế (IFC)

Mục tiêu tổng thể của dự án Hiệu suất năng lượng và sản xuất sạch hơn của Tập đoàn tài chính quốc tế IFC là tăng cường hiệu quả sử dụng tài nguyên, do đó làm giảm mức phát thải carbon ở các doanh nghiệp/cơ sở địa phương. Bằng các công cụ tài chính hiện cho các hoạt động hiệu suất năng lượng và đầu tư cho sản xuất sạch hơn, dự án này sẽ hỗ trợ các doanh nghiệp trong việc nâng cấp các công nghệ sản xuất/thiết bị/cơ sở hạ tầng nhằm đạt được hiệu suất năng lượng cần thiết, giảm phế thải, tiết kiệm chi phí và bảo vệ môi trường. Dự án này còn hợp tác với một số ngân hàng thương mại trong nước nhằm hỗ trợ phát triển các chiến lược kinh doanh của ngân hàng hướng tới các sản phẩm nhằm mục đích hiệu suất năng lượng và sản xuất sạch. Đồng thời, hỗ trợ các tổ chức tài chính xây dựng quan hệ đối tác với các nhà cung cấp dịch vụ kỹ thuật (ESCO) và tiến hành đào tạo và nâng cao nhận thức của các doanh nghiệp tại một số ngành sản xuất lựa chọn.

Ngoài ra, IFC còn có dự án hợp tác với Bộ Xây dựng nhằm xây dựng và ban hành Quy chuẩn quốc gia về các công trình xây dựng sử dụng năng lượng hiệu quả QCVN 09:2013/BXD.

Nhật Bản (JICA & METI)

Trong khuôn khổ dự án "Tăng cường năng lực kiểm kê quốc gia khí nhà kính tại Việt Nam", JICA cũng đã giúp đỡ Việt Nam hình thành hệ thống kiểm kê khí nhà kính từ năm 2013 – 2014. Theo đó các chuyên gia ngắn hạn của JICA đã phối hợp với các chuyên

gia trong nước trong các hoạt động thu thập số liệu và thống nhất phương pháp cho công tác kiểm kê.

Bên cạnh đó, giữa Việt Nam và Nhật Bản cũng đang đàm phán để sớm ban hành hướng dẫn thực hiện cơ chế tín chỉ chung (JCM) – gần tương tự CDM nhưng là cơ chế song phương. Hai bên đã thông qua các hướng dẫn kỹ thuật phục vụ triển khai thí điểm một số dự án JCM tại Việt Nam. Đến nay, đã có 28 dự án JCM (trong đó 17 dự án liên quan đến sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả) đang trong giai đoạn nghiên cứu khả thi với tổng tiềm năng giảm phát thải ước tính là 10 triệu tấn CO_2 tương đương.

Tổ chức phát triển công nghiệp Liên hợp quốc (UNIDO)

Dự án "Thúc đẩy Hiệu suất Năng lượng trong Công nghiệp thông qua Tối ưu hóa hệ thống và các Tiêu chuẩn Quản lý Năng lượng tại Việt Nam" do UNIDO khởi xướng nhằm hướng tới việc hỗ trợ các doanh nghiệp sản xuất công nghiệp Việt Nam cải thiện hiệu suất năng lượng thông qua tiếp cận về hệ thống và tiêu chuẩn ISO 50001 mới về quản lý nhu cầu năng lượng. Bằng việc thông qua các tiêu chuẩn về Quản lý năng lượng, các biện pháp quản lý năng lượng sẽ được tích hợp trong chu trình quản lý và hiện thực hóa các biện pháp cải thiện hiệu suất một cách liên tục. Dự án này sẽ ưu tiên ban đầu cho việc xây dựng năng lực cho các bên tham gia bao gồm các doanh nghiệp sản xuất, các nhà cung cấp và phân phối thiết bị, các công ty cung cấp và tư vấn dịch vụ năng lượng và các nhà hoạch định chính sách. Những cải thiện trong hệ thống hơi nước và khí nén dựa trên tiếp cận hệ thống có thể mong chờ ở mức độ tiết kiệm cao hơn. Dự án đã đào tạo cho mười chuyên gia trong nước về quản lý năng lượng và sẽ chuyển giao năng lực cho doanh nghiệp bằng việc giới thiệu tiêu chuẩn ISO 50001. Tuân thủ theo bộ tiêu chuẩn ISO mới sẽ cung cấp các ưu đãi cần thiết cho sự quan tâm liên tục để cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng. Dự án này bắt đầu thực hiện bắt đầu vào năm 2011 và kết thúc vào cuối năm 2014.

Cơ quan phát triển Pháp (AFD)

Nằm trong gói hỗ trợ ngân sách của chính phủ Pháp cho Việt Nam để ứng phó với biến đổi khí hậu, một khoản tín dụng 20 triệu euro đã được tài trợ cho Việt Nam thông qua AFD. Nguồn vốn hỗ trợ này sẽ giúp Việt Nam thực hiện một chương trình cho nhiều năm với các dự án về chính sách công trong 8 lĩnh vực là Năng lượng tái tạo, Tiết kiệm năng lượng, Rừng, Quản lý rác thải, Cơ chế phát triển sạch, Nước, Phòng chống thảm họa thiên nhiên và Nông nghiệp.

Bên cạnh hỗ trợ ngân sách, AFD đã triển khai các hoạt động hỗ trợ kỹ thuật cho Việt Nam như xác định mục tiêu tiết kiệm năng lượng trong ngành thép, chuẩn bị kế hoạch hành động ở quy mô địa phương và phân tích chính sách phát triển nhiên liệu sinh học tại Việt Nam.

Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018-2020, định hướng đến năm 2030

Năm 2018, 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÷2% trong cả giai đoạn 2018 - 2020 và 3÷4% 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 sẽ tổng hợp lại một số mục tiêu về tiết kiệm năng lượng theo một số chương trình và chính sách đã được phê duyệt.

Bảng 4-1 Mục tiêu về tiết kiệm năng lượng

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.
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.

4.3 Đánh giá tiềm năng tiết kiệm năng lượng

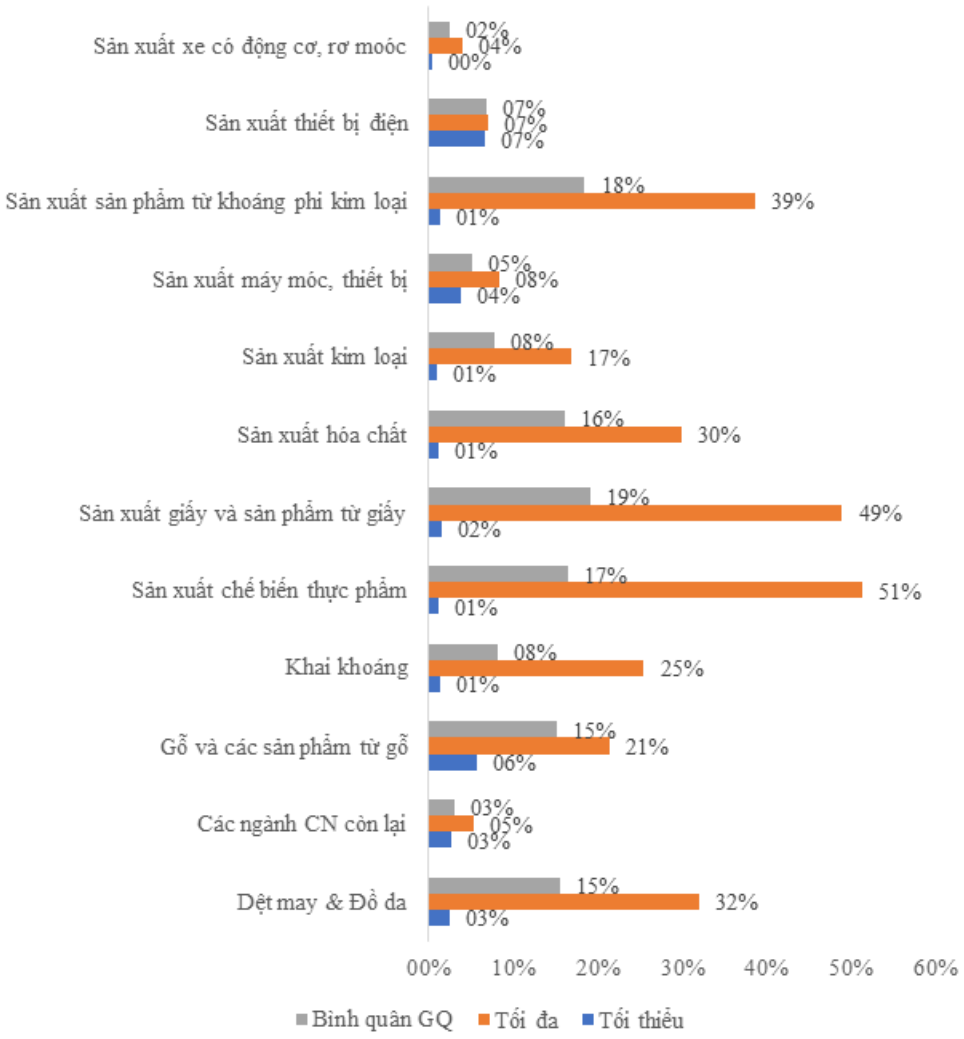
4.3.1 Khu vực công nghiệp

Công nghiệp hiện đang là lĩnh vực tiêu thụ năng lượng lớn nhất, chiếm 52,0% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng năm 2019. Nhiều nghiên cứu trước đây chỉ ra rằng, cường độ năng lượng của một phân ngành công nghiệp và cả suất tiêu hao nhiên liệu trên một đơn vị sản phẩm của Việt Nam còn khá cao so với mức tiên tiến của thế giới. Biểu dưới đây thể hiện tiềm năng tiết kiệm của một số phân ngành và quá trình sản xuất một số sản phẩm dựa trên các nghiên cứu về benchmark đã thực hiện hiện.

Bảng 4-2 Định mức tiêu hao và tiềm năng tiết kiệm năng lượng tính toán

Ngành	Sản phẩm	Suất tiêu hao		Tiềm năng tiết kiệm (%)
		Tổng	Đơn vị	
Đồ uống	Bia	255	MJ/100 lít	9-12%
	Đồ uống không cồn	78	MJ/100 lít	4-9%
Nhựa	Nhựa dân dụng	1,32	kWh/kg	9-13%
	Nhựa xây dựng	0,41	kWh/kg	5-14%
	Bao bì	0,49	kWh/kg	4-12%
	Chai nhựa	1,52	kWh/kg	5-14,5%
	Túi nhựa	0,66	kWh/kg	11-17%
Giấy	Bột giấy	3.990	MJ/tấn	6,8%
	Bao bì	7.161	MJ/tấn	3,8%
	Giấy in	9.804	MJ/tấn	4,4%
	Giấy vệ sinh	11.433	MJ/tấn	3,8%
Hóa chất	Cao su SVR 10CV, 20CV	37,0	kgoe/tấn	9,4÷32,7%
	Cao su SSVR 10, 20	55,0	kgoe/tấn	9,8÷32,7%
	Phân bón	25,0	kgoe/tấn	1,4÷5,4%
	Sơn gốc nước	6,0	kgoe/tấn	20÷30%
Sản phẩm CN nặng	Thép thành phẩm	179	kgoe/tấn	13%
	Xi măng	97	kgoe/tấn	14%
	Sợi dệt	773	kgoe/tấn	14%

Theo một hướng tiếp cận khác, nhóm nghiên cứu đã tổng hợp lại các báo cáo kiểm toán năng lượng đã được thực hiện trong khoảng thời gian từ năm 2014 trở lại. Việc tổng hợp bao gồm các giải pháp tiết kiệm đã đề xuất với chi phí và hiệu quả về tiết kiệm năng lượng nếu như các giải pháp được thực thi bởi doanh nghiệp. Hình dưới đây cho thấy tiềm năng tiết kiệm năng lượng cho các doanh nghiệp ở từng phân ngành.



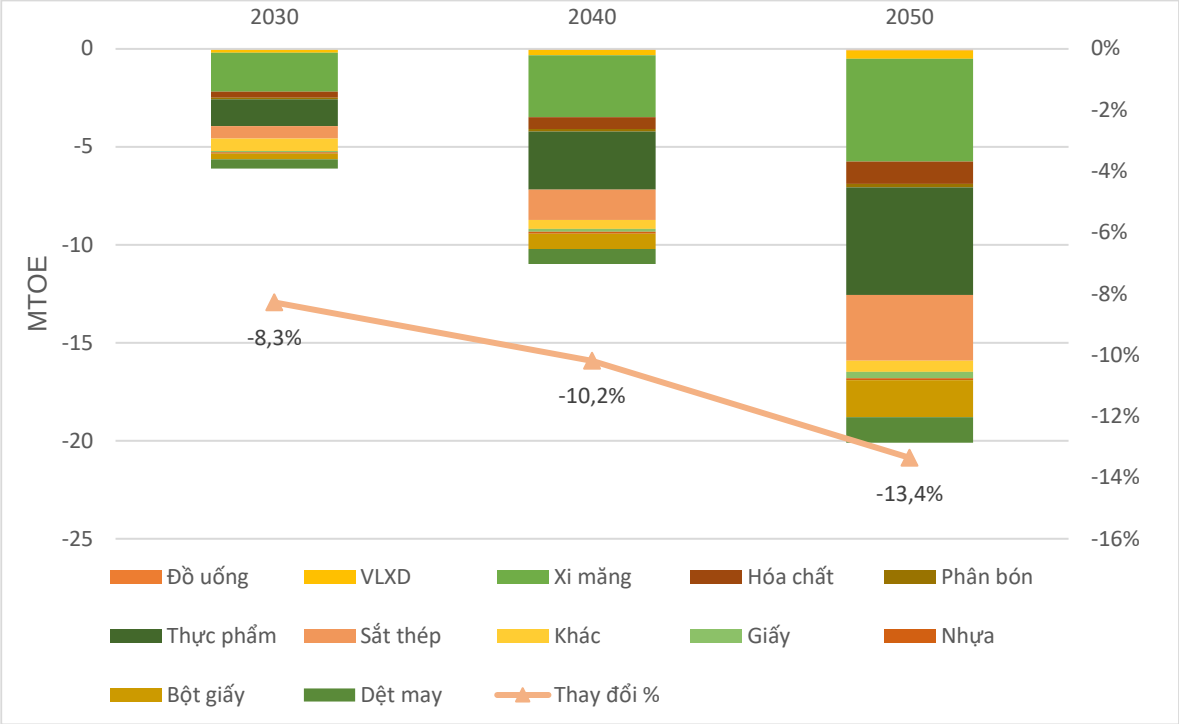
Hình 4-16 Tiềm năng tiết kiệm năng lượng theo phân ngành công nghiệp

Kết quả tổng hợp cũng cho thấy một mỏ các giải pháp tiết kiệm năng lượng có thể được thực thi trong doanh nghiệp được kiểm toán nói riêng và trong toàn bộ khu vực sản xuất công nghiệp nói chung. Tuy nhiên, có thể tóm lược thành các nhóm như sau:

- Thúc đẩy hệ thống QLNL: Hướng đến thượng tầng của doanh nghiệp. HTQL , ví dụ như ISO 50001 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: Hướng đến các hệ thống phụ trợ thông thường như hệ thống nén khí, hơi nước, chiller nhưng có tiềm năng lớn.
- Tăng hiệu suất động cơ: Thay thế bằng động cơ/bơm có hiệu suất cao hơn hoặc lắp đặt thêm các biến tần
- Tận dụng nhiệt thải: Ví dụ 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.

- Chuyển đổi nhiên liệu hoặc ứng dụng đồng phát: Chuyển đổi sử dụng các dạng nhiên liệu hóa thạch sang điện hoặc sinh khối, hoặc sử dụng hơi cùng sản xuất điện và nhiệt là tăng hiệu suất chung của nhà máy.
- Thay thế công nghệ sản xuất: 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 gạch kiểu đứng....

Nhóm nghiên cứu đã xây dựng các kịch bản tiết kiệm năng lượng phía nhu cầu có tính đến hiệu quả kinh tế. Hình dưới đây sẽ tiềm năng tiết kiệm năng lượng kinh tế của Ngành công nghiệp và từng phân ngành cho tới 2050, tỷ lệ phần trăm là tỷ lệ giảm tiêu thụ năng lượng giữa kịch bản cơ sở và kịch bản tiết kiệm năng lượng kinh tế.



Hình 4-17 Tiềm năng tiết kiệm năng lượng ngành công nghiệp

4.3.2 Khu vực thương mại

Đối tượng tiêu thụ năng lượng chính của khu vực Thương mại là các 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 phối 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 nhóm 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.

Trong nhóm giải pháp về thiết kế, lắp đặt cửa sổ các tòa nhà bằng kính năng lượng thấp (Low-e glass) để giảm truyền nhiệt từ trong ra ngoài và từ ngoài vào trong tòa nhà. Loại kính này giúp tiết kiệm khoảng 5% năng lượng.

Hai là sử dụng phim cách ly (insulation film) khống chế cho ánh nắng đi qua nhưng phản xạ lại các tia cực tím (UV), ánh sáng chói và hơi nóng.

Ba là sử dụng sơn phản xạ nhiệt. Loại sơn này giúp cho các bề mặt của tòa nhà phản xạ nhiệt tốt hơn đến 80%, do đó nhiệt độ trong nhà sẽ mát hơn và tiết kiệm được điện năng làm mát.

Trong nhóm giải pháp về thiết bị, máy biến áp hiệu quả năng lượng với lõi thép silic (silicon steel) là giải pháp được đánh giá khá tối ưu và hiệu quả. Thiết bị này được sử dụng cho lưới điện phân phối có tác dụng giảm tổn thất trong máy đến 50% so với máy biến áp thông thường. Cùng với đó có thể dùng hệ thống quản lý thông minh tòa nhà (BMS) tiết kiệm 12% lượng điện tiêu thụ.

Chiếu sáng bằng đèn LED tiết kiệm điện năng khoảng 30-40% so với đèn huỳnh quang. Đèn LED cảm biến có khả năng tự động bật/tắt còn giúp tiết kiệm điện hơn so với mức trên. Bên cạnh đó, Sử dụng hộp tiết kiệm điện chiếu sáng SUPERDIM tiết kiệm khoảng 30% điện năng chiếu sáng.

Về thiết bị điều hoà nhiệt độ tiết kiệm điện hiệu quả có thể kể đến hệ thống đóng/mở sử dụng thể tích, lưu lượng môi chất biến đổi (VRV/VRF) tiết kiệm đến 50% điện năng tiêu thụ so với hệ thống bật/tắt bình thường.

Thu hồi nhiệt đối từ các hệ thống thông gió và điều hòa không khí tiết kiệm 5-20% điện năng. Các hệ thống nhiệt chỉ lưu trữ nước đá, và hệ thống nhiệt lưu trữ nước đá kết hợp làm mát bằng điều hòa không khí tiết kiệm 25-30% điện năng.

Thêm vào đó, hệ thống đun nước nóng năng lượng mặt trời giúp tiết kiệm điện cho nhu cầu đun nước nóng. Tuy nhiên giải pháp này bị giới hạn bởi diện tích áp mái & địa điểm bức xạ nhiệt và trong nhiều trường hợp, chủ đầu tư tòa nhà sẽ phải cân nhắc so sánh với phương án điện áp mái.

4.3.3 Khu vực dân dụng

Về tổng thể, phân tích ở mục 4.1.3 cho thấy tổng tiêu thụ năng lượng ở khu vực dân dụng có xu hướng suy giảm. Tuy nhiên, đó là do sự chuyển dịch từ các dạng tiêu thụ năng lượng phi thương mại sang thương mại và điều này sẽ tiếp tục trong vài năm tới.

Đặc biệt ở 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.

Như vậy, các giải pháp cơ bản trong khu vực dân dụng có thể được nhận dạng như sau:

- Sử dụng bình nước nóng NLMT thay thế cho bình điện (hoặc gas)
- Thúc đẩy các thiết bị điện cho hiệu suất cao, thay thế cho các 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.
- Bên cạnh đó, theo xu thế, sinh khối sẽ không còn phổ biến trong đun nấu và đang bị thay thế bởi các hình thức đun nấu bằng nhiên liệu khác. Nhưng biogas, nhất là trong chăn nuôi hộ gia đình, lại là một trường hợp tận dụng hiệu quả nguồn nhiên liệu có sẵn, đầu tư thấp và thấy ngay được lượng giảm phát thải CO2 ra môi trường.

Bảng 4-3 Tiềm năng tiết kiệm năng lượng khu vực Dân dụng

Khu vực sử dụng	Giải pháp	Nội dung, mô tả	Đánh giá Tiềm năng
Nước nóng	Bình nước nóng NLMT	Sử dụng bình nước nóng NL mặt trời thay cho bình điện và gas	Giảm 48% năng lượng thương mại cho nhu cầu sử dụng nước nóng
Chiếu sáng	Sử dụng chiếu sáng hiệu suất cao	Sử dụng LED thay thế các công nghệ chiếu sáng khác như CFL, FTL	Giảm 25% nhu cầu điện cho chiếu sáng
Đun nấu	Chuyển đổi sử dụng nhiên liệu trong đun nấu	Sử dụng điện trong đun nấu, thay thế cho than, LPG và biomass	Tiềm năng đạt có thể giảm 34% nhu cầu năng lượng hóa thạch cho đun nấu
Đun nấu	Sử dụng thiết bị đun nấu có hiệu suất cao	Bếp từ có hiệu suất 90% thay thế cho bếp điện và gas có hiệu suất 60%	Tiềm năng có thể đạt 23,2%
Đun nấu	Sử dụng thiết bị đun nấu có hiệu suất cao	Bếp biomass cải tiến có hiệu suất 30% thay thế cho bếp truyền thống 15%	
Khác	Thúc đẩy sử dụng các thiết bị gia dụng hiệu suất cao	Tăng tỷ lệ xâm nhập các thiết bị gia dụng hiệu suất cao	
Chung	Lắp đặt hệ thống Điện MT áp mái	Giảm lượng điện sử dụng từ lưới quốc gia	Giảm nhu cầu sử dụng điện lưới cho mỗi hộ gia đình có lắp điện áp mái.

4.3.4 Khu vực giao thông vận tải

Ngành Giao thông vận tải đóng vai trò quan trọng trong những xu hướng mới diễn ra gần đây này. Thu nhập và tốc độ tăng trưởng kinh tế tăng mạnh đã dẫn đến quá trình cơ giới hóa nhanh chóng tại Việt Nam, đất nước với khoảng 96 triệu dân và gần 40 triệu phương tiện, trong đó có 35 triệu xe máy. Mặc dù tỷ lệ sở hữu ô tô vẫn còn tương đối thấp ở Việt Nam nhưng cùng với việc gia tăng thu nhập, ô tô đang nhanh chóng thay thế xe máy, đặc biệt là ở các thành phố lớn. Tỷ lệ sử dụng giao thông công cộng vẫn còn thấp, một phần do mức độ phát triển mạng lưới thấp và một phần do tính thuận tiện cũng như chi phí

phải chăng của xe máy. Nhờ những thành tựu phát triển kinh tế và hội nhập nhanh chóng với thương mại thế giới, vận tải hàng hóa tại Việt Nam đã có sự tăng trưởng vượt bậc trong những năm gần đây. Đường bờ biển dài và mạng lưới đường thủy nội địa rộng khắp của Việt Nam đã được sử dụng rộng rãi cho việc vận chuyển hàng hóa; tuy nhiên, tỷ trọng so với phương thức vận tải đường bộ lại đang giảm dần.

Mạng lưới giao thông của Việt Nam dù đã được mở rộng với tốc độ đáng kinh ngạc trong hai thập kỷ qua nhưng ngày càng phải đối mặt nhiều hơn với nguy cơ thiên tai. Ngày nay, mạng lưới đường bộ của Việt Nam kéo dài tới hơn 400.000 km, phần lớn không được xây dựng để ứng phó các kịch bản thiên tai cực đoan, dự kiến sẽ trở nên thường xuyên hơn do biến đổi khí hậu. Nếu không đầu tư cải thiện khả năng chống chịu của mạng lưới kết cấu hạ tầng giao thông hiện có, những thành tựu của Việt Nam trong việc tạo ra kết nối tới toàn bộ các cộng đồng nông thôn có thể bị phá hủy. Bên cạnh đó, khả năng chống chịu của hạ tầng kết nối cũng có ý nghĩa quan trọng đối với việc đảm bảo thành công trong dài hạn của nền kinh tế, vốn phụ thuộc nhiều vào thương mại bên ngoài và ngày càng phụ thuộc vào các kết nối liền mạch giữa nông thôn và thành thị.

Bảng dưới đây thể hiện bốn nhóm giải giáp có thể thực hiện nhằm làm giảm tiêu thụ năng lượng hóa thạch trong giao thông vận tải.

Bảng 4-4 Giải pháp TKNL khu vực GTVT

Loại hình GT	Giải pháp	Nội dung, mô tả
Đường bộ	Cải thiện hiệu suất phương tiện vận tải	Phương tiện giao thông có hiệu suất được cải thiện. Hạ tầng giao thông tốt hơn
Đường bộ	Chuyển đổi các hình thức vận tải hành khách	Thúc đẩy sử dụng phương tiện giao thông công cộng (bus và metro) thay vì phương tiện cá nhân ở các đô thị
Đường thủy, đường sắt	Chuyển đổi hình thức vận tải hàng hóa	Chuyển đổi một phần lưu lượng vận tải hàng hóa từ đường bộ sang đường thủy & đường sắt
Đường bộ	Sử dụng các phương tiện giao thông dùng điện thay vì nhiên liệu hóa thạch	Sử dụng các phương tiện dùng động cơ hybrid, động cơ điện
Đường bộ	Thúc đẩy sử dụng nhiên liệu sinh học	Tăng tỷ trọng xăng E5, tiến tới E10 và bio-Diesel nhằm giảm bớt sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch

Với việc thực hiện các giải pháp nêu nên, một nghiên cứu Bộ giao thông vận tải cho thấy tiêu thụ xăng có thể giảm 33%, diesel giảm 6,14%, tuy nhiên lượng điện tiêu thụ có thể tăng 12 lần, chủ yếu đáp ứng nhu cầu điện cho tàu điện ngầm và các loại phương tiện đường bộ có nạp điện.

4.3.5 Khu vực nông nghiệp

Xu hướng cơ giới hóa và đánh bắt nuôi trồng thủy hải sản sẽ làm tiêu thụ năng lượng gia tăng. Theo Bộ Nông nghiệp và phát triển nông thôn, hiện tại trang bị động lực máy nông nghiệp Việt Nam còn thấp so với các nước trong khu vực, mới đạt trung bình 1,6 mã lực (HP)/ha canh tác, thấp hơn nhiều so với Thái Lan 4 HP/ha, Trung Quốc 8 HP/ha, Hàn Quốc 10 HP/ha. Việc tăng cường cơ giới hóa trong trồng trọt sẽ góp phần làm tăng sản lượng canh tác tuy nhiên cũng làm tăng nhu cầu sử dụng nhiên liệu hóa thạch.

Bên cạnh đó, với và nguồn hải sản gần bờ cạn kiệt, ngành đánh bắt hải sản sẽ phải mở rộng ngư trường, từ đó tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch cho di chuyển và trữ đông sản phẩm

sẽ ngày càng cao. Những giải pháp tiết kiệm nhiên liệu có thể áp dụng cho đánh bắt hải sản là sử dụng pin mặt trời và chiếu sáng bằng đèn LED. Bên cạnh đó, sắp xếp tổ chức lại phương thức đánh bắt, tổ chức tàu hậu cần vừa cung cấp nhiên liệu cho các tàu cá, vừa mua bán và trữ đông tập trung các sản phẩm đánh bắt sẽ tối ưu lượng nhiên liệu sử dụng cho các hoạt động xa bờ.

4.3.6 Tổng hợp tiềm năng tiết kiệm năng lượng

Trong khuôn khổ đề án này, dự báo nhu cầu tiêu thụ năng lượng được tiến hành theo phương pháp top-down. Tiếp cận top-down mô phỏng tiêu thụ nhiên liệu của từng tiểu ngành với các thông số đầu vào là chỉ tiêu kinh tế xã hội vĩ mô, giá nhiên liệu… bằng các hàm đa hồi quy trong công cụ Simple-E. Trong đó, Kịch bản phát triển bình thương cơ sở (KB PTBT cơ sở) là kịch bản GDP tăng trưởng trung bình + Mức TKNL thấp (tỷ lệ thâm nhập thiết bị hiệu suất cao 5-10%) và Kịch bản phát triển bình thường cao (KB PTBT cao) là kịch bản GDP tăng trưởng cao + Mức TKNL thấp (tỷ lệ thâm nhập thiết bị hiệu suất cao 5-10%)

Bảng 4-5 Yếu tố xây dựng Kịch bản phát triển bình thường

Tên Kịch bản	Tăng trưởng Kinh tế	Nhu cầu NL	Mức thâm nhập thiết bị hiệu suất cao	Chính sách NL	Mục tiêu chính sách
KB PTBT cơ sở	Cơ sở	Cơ sở	5-10%	Không có chính sách mới	Hiện hành
KB PTBT cao	cao	cao	5-10%	Không có chính sách mới	Hiện hành

Bảng dưới đây thể hiện kết quả dự báo nhu cầu năng lượng theo kịch bản cơ sở/cao theo từng phân ngành kinh tế áp dụng các hàm hồi quy.

Bảng 4-6 Nhu cầu năng lượng dự báo theo KB PTBT cơ sở (Đơn vị KTOE)

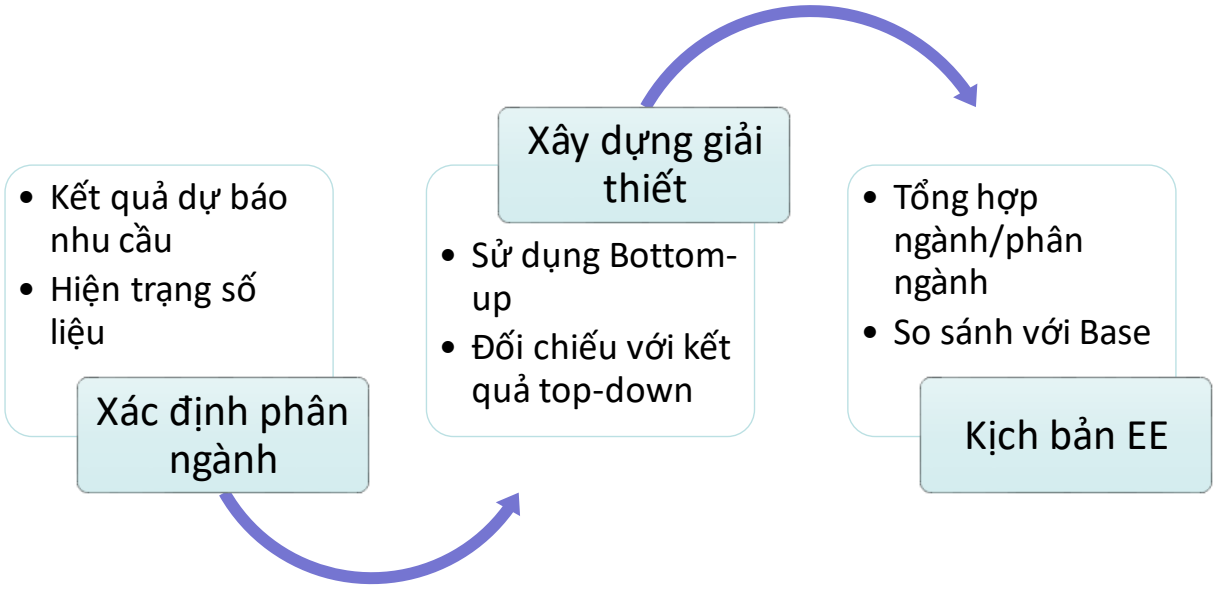
Ngành	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nông nghiệp	3.959	4.547	5.157	5.769	6.406	7.043
Dịch vụ thương mại	3.374	4.166	5.094	6.162	7.458	8.981
Công nghiệp	46.383	60.174	73.701	86.720	99.928	112.907
Dân dụng	13.497	16.511	19.668	22.933	26.506	30.300
Giao thông vận tải	18.307	22.546	26.911	31.931	38.018	45.170
Tổng nhu cầu	85.521	107.943	130.531	153.514	178.317	204.401

Bảng 4-7 Nhu cầu năng lượng dự báo theo KB PTBT cao (Đơn vị KTOE)

Ngành	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nông nghiệp	4.026	4.712	5.433	6.171	6.958	7.762
Dịch vụ thương mại	3.452	4.368	5.449	6.719	8.296	10.195
Công nghiệp	48.060	64.202	80.256	96.054	112.483	129.013
Dân dụng	13.844	17.352	21.065	24.985	29.380	34.156
Giao thông vận tải	19.098	24.607	31.451	39.870	50.820	64.603
Tổng nhu cầu	88.480	115.240	143.655	173.798	207.937	245.729

Việc xây dựng kịch bản tiết tiệm năng lượng bao gồm tính toán lượng năng lượng tiết kiệm được theo từng dạng nhiên liệu và phân ngành so với so với Kịch bản phát triển bình thường, ước lượng đồng thời chi phí gia tăng so với kịch bản bình thường.

Như đã trình bày ở trên, năng lượng tiêu thụ trong tương lai được dự báo bằng mô hình hồi qui Simple_E, là một dạng tiếp cận top-down. Tuy nhiên, để xây dựng một kịch bản tiết kiệm năng lượng hoàn chỉnh cho từng phân ngành và dạng nhiên liệu, cần phải dùng tiếp cận bottom-up. Mức độ chi tiết từ bottom-up ra sao còn phụ thuộc vào hiện trạng số liệu và khả năng xây dựng các giả thiết tính toán. Hình dưới đây mô tả cách thức tiếp cận mà nhóm thực hiện để xây dựng kịch bản tiết kiệm năng lượng trong khuôn khổ đề án này.



Hình 4-18 Cách thức tiếp cận xây dựng kịch bản tiết kiệm năng lượng

Các phân ngành công nghiệp được đánh giá về tiềm năng tiết kiệm năng lượng gồm 12 phân ngành, được thể hiện trong Hình 4-15. Hình dưới đây thể hiện các phân ngành phi công nghiệp còn lại.

Nông nghiệp	Dịch vụ	Giao thông	Dân dụng
• Đánh bắt thủy hải sản • Tưới tiêu và NN #	• Chiếu sáng • Điều hòa • Nước nóng • Các thiết bị khác	• Đường bộ • Đường sắt • Đường biển & sông • Đường Hàng không	• Chiếu sáng • Đun nấu • Nước nóng sinh hoạt • Khác

Hình 4-19 Cách phân ngành phi công nghiệp

Bảng dưới đây sẽ tổng hợp lại năng lượng tiêu thụ trong tương lai theo kịch bản tiết kiệm năng lượng có tính khả thi được sử dụng để tính toán nhu cầu nhiên liệu tổng thể đáp ứng

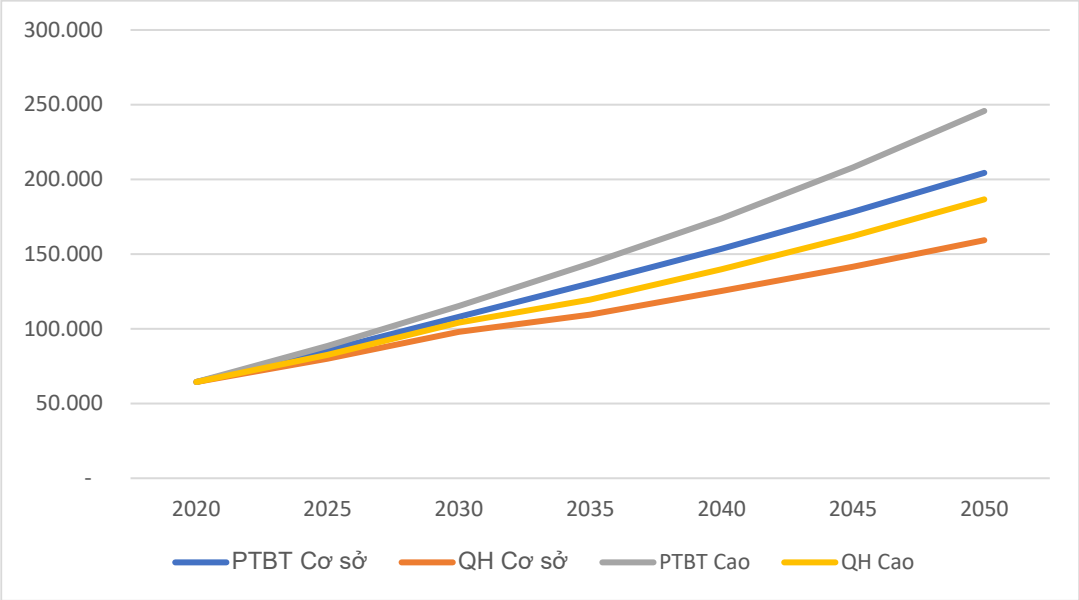
các ràng buộc chính sách như cam kết COP 26 hay chỉ tiêu đề ra trong NQ 55. Bảng dưới đây sẽ trình bày kết quả nhu cầu các ngành theo hai kịch bản phát triển kinh tế.

Bảng 4-8 Nhu cầu năng lượng dự báo theo KB QH cơ sở (Đơn vị KTOE)

Ngành	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nông nghiệp	3.822	4.314	4.786	5.246	5.711	6.159
Dịch vụ thương mại	3.250	3.877	4.595	5.403	6.365	7.475
Công nghiệp	42.389	53.479	58.487	67.122	75.627	84.567
Dân dụng	12.914	15.194	17.496	19.818	22.353	24.915
Giao thông vận tải	17.731	21.134	24.223	27.620	31.552	36.044
Tổng nhu cầu	80.105	97.998	109.587	125.208	141.608	159.160

Bảng 4-9 Nhu cầu năng lượng dự báo theo KB QH cao (Đơn vị KTOE)

Ngành	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nông nghiệp	3.880	4.455	5.012	5.565	6.137	6.698
Dịch vụ thương mại	3.313	4.035	4.867	5.820	6.980	8.349
Công nghiệp	43.861	56.922	63.479	74.010	84.649	95.713
Dân dụng	13.214	15.899	18.640	21.471	24.645	27.961
Giao thông vận tải	18.380	22.748	27.491	32.986	39.709	47.783
Tổng nhu cầu	82.647	104.059	119.489	139.851	162.120	186.504



Hình 4-20 Nhu cầu năng lượng ở các kịch bản phát triển khác nhau

Như vậy kết quả tính toán cho thấy, tỷ lệ năng lượng tiết giảm của Kịch bản QH cơ sở so với năng lượng tiêu thụ ở Kịch bản phát triển bình thường cơ sở sẽ là 6,3%, 9,2%, 18,4% và 22,1% tương ứng ở các năm 2025, 2030, 2040 và 2050. Tương tự, tỷ lệ tiết giảm giữa QH cao và KB phát triển cao là 6,6%, 9,7%, 19,5% và 24,1% tương ứng ở các năm 2025, 2030, 2040 và 2050

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Chương 5 Tiềm năng, khả năng khai thác, cung cấp và định hướng phát triển sản xuất các phân ngành năng lượng

Chương 5 Tiềm năng, khả năng khai thác, cung cấp và định hướng phát triển sản xuất các phân ngành năng lượng 2
5.1 Phân ngành dầu khí 2
5.1.1. Tiềm năng và định hướng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí 2
5.1.2. Định hướng phát triển công nghiệp khí 7
5.1.3. Định hướng phát triển chế biến dầu khí 10
5.1.4. Khả năng nhập khẩu sản phẩm dầu mỏ và khí 11
5.2 Phân ngành than 15
5.2.1 Định hướng thăm dò than 15
5.2.2 Khả năng khai thác than theo các giai đoạn 16
5.2.3 Định hướng phát triển sàng tuyển, chế biến than 16
5.2.4 Định hướng phát triển vận tải ngoài 17
5.2.5 Định hướng phát triển cảng xuất, nhập khẩu than 17
5.2.6 Khả năng nhập khẩu than 18
5.2.7 Định hướng phát triển thị trường than 18
5.3 Phân ngành năng lượng tái tạo 18
5.3.1 Định hướng phát triển năng lượng tái tạo theo vùng lãnh thổ 18
5.3.2 Tiềm năng và khả năng khai thác các nguồn năng lượng tái tạo 24
5.4 Phân ngành điện lực (IE, điện lực) Tương thích với TSĐ 8 46
5.4.1 Tiềm năng thuỷ điện lớn và khả năng khai thác 46
5.4.2 Khả năng phát triển điện hạt nhân 47
5.4.3 Khả năng nhập khẩu thủy điện 47
5.4.4 Định hướng phát triển phát triển lưới điện 48
5.4.5 Định hướng phát triển thị trường điện 50
5.5 Dự báo giá năng lượng giai đoạn 2021-2030 có xét đến 2050 50
5.5.1 Phương pháp và cơ sở dự báo giá các loại nhiên liệu 50
5.5.2 Giá dầu 52
5.5.3 Giá than 52
5.5.4 Giá khí: 52
5.5.5 Giá sinh khối 54

Chương 5 Tiềm năng, khả năng khai thác, cung cấp và định hướng phát triển sản xuất các phân ngành năng lượng

5.1 Phân ngành dầu khí

5.1.1. Tiềm năng và định hướng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí

Tiềm năng dầu khí truyền thống

Đến thời điểm hiện tại, khối lượng công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trên vùng biển, thềm lục địa Việt Nam đã đạt trên 600.000 km tuyến địa chấn 2D, khoảng 100.000 km^2 địa chấn 3D và gần 01 nghìn giếng khoan. Khối lượng công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tập trung chủ yếu ở các bể trầm tích Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng và Mã Lai - Thổ Chu.

Tiềm năng các cấu tạo chưa khoan phân bố chủ yếu ở các khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện thi công thực địa phức tạp, khó khăn, khó chủ động thực hiện ở các bể Tư Chính - Vũng Mây, Sông Hồng, Phú Khánh và Nam Côn Sơn, các khu vực này ít được thăm dò, mới chỉ có phát hiện dầu khí, tài liệu còn hạn chế nên dự báo tiềm ẩn rủi ro cao.

Khu vực ngoài khơi thềm lục địa phía Bắc Việt Nam phía Nam bể Sông Hồng gần đây đã có phát hiện tiềm năng khí/condensate lớn sau giếng khoan Kèn Bầu-1X và 2X tại Lô 114 với tổng tài nguyên dầu khí tại chỗ khoảng 1,86 tỷ thùng dầu quy đổi (BOE) trong đó khí từ 7-9 TCF và condensate từ 400-450 triệu thùng. Với tỷ lệ thu hồi khoảng 60%, trữ lượng thu hồi ước tính khoảng 1 tỷ BOE (theo Wood Mackenzie 07/2020) trong đó khoảng 4,8 TCF (~ 136 tỷ m^3) khí và 269 triệu thùng (~ 36 triệu tấn) condensate.

Tài nguyên chưa phát hiện

Tài nguyên chưa phát hiện phân bố chủ yếu ở các khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện thi công thực địa phức tạp, khó khăn, khó chủ động thực hiện ở các bể Tư Chính - Vũng Mây, Sông Hồng, Phú Khánh và Nam Côn Sơn (khoảng 50% tổng tiềm năng), các khu vực này ít được thăm dò, mới chỉ có phát hiện dầu khí, tài liệu còn hạn chế nên dự báo tiềm ẩn rủi ro cao.

Tiềm năng dầu khí phi truyền thống

Khí hydrate: bước đầu xác định được một vài dấu hiệu có khả năng tồn tại khí Hydrate và khoanh vùng triển vọng một số khu vực ở phía Đông bể Phú Khánh và Tư Chính - Vũng Mây.

Khí đá phiến sét: Một số dự án nghiên cứu đã được triển khai trên khu vực Miền võng Hà Nội. Kết quả dự báo tiềm năng dầu tại chỗ trên phần lãnh thổ khác/phần đất liền trong khuôn khổ chương trình nghiên cứu chung (NCC) với ENI từ 02/2013 đến tháng 6/2015 vào khoảng dưới 3,6 nghìn thùng/km^2 và khí tại chỗ khoảng dưới 20 triệu feet khối/km^2.

Khí than/CBM: kết quả nghiên cứu 2 khu vực Miền Võng Hà Nội và trũng An Nhơn Bình Định (Do Viện Dầu Khí Việt Nam thực hiện) cho thấy: Vùng trung tâm Miền võng Hà

Nội có tiềm năng CBM cao; khu vực An Nhơn Bình Định không có triển vọng CBM cho đến triển vọng rất kém.

Định hướng tìm kiếm, thăm dò

Điều tra cơ bản:

Đẩy nhanh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước, nhất là ở những vùng nước sâu, xa bờ; đảm bảo tìm kiếm thăm dò đi trước một bước, nhằm gia tăng và đặt cơ sở trữ lượng dầu khí cho sự phát triển bền vững của ngành Dầu khí; phấn đấu đến năm 2050, cơ bản đánh giá được trữ lượng dầu khí trên toàn thềm lục địa Việt Nam.

Giai đoạn 2021-2025:

Điều tra cơ bản, bổ sung tài liệu tìm kiếm, thăm dò những vùng có mức độ nghiên cứu còn thưa, khu vực nước nông chuyển tiếp; Khảo sát địa chấn, từ và trọng lực nghiên cứu các cấu trúc thuộc phần chìm sâu, cùng các vùng còn lại trên đất liền và thềm lục địa; tiếp tục khảo sát đan dày địa chấn 2D; tiến hành thu nổ xử lý lại/thu nổ bổ sung tài liệu địa chấn 2D/3D theo công nghệ mới; đồng bộ hóa tài liệu địa chấn chất lượng cao ở phạm vi toàn bể/khu vực (Địa chấn đa khách hàng); Từng bước triển khai công tác điều tra cơ bản, nghiên cứu các vùng có triển vọng khí hydrate khu vực Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây và nghiên cứu tiềm năng dầu khí phi truyền thống (tầng chứa chặt sít, khí than, khí đá phiến sét, khí hydrate,…) khu vực Bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn.

Giai đoạn 2025-2030:

Khảo sát địa vật lý, địa chấn với mạng lưới tuyến dày hơn (4 km x 4 km, 8 km x 8 km), nghiên cứu, đánh giá triển vọng các cấu tạo đã phát hiện, Tiếp tục công tác điều tra cơ bản và nghiên cứu khí hydrate khu vực Bể Phú Khánh, Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây; đánh giá tiềm năng dầu khí phi truyền thống khu vực Bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn.

Giai đoạn 2030-2050:

Phấn đấu hoàn thành đánh giá tổng thể trữ lượng tiềm năng dầu khí trên toàn thềm lục địa. Hoàn thành công tác nghiên cứu khảo sát các bể/khu vực trên đất liền và công tác khảo sát toàn thềm lục địa (địa chấn, lấy mẫu đáy biển,…). Tiếp tục nghiên cứu đánh giá hydrate khí, xác định vị trí và khoan giếng khoan thăm dò hydrate khí đầu tiên khi điều kiện cho phép. Khu vực Bể Trường Sa - Hoàng Sa: Tiếp tục đo đạc khảo sát, thu thập các số liệu địa chất - địa vật lý trong và ngoài nước để nghiên cứu đặc điểm cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí cũng như khí hydrate.

Tích cực thăm dò tại các khu vực nước nông, truyền thống, nghiên cứu thăm dò các đối tượng tìm kiếm thăm dò mới, các bể trầm tích mới và các dạng hydrocarbon phi truyền thống (tầng chứa chặt sít, khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate,…) để bổ sung trữ lượng phục vụ khai thác lâu dài.

Đối với dầu khí đá phiến, khí hydrate (băng cháy): tích cực nghiên cứu, đánh giá sâu hơn về địa chất và áp dụng tiến bộ khoa học – kỹ thuật để mở rộng phạm vi khảo sát; sớm triển khai đánh giá tổng thể, đẩy nhanh khai thác thử nghiệm khi điều kiện cho phép.

Tập trung đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò các Bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Mã Lai – Thổ Chu, Sông Hồng; song song với công tác tận thăm dò, thăm dò mở rộng đối tượng truyền thống nhằm bổ sung trữ lượng và đưa vào phát triển khai thác sử dụng hệ thống hạ tầng cơ sở có sẵn; dần chuyển hướng thăm dò, đánh giá khả năng khai thác dầu khí từ các đối tượng phi truyền thống. Tiếp tục mở rộng thăm dò tại khu vực nước sâu, xa bờ như khu vực Bể Phú Khánh, Bể Tư Chính - Vũng Mây,… theo thứ tự ưu tiên tại các khu vực ít nhạy cảm đến nhạy cảm.

Điều tra cơ bản, bổ sung tài liệu tìm kiếm, thăm dò những vùng có mức độ nghiên cứu còn thưa, khu vực nước nông chuyển tiếp bên cạnh tiếp tục khảo sát đan dày địa chấn 2D với mạng lưới tuyến dày hơn; nghiên cứu, đánh giá triển vọng các cấu tạo đã phát hiện, khoan thăm dò những cấu tạo triển vọng nhất tại những vùng nước sâu hơn 200 m và xa bờ.

Tiến hành thu nổ xử lý lại/thu nổ bổ sung tài liệu địa chấn 2D/3D theo công nghệ mới, tiên tiến nhằm đồng bộ hóa tài liệu địa chấn chất lượng cao ở phạm vi toàn bể/khu vực, đặc biệt ở các khu vực trọng tâm để gia tăng tài nguyên; từng bước triển khai công tác điều tra cơ bản, nghiên cứu các vùng có triển vọng khí hydrate khu vực Nam Côn Sơn và Tư Chính – Vũng Mây và nghiên cứu tiềm năng dầu khí phi truyền thống (tầng chứa chặt khít, khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate,…) khu vực Bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn.

Tiếp tục đo đạc khảo sát, thu thập các số liệu địa chấn – địa vật lý trong và ngoài nước để nghiên cứu đặc điểm cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí cũng như khí hydrate khu vực Bể Trường Sa – Hoàng Sa khi điều kiện thuận lợi.

Tập trung các hoạt động thăm dò trong 03 khu vực: Nam bể Sông Hồng, Trung tâm bể Nam Côn Sơn và Bể Cửu Long.

<u>Định hướng triển khai</u> (Nguồn: Chiến lược phát triển PVN 2021-2045)

Tập trung/ưu tiên đầu tư và khuyến khích đầu tư vào khu vực truyền thống ở các bể trầm tích Cửu Long, Nam Sông Hồng, trung tâm Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu, Phú Khánh. Chuẩn bị nguồn lực để triển khai tìm kiếm thăm dò, phát triển khai thác các vùng nước sâu xa bờ khi điều kiện thuận lợi;

Đẩy mạnh đầu tư tìm kiếm thăm dò để gia tăng trữ lượng bù đắp cho sản lượng khai thác, nhằm duy trì sự phát triển bền vững thăm dò - khai thác. Trên cơ sở đánh giá các điều kiện kinh tế - kỹ thuật cho phát triển - khai thác thận trọng giảm thiểu rủi ro. Dự án/đối tượng thăm dò thành công sẽ được phát triển sớm, tạo nguồn thu/vốn cho công tác tìm kiếm thăm dò tiếp theo.

Đẩy mạnh tận thăm dò và thăm dò mở rộng ở các khu vực lân cận dự án khai thác, nhằm sớm đưa phát hiện vào khai thác nếu thành công.

Hợp tác quốc tế để nghiên cứu điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò khai thác các nguồn năng lượng mới/năng lượng sạch, phi truyền thống như: khí hydrate (băng cháy), khí sét, khí than, hydro, nguồn địa nhiệt,….

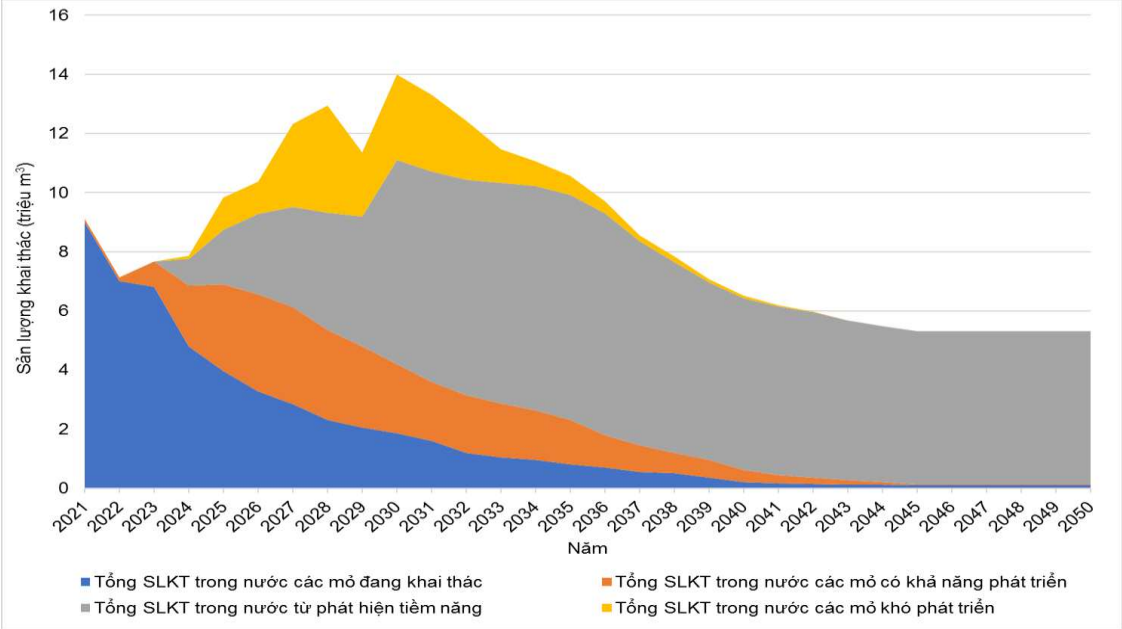
Khả năng khai thác, cung cấp dầu khí

Khả năng khai thác dầu

Bảng 5-1 Dự kiến sản lượng khai thác dầu

Đơn vị: triệu m^3

	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Tổng SLKT các mỏ đang khai thác	31,56	12,32	8,55
Tổng SLKT các mỏ có khả năng phát triển	6,09	14,70	13,38
Tổng SLKT các mỏ khó phát triển	1,20	12,60	8,27
Tổng SLKT từ phát hiện tiềm năng	2,75	21,38	96,91
Tổng	**41,60**	**61,00**	**127,11**



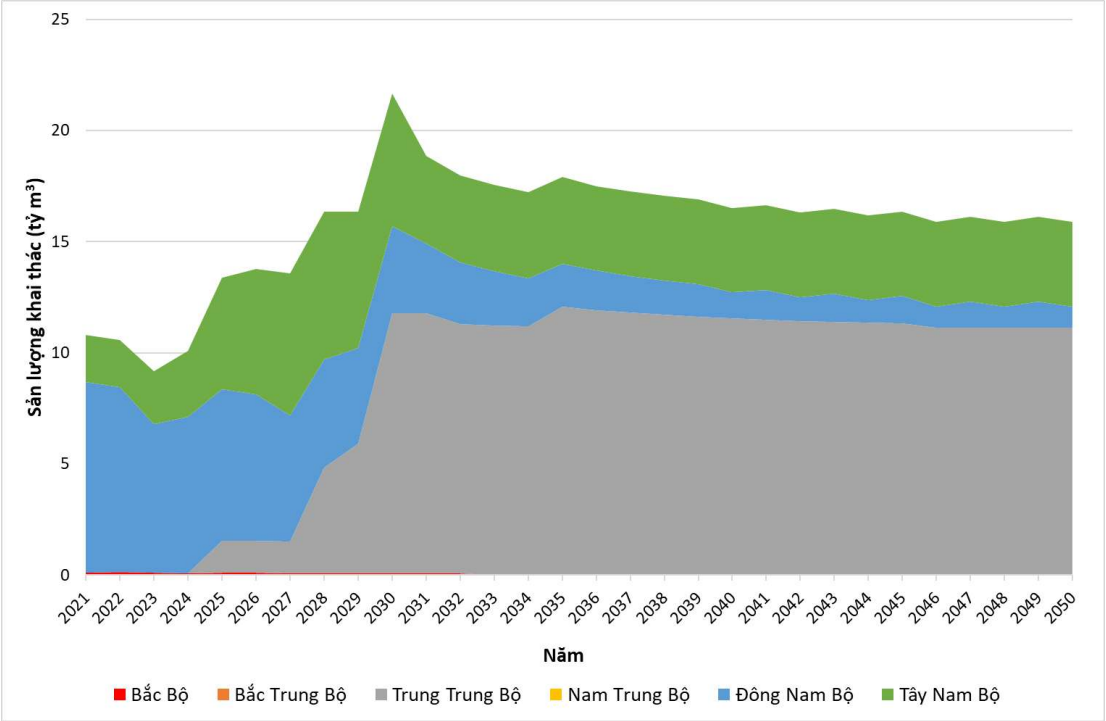
Hình 5-1 Dự báo sản lượng khai thác dầu trong nước hàng năm giai đoạn 2021-2050 (phương án cơ sở)

Khả năng khai thác khí

Bảng 5-2 Dự kiến sản lượng khí về bờ theo khu vực giai đoạn 2021-2050

Đơn vị: tỷ m^3

	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Bắc Bộ	0,5	0,40	0,16
Bắc Trung Bộ			
Trung Trung Bộ	1,42	25,16	228,67
Nam Trung Bộ			
Đông Nam Bộ	37,49	25,36	31,08
Tây Nam Bộ	14,60	30,77	76,63
Tổng	**54,01**	**81,68**	**336,54**



Hình 5-2 Dự báo sản lượng khí đưa về bờ giai đoạn 2021-2050 (theo chiến lược phát triển PVN tới 2045)

Định hướng khai thác dầu

Khai thác hiệu quả các mỏ hiện có; phát triển và đưa các mỏ đã có phát hiện dầu khí vào khai thác hợp lý và có hiệu quả để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài. Xây dựng phương án hợp tác, cơ chế khai thác chung tại những vùng chồng lấn.

Thực hiện tốt công tác quản lý mỏ, tối ưu và duy trì khai thác có hiệu quả các mỏ dầu và khí đã đưa vào khai thác.

Phát triển các mỏ mới đã phát hiện từ hoạt động tìm kiếm thăm dò ở các giai đoạn trước, tập trung tại các khu vực tiềm năng như nước sâu xa bờ, đối tượng dầu khí phi truyền thống.

Tiếp tục đẩy mạnh nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao thu hồi dầu tại các mỏ. Nâng cao vai trò và trách nhiệm của các chủ mỏ thông qua cơ chế chính sách kết hợp giữa bắt buộc và khuyến khích.

Thúc đẩy khai thác mỏ nhỏ/cận biên bằng cách áp dụng công nghệ mới, kết nối để sử dụng tối đa cơ sở hạ tầng đã đầu tư và chính sách khuyến khích của Nhà nước.

Khai thác hiệu quả các mỏ hiện có ở trong nước, phát triển và đưa các mỏ đã phát hiện vào khai thác một cách hợp lý để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước hiệu quả, lâu dài.

Định hướng khai thác khí

Tiếp tục thực hiện tốt công tác quản lý mỏ, tối ưu và duy trì khai thác có hiệu quả các mỏ dầu và khí đã đưa vào khai thác.

Tiếp tục triển khai công tác phát triển và đưa vào khai thác dự án khí Lô B, mỏ khí Cá Voi Xanh, mỏ Đại Nguyệt, Báo Vàng, Báo Trắng và các mỏ thuộc dự án khí Tây Nam. Tập trung nguồn lực đẩy nhanh tiến độ hai dự án khí lớn: Lô B&48/95 và 52/97 và dự án Cá Voi Xanh

Phát triển các mỏ mới đã phát hiện từ hoạt động tìm kiếm thăm dò ở các giai đoạn trước, tập trung tại các khu vực tiềm năng như nước sâu xa bờ và đặc biệt quan tâm tới đối tượng dầu khí phi truyền thống với thành công của ENI tại lô 114.

Nghiên cứu sử dụng hiệu quả nguồn khí tự nhiên có hàm lượng CO_2 cao để có thể nhận lợi ích đồng thời từ việc (i) sử dụng nguồn Hydrocabon; (ii) sử dụng CO_2 và (iii) chứng chỉ giảm phát thải (khi thị trường bán chứng chỉ giảm phát thải hồi phục).

Ứng dụng các giải pháp giảm đốt bỏ và rò rỉ khí ra môi trường và nghiên cứu tích hợp sử dụng nguồn điện năng lượng tái tạo.

Định hướng triển khai:

Tập trung nguồn lực phát triển hai dự án khí: Lô B&48/95 và 52/97, và dự án Cá Voi Xanh.

Nghiên cứu sử dụng hiệu quả nguồn khí tự nhiên cs hàm lượng CO2 cao để có thể nhận lợi ích đồng thời từ việc (i) sử dụng nguồn Hydrocabon; (ii) sử dụng CO2; và (iii) chứng chỉ giảm phát thải (khi thị trường chỉ giảm phát thải hồi phục).

Khả năng sản xuất nhiên liệu

Hiện Việt Nam có hai nhà máy sản xuất nhiên liệu từ nguồn nguyên liệu dầu thô là Nhà máy lọc dầu Dung Quất với công suất 6,5 triệu tấn/năm và Nhà máy lọc hóa dầu Nghi Sơn, công suất 10 triệu tấn/năm.
Ngoài ra, còn có 04 nhà máy sản xuất nhiên liệu từ nguồn nguyên liệu condensate gồm: Nhà máy chế biến condensate Phú Mỹ thuộc Tổng công ty Dầu Việt Nam (PVOil), công suất thiết kế: 130.000 tấn/năm, nhà máy chế biến condensate Cát Lái thuộc Saigon Petro, công suất 350.000 tấn/năm, nhà máy chế biến condensate Nam Việt thuộc CTCP Lọc hóa dầu Nam Việt, công suất 100.000 tấn/năm và Nhà máy chế biến condensate Đông Phương thuộc CTCP Dầu khí Đông Phương, công suất 130.000 tấn/năm.

Theo dự báo của Quy hoạch, tới năm 2050, để đáp ứng được 70% nhu cầu nhiên liệu xăng dầu trong nước, cần tiếp tục mở rộng Nhà máy lọc dầu hiện có và xây mới thêm các tổ hợp lọc hóa dầu, nhà máy chế biến condensate.

5.1.2. Định hướng phát triển công nghiệp khí

Phát triển lĩnh vực công nghiệp khí hoàn chỉnh, đồng bộ tất cả các khâu, từ: Khai thác - thu gom - vận chuyển - chế biến - dự trữ - phân phối khí và xuất nhập khẩu sản phẩm khí.

Phát triển thị trường tiêu thụ khí theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của Nhà nước và từng bước hội nhập với thị trường khí khu vực và thế giới.

Vận hành an toàn và hiệu quả các hệ thống đường ống thu gom, vận chuyển, xử lý, chế biến khí hiện hữu. Tiếp tục khai thác, thu gom tối đa khối lượng khí từ các mỏ khí có trữ

lượng lớn, đồng thời, tăng cường thu gom các mỏ khí có trữ lượng nhỏ, các mỏ biên nhằm đảm bảo thu gom tối đa các nguồn khí thông qua các đường ống sẵn có tại các Bể Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Mã Lai - Thổ Chu.

Đẩy mạnh triển khai các dự án phát triển mỏ, khai thác, thu gom khí bằng hệ thống đường ống, bằng tàu nén khí (Floating CNG) tại các mỏ chưa có hệ thống thu gom, mở rộng phạm vi thu gom khí CNG từ các mỏ không có khả năng thu gom khí bằng đường ống.

Đầu tư xây dựng nhà máy xử lý khí, đường ống vận chuyển khí đến nhà máy xử lý khí để cung cấp khí cho: Trung tâm nhiệt điện, các nhà máy chế biến sâu khí, hộ tiêu thụ công nghiệp.

Tăng cường đầu tư cơ sở hạ tầng, đẩy mạnh và khuyến khích các nhà thầu đầu tư xây dựng hệ thống thu gom khí ngoài khơi để kết nối với các hệ thống đường ống hiện có. Triển khai xây dựng đường ống nhập khẩu khí từ các mỏ của các nước lân cận vào hệ thống đường ống hiện có và đường ống sẽ xây dựng mới trong tương lai. Tiến hành hợp tác với các đối tác trong và ngoài nước cùng đầu tư nghiên cứu, áp dụng các giải pháp công nghệ hợp lý nhằm tận thu khí đang bị đốt bỏ tại các giàn khai thác, tách các sản phẩm có giá trị cao như ethane, propane/butane (LPG), condensate tại các nhà máy xử lý khí nhằm nâng cao giá trị nguồn tài nguyên dầu khí. Xây dựng hạ tầng để thu gom và vận chuyển nguồn khí từ các mỏ đang khai thác.

Triển khai xây dựng kho cảng LNG và nhập khẩu khí thiên nhiên (LNG, CNG) để phục vụ cho nhu cầu phát triển của các nhà máy điện, công nghiệp và dân dụng. Ưu tiên tìm kiếm các nguồn khí nhập khẩu từ Malaysia, Indonesia, Brunei thông qua việc sử dụng các cơ sở hạ tầng sẵn có, đồng thời, thúc đẩy quan hệ quốc tế để có được các nguồn nhập khẩu khí (LNG, CNG) từ các nước có nguồn cung và thuận lợi về thương mại, vận tải, sẵn sàng nhập khẩu LNG từ sau năm 2021.

Hoàn thiện hệ thống đồng bộ cung cấp khí thiên nhiên, LNG, CNG, LPG, DME trên phạm vi toàn quốc đáp ứng nhu cầu nhiên liệu cho năng lượng, phân bón, công nghiệp, giao thông vận tải và sinh hoạt dân dụng. Tiếp tục phát triển hệ thống vận chuyển đường ống khí thiên nhiên thấp áp cho nhu cầu sử dụng của các hộ tiêu thụ công nghiệp dọc tuyến ống dẫn khí, khu dân cư ở các thành phố lớn (city gas).

Tập trung nguồn lực đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án công nghiệp khí, gồm: dự án kho cảng nhập LNG Thị Vải (giai đoạn 1 công suất 1 triệu tấn/năm, dự kiến hoàn thành năm 2022, giai đoạn 2 nâng công suất lên 3 triệu tấn/năm, dự kiến hoàn thành năm 2023); dự án kho cảng nhập LNG Sơn Mỹ (công suất 3,6 triệu tấn/năm, dự kiến hoàn thành giai đoạn 1 năm 2023); dự án khí Lô B (công suất 6,4 tỷ m3/năm, dự kiến hoàn thành năm 2025); chuỗi dự án khí Cá Voi Xanh (công suất 7-9 tỷ m3/năm, dự kiến hoàn thành năm 2028).

Tận dụng hệ thống hạ tầng vận chuyển khí để vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và hydro hoặc sử dụng khí để sản xuất hydro ngay tại nơi có nhu cầu tiêu thụ.

Nguồn: *Chiến lược phát triển khí giai đoạn đến 2025, định hướng đến 2035 (PVN) và KH 5 năm 2021-2025 của PVN (1167/UBQLV-NL ngày 20/7/2021*

Định hướng triển khai (Nguồn: Chiến lược phát triển PVN 2021-2045)

Phối hợp chặt chẽ với các đối tác liên quan trong và ngoài nước nhằm thu gom, tiếp nhận tối ưu, hiệu quả tất cả các nguồn khí hiện hữu, các nguồn khí mới trong nước và khí/LNG nhập khẩu.

Tập trung mọi nguồn lực, nhanh chóng triển khai đầu tư các dự án hạ tầng nhập khẩu LNG trên toàn quốc. Khảo sát, đánh giá toàn bộ hệ thống thu gom, xử lý, vận chuyển khí trên toàn quốc cân đối với khả năng cung cầu khí/LNG để thực hiện cải tạo, nâng cấp, đầu tư mới nhằm đảm bảo an toàn, tối ưu hệ thống cơ sở hạ tầng ngành công nghiệp khí và đáp ứng tối đa nhu cầu hộ tiêu thụ.

Nghiên cứu giải pháp thu gom khí (CNG, LNG ...) từ các mỏ nhỏ, có giá trị cận biên, khí có hàm lượng CO_2 cao, ... đặc biệt là các mỏ khí đồng hành nhằm hạn chế tối đa đốt bỏ khí ...

Hệ thống tái hóa khí, các đường ống vận chuyển LNG hóa khí: Đầu tư đồng bộ tiến độ các kho LNG và tiến độ của khách hàng tiêu thụ

Nghiên cứu đầu tư mua bán/hợp tác sử dụng chung các mỏ dầu khí hết thời gian khai thác, các tài sản khác của các doanh nghiệp khác nhằm phục vụ việc nhập khẩu, tồn trữ, vận chuyển khí, LNG, các sản phẩm khí, xăng dầu ...

<u>Khu vực Bắc Bộ</u>

- Có phương án/giải pháp thu gom khí từ mỏ nhỏ, nằm rải rác. Xem xét hạ tầng nhập khẩu LNG (FSRU) để cung cấp cho các khách hàng công nghiệp phân tán trong khu vực khi có nhu cầu .

<u>Khu vực Trung Bộ</u>

- Triển khai dự án khí Cá Voi Xanh & phát triển cơ sở hạ tầng cung cấp khí cho các nhà máy điện Miền Trung, Dung Quất và cho chế biến sâu.
- Xem xét khả năng triển khai dự án thu gom khí Báo Vàng.
- Xây dựng phương án tổng thể phát triển khí Lô 114-115-116 để chủ động đề xuất các phương án sử dụng khí hợp lý bổ sung vào Quy hoạch ngành.
- Xem xét khả năng sản xuất CNG/LNG cho khách hàng công nghiệp và hóa chất.
- Nghiên cứu, chuẩn bị xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu, phân phối LNG khi nguồn khí tại khu vực suy giảm hoặc xuất hiện các khách hàng mới.

<u>Khu vực Đông Nam Bộ</u>

- Hoàn thiện và phát triển cơ sở hạ tầng khí cho khách hàng hiện hữu và khách hàng mới (Hóa dầu, GTVT, công nghiệp, thương mại).
- Hoàn thiện và phát triển cơ sở hạ tầng khí đúng tiến độ để cung cấp khí cho nhà máy điện Nhơn Trạch 3 & 4, cũng như các hộ tiêu thụ hiện hữu tại khu vực Phú Mỹ, Nhơn Trạch.

<u>Khu vực Tây Nam Bộ</u>

- Phát triển cơ sở hạ tầng cho nguồn khí Lô B cho các nhà máy điện khí Ô Môn.

- Tiếp tục mua khí từ Malaysia qua đường ống PM3 – Cà Mau để duy trì lượng khí cấp cho khu vực Cà Mau.
- Xem xét triển khai việc thu gom các mỏ tiềm năng (Lô 46, 51,…) cho khách hàng hiện hữu tại Cà Mau.
- Nghiên cứu triển khai xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG để cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ mới cũng như bù đắp cho sản lượng khí thiếu hụt tại Cà Mau (khi hợp đồng mua khí bổ sung từ Malaysia hết hạn/sản lượng khí suy giảm).

5.1.3. Định hướng phát triển chế biến dầu khí

Phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí để đáp ứng nhu cầu trong nước, hướng tới mục tiêu xuất khẩu. Thu hút nguồn vốn đầu tư nước ngoài, nguồn vốn đầu tư từ xã hội để phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí theo nguyên tắc bảo đảm hài hòa lợi ích quốc gia và nhà đầu tư.

Tập trung tích hợp lọc dầu–hóa dầu, sử dụng các công nghệ lọc dầu hiện đại (hydrocracking, cracking dầu thô,…) để linh hoạt chuyển dịch cơ cấu sản phẩm trong tương lai theo hướng giảm sản phẩm lọc dầu, tăng sản phẩm hoá dầu, hóa chất nhằm phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng, nâng cao giá trị gia tăng cho nguyên liệu dầu khí, tạo ra các nguyên, nhiên, vật liệu để phục vụ phát triển sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu, giảm tỷ trọng nhập siêu.

Duy trì vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả các nhà máy: Nhà máy lọc dầu Dung Quất, Nhà máy đạm Cà Mau, Nhà máy đạm Phú Mỹ, các Nhà máy chế biến condensate, liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn và các nhà máy khác; đa dạng hóa sản phẩm của các nhà máy.

Đẩy mạnh đầu tư xây dựng và đưa vào vận hành Dự án Tổ hợp hóa dầu Long Sơn. Hoàn thành nâng cấp, mở rộng Nhà máy lọc dầu Dung Quất, hình thành trung tâm chế biến dầu khí cho khu vực miền Trung.

Nghiên cứu chuẩn bị đầu tư và triển khai công tác đầu tư xây dựng các dự án hóa dầu/hóa chất mới gắn với các trung tâm chế biến dầu khí.

Định hướng triển khai (Nguồn: Chiến lược phát triển PVN 2021-2045)

<u>Đối với các nhà máy đang vận hành</u>

Vận hành các nhà máy an toàn, ổn định với công suất thiết kế, đồng thời tiếp tục cải tiến, tối ưu hóa, đa dạng hóa sản phẩm và thực hiện tiết giảm chi phí.

Tập trung giữ vai trò chủ đạo trong sản xuất, cung ứng xăng dầu, phân bón và các nguyên, nhiên liệu khác cho phát triển kinh tế - xã hội, nâng cao tính cạnh tranh, đổi mới và phát triển.

Chủ động nghiên cứu các giải pháp thay thế/bổ sung nguồn nguyên liệu thiếu hụt bằng các nguồn nguyên liệu/năng lượng ổn định khác cho các nhà máy chế biến.

Thường xuyên nghiên cứu, tìm kiếm cách thức cải tiến/nâng cao chất lượng sản phẩm theo xu hướng thay đổi của thị trường cũng như đáp ứng các chỉ số an toàn toàn môi trường theo lộ trình áp dụng tiêu chuẩn khí thải.

Thiết lập hệ thống dự báo, đánh giá toàn diện bối cảnh, xu hướng của thị trường nhằm xây dựng mô hình quản trị kinh doanh, quản trị rủi ro phù hợp, làm cơ sở nền tảng cho các

quyết định điều hành sản xuất kinh doanh, đầu tư xây dựng và mở rộng quy mô phân phối/bán lẻ tiến tới chiếm lĩnh thị trường.

Nghiên cứu phát triển và đầu tư

Nghiên cứu, đầu tư xây dựng các chuỗi vận chuyển – tồn chứa – sản xuất và kinh doanh dầu thô/ xăng dầu tại khu vực Nhà máy lọc dầu Dung Quất. Triển khai hoàn thành dự án Nâng cấp mở rộng NMLD Dung Quất.

Tận dụng vị trí địa lý và cơ sở hạ tầng đã được đầu tư để phát triển các nhà máy theo chuỗi chế biến sâu, các nhà máy và cơ sở cung cấp dịch vụ.

Nghiên cứu đầu tư phát triển các sản phẩm mới hóa dầu/hóa chất chuyên dụng có giá trị gia tăng cao.

Nghiên cứu sản xuất hydro, sản xuất năng lượng tái tạo: tích hợp với nhà máy lọc hóa dầu, hóa chất, phân bón, sử dụng làm nhiên liệu cho pin nhiên liệu, định hướng hoàn thiện chuỗi giá trị hydro khâu sau

5.1.4. Định hướng phát triển vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu mỏ

Phát triển hợp lý hệ thống phân phối xăng dầu nhằm bảo đảm lưu thông và bình ổn thị trường tiêu thụ, đáp ứng toàn bộ nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong nước; tăng cường các giải pháp gia tăng dự trữ về dầu thô và xăng dầu; khuyến khích sử dụng rộng rãi nhiên liệu sinh học nhằm giảm thiểu sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và bảo vệ môi trường.

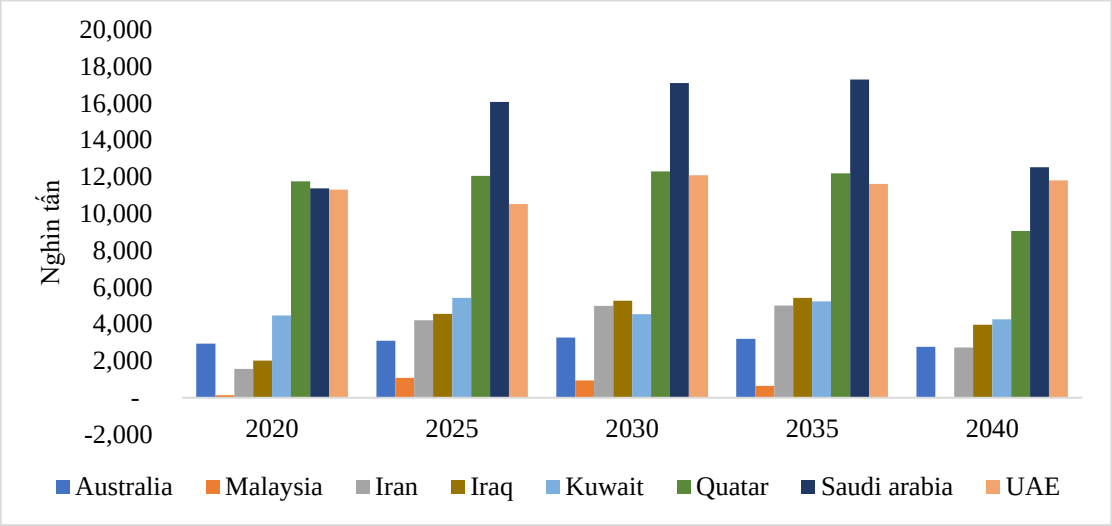
5.1.5. Khả năng nhập khẩu sản phẩm dầu mỏ và khí

Nguồn nhập khẩu

LPG

Về nhập khẩu LPG trong những năm gần đây, Việt Nam nhập khẩu LPG chủ yếu từ khu vực châu Á TBD tập trung ở các nước như Trung Quốc, Thái Lan, Úc và khu vực Trung Đông (Quatar, UAE, Kuwait). Trong đó, Trung Quốc và Thái Lan nhập khẩu LPG chủ yếu (trên 70%) từ khu vực Trung Đông và xuất khẩu sang khu vực Đông Nam Á trong đó có Việt Nam.

Theo đó, các thị trường khu vực châu Á như Úc (thuế nhập khẩu 5% theo AANFTA, Malaysia (thuế nhập khẩu theo ATIGA 0%), Trung Quốc (ACFTA thuế NK 0%), Thái Lan (thuế NK 0% theo ATIGA) (nếu giá nhập khẩu LPG từ Trung Quốc và Thái Lan tiếp tục cạnh tranh so với các khu vực/nước khác) và Trung Đông (Quatar, UAE, Kuwait,...với MFN 5%) là các thị trường Việt Nam có thể xem xét để nhập khẩu LPG trong giai đoạn tới.



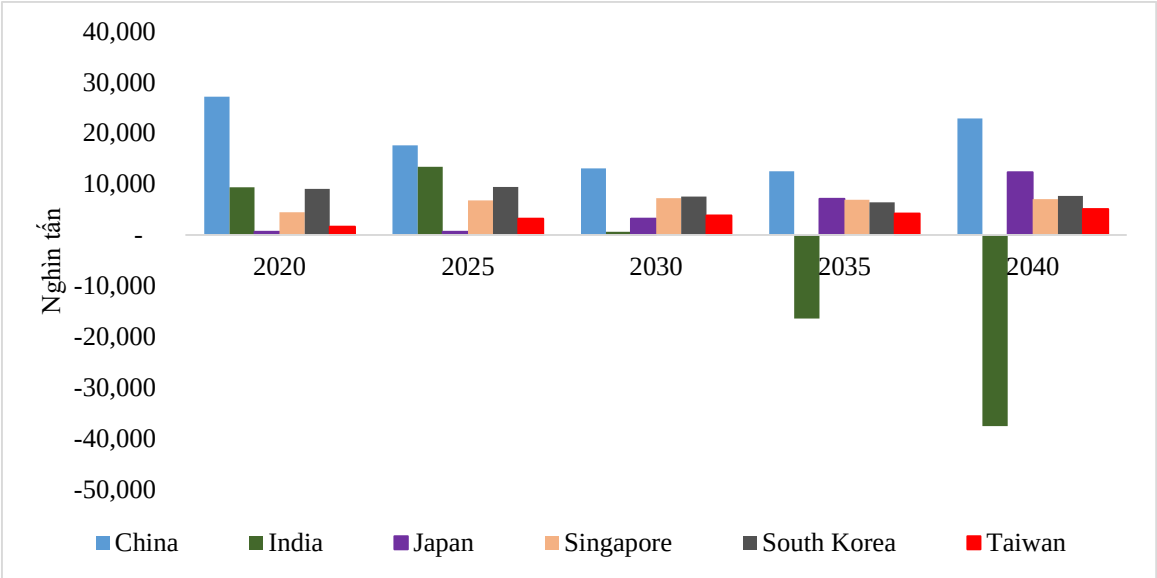
Hình 5-3 Lượng dư cung sản phẩm LPG theo quốc gia giai đoạn 2020-2040

Nguồn: WM H1, 2020

Xăng

Trong giai đoạn 2015-2019, Việt Nam chủ yếu nhập khẩu xăng từ Hàn Quốc, Singapore và một số nước khác như Thái Lan, Trung Quốc, Malaysia. Có sự chuyển dịch cơ cấu nhập khẩu, theo đó giảm lượng nhập khẩu từ Singapore thay vào đó tăng cường nhập khẩu mặt hàng xăng từ Hàn Quốc tận dụng ưu đãi thuế nhập khẩu xăng theo VKFTA (thuế xuất mặt hàng xăng 10% từ 2018).

Dự báo trong thời giai đoạn 2020-2040, Việt Nam tiếp tục nhập khẩu xăng từ các nước khu vực Châu Á như Hàn Quốc, Singapore,... để tận dụng thuế nhập khẩu ưu đãi theo các FTA như AKFTA, ATIGA 8% từ 2021 đồng thời cũng có thể nhập khẩu từ Nga để hưởng thuế nhập khẩu 8,8% năm 2021, 7% năm 2022 theo Hiệp định thương mại Việt Nam – EAEU.

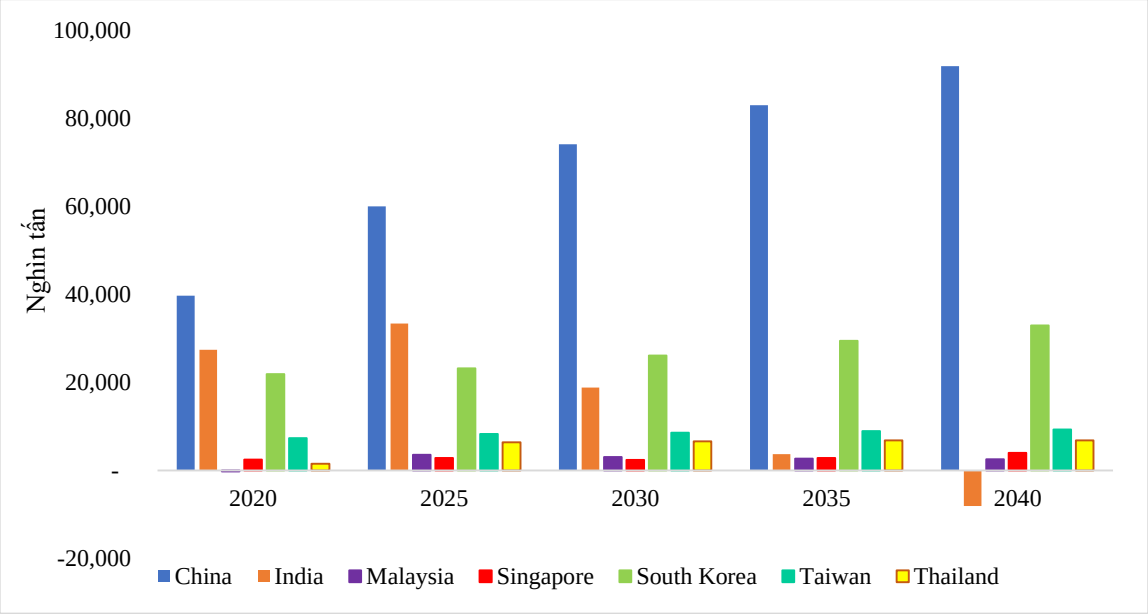


Hình 5-4 Lượng dư cung sản phẩm xăng theo quốc gia giai đoạn 2020-2040

Nguồn: WM H1, 2020

DO

Thặng dư DO khu vực châu Á Thái Bình Dương ở mức 883.000 thùng/ngày (tương ứng 9,3% tổng nhu cầu toàn khu vực châu Á Thái Bình Dương) đây là mức kỷ lục vào năm 2019, nguyên nhân chủ yếu là do nhu cầu dầu DO ở Trung Quốc tăng trưởng thấp và việc tăng công suất ở Châu Á. Tình trạng dư cung DO khu vực châu Á sẽ tiếp tục duy trì đến 2040 ở mức khoảng 1,5 triệu thùng/ngày năm 2027 trong đó Trung Quốc thặng dư gần 1,4 triệu thùng/ngày năm 2027, khi đó Trung Quốc sẽ là nước xuất khẩu DO lớn nhất khu vực châu Á.



Hình 5-5 Lượng dư cung sản phẩm DO theo quốc gia giai đoạn 2020-2040

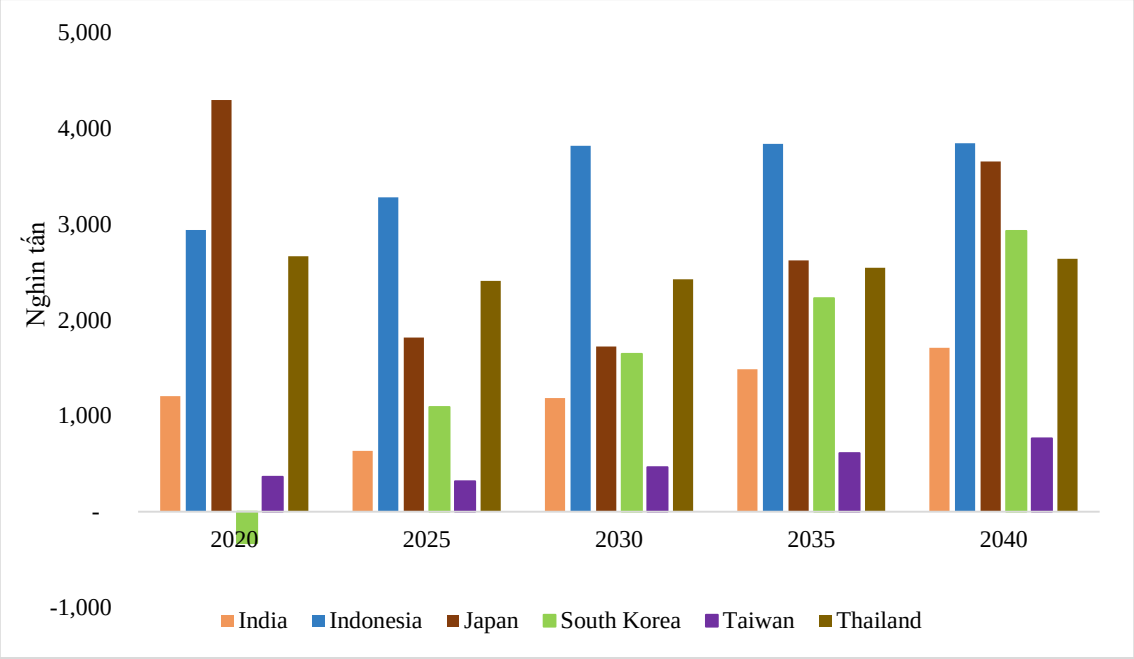
Nguồn: WM H1, 2020

Trong những năm gần đây, Việt Nam nhập khẩu DO chủ yếu từ các quốc gia Hàn Quốc, Malaysia, Singapore. Giai đoạn 2018- 6T 2020 lượng DO nhập từ 3 quốc gia này chiếm tới hơn 85% tổng nhập khẩu DO của cả nước. 6 tháng đầu năm 2020 lượng DO nhập khẩu từ Thái Lan tăng lên 12% trong tổng cơ cấu nhập khẩu DO của cả nước, tăng gấp gần 2,5 lần so với cả năm 2019. Theo đó, Hàn Quốc, Thái Lan, Malaysia, Singapore được dự báo tiếp tục là các thị trường tiềm năng để Việt Nam nhập khẩu DO hưởng thuế suất ưu đãi theo các Hiệp định thương mại ATIGA (0% từ 2016), VKFTA và AKFTA (0 % từ 2018).

FO

Các quốc gia thuộc khu vực châu Á Thái Bình Dương dư cung FO bao gồm: Ấn Độ, Nhật Bản, Malaysia, Indonesia, Hàn Quốc, Đài Loan và Thái Lan. Trong đó, Hàn Quốc, Malaysia, Đài Loan và Thái Lan là các Quốc gia mà Việt Nam đã nhập khẩu FO trong những năm gần đây. Năm 2019 và 6T2020 Việt Nam nhập khẩu FO chủ yếu từ 2 quốc gia chính là Malaysia và Singapore chiếm tỷ trọng 99,5% tổng lượng nhập khẩu FO của Việt NamVới thị trường Singapore, Singapore hiện đang là nước nhập khẩu ròng FO, với các đối tác chính từ khu vực Trung Đông và xuất khẩu sang khu vực Đông Nam Á trong đó có Việt Nam. Như vậy, đối với FO, Việt Nam nên xem xét ưu tiên nhập khẩu từ các thị

trường như Singapore, Malaysia, Thái Lan, Indonesia, Hàn Quốc để tận dụng thuế suất nhập khẩu ưu đãi từ các Hiệp định thương mại ATIGA, AKFTA, VKFTA.

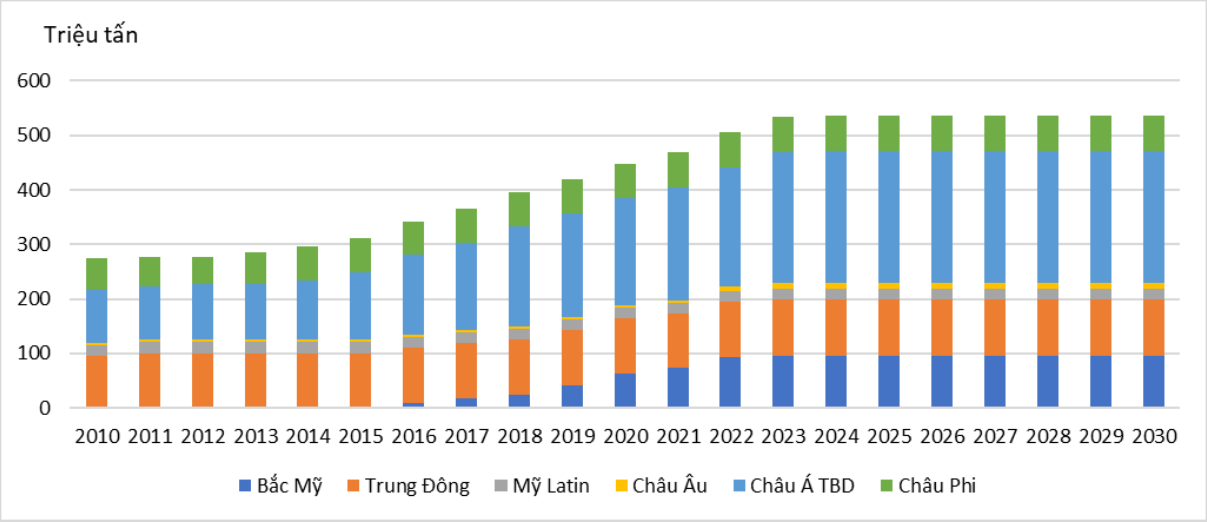


Hình 5-6 Lượng dư cung sản phẩm FO theo quốc gia giai đoạn 2020-2040

Nguồn: WM H1, 2020

LNG

Nguồn cung LNG thế giới ngày càng đa dạng hơn, đến từ nhiều quốc gia. Hơn 740 triệu tấn LNG được cam kết bổ sung trong giai đoạn 2018-2023, chủ yếu từ các dự án hóa lỏng khí tại Australia và Mỹ. Bên cạnh đó công suất hóa lỏng khí ở Nga vẫn liên tục gia tăng hàng năm, Quata cũng chuẩn bị mở rộng công suất hóa lỏng để duy trì vị trí dẫn đầu. Ngoài ra những quyết định đầu tư mới ở Canada và khu vực ngoài khơi Mauritania và Senegal càng củng cố thêm sự đa dạng nguồn cung LNG.



Hình 5-7 Dự báo nguồn cung LNG thế giới

Dự báo nguồn cung từ các dự án mới sẽ tiếp tục vượt xa nhu cầu - với thặng dư dự kiến sẽ đạt đỉnh vào khoảng năm 2022/2023.

Chủ trương nhập khẩu LNG để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ trong nước gia tăng đã được Chính Phủ Việt Nam nêu rõ trong ***Quyết định* số 459/QĐ-TTg ngày 30/3/2011**, 06 kho cảng LNG đã được đưa vào Quy hoạch Khí 2017 trong đó các dự án LNG Thị Vải và LNG Sơn Mỹ do PVGas đầu tư đang được triển khai.

Để chuẩn bị cho việc tiếp nhận các nguồn khí LNG nhập khẩu, Chính Phủ đã phê duyệt kế hoạch xây dựng các kho cảng tồn trữ và tái hóa khí LNG theo Quyết định số 60/QĐ-TTg ngày 16/01/2017 về việc Phê duyệt Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035.

Nguồn nhập khẩu LNG của một số nước Đông Nam Á được thể hiện trong bảng 5.1.

Bảng 5-3 Nguồn nhập khẩu LNG của một số nước trong khu vực

Nguồn cung cấp	Nước nhập khẩu			
	Malaysia	Indonesia	Thái Lan	Singapore
US		x		
Úc	x			
Trung Đông	x		x	
Các nước khác	x		x	x

Như vậy, thị trường LNG hiện nay vẫn tiếp tục là thị trường dư cung, Việt Nam có thể xem xét nhập khẩu LNG từ thị trường Trung Đông, Úc, Mỹ,…

Hạ tầng nhập khẩu (cảng, kho)

LPG

Hạ tầng nhập khẩu LPG được đề cập trong Chương 1, mục 1.3.2.2.

Xăng, DO, FO

Hạ tầng nhập khẩu Xăng, DO, FO được đề cập trong Chương 1, mục 1.3.4.2.

LNG

Hạ tầng nhập khẩu LNG hiện chỉ có Kho chứa LNG Hải Linh với công suất 120.000 m^3, vận hành năm 2020.

5.2 Phân ngành than

5.2.1 Định hướng thăm dò than

Đẩy mạnh công tác thăm dò, nâng cao mức độ tin cậy cấp tài nguyên, trữ lượng nhằm đáp ứng mục tiêu khai thác than theo quy hoạch và sự phát triển ổn định, lâu dài của ngành;

Mở rộng tìm kiếm, thăm dò; đẩy mạnh thăm dò, đánh giá trữ lượng đến đáy tầng than; nâng cao chất lượng công tác đánh giá các cấp trữ lượng và tài nguyên

Tiếp tục nghiên cứu, tìm kiếm đối tác nước ngoài hỗ trợ nghiên cứu, đánh giá, áp dụng công nghệ mới để có thể khai thác than tại bể than Sông Hồng.

5.2.2 Khả năng khai thác than theo các giai đoạn

Theo dự báo của Quy hoạch thì Việt Nam sẽ phải nhập khẩu số lượng than lớn, khai thác trong nước chỉ đáp ứng được khoảng dưới 50% tổng nhu cầu sử dụng than. Theo đó định hướng của ngành than là tiếp tục đầu tư cải tạo mở rộng các mỏ hiện có và đầu tư xuống sâu, đầu tư mới các mỏ trên nguyên tắc khai thác tối đa và hiệu quả tài nguyên than; đảm bảo hiệu quả kinh tế - xã hội của khai thác than; đảm bảo hài hòa lợi ích của doanh nghiệp, người lao động, địa bàn vùng than và nền kinh tế gắn với đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và phát triển bền vững ngành Than. Cụ thể đối với từng phương thức khai thác như sau:

Khai thác than hầm lò:

- Tập trung phát triển các mỏ hầm lò sản lượng lớn theo tiêu chí "Mỏ xanh, mỏ hiện đại, mỏ sản lượng cao ";
- Liên thông các mỏ hầm lò có cùng điều kiện khoáng sàng thành các mỏ có công suất lớn;
- Tiếp tục đầu tư các mỏ than theo quy hoạch, đáp ứng nhu cầu than cao nhất cho nền kinh tế. Các đơn vị tập trung đảm bảo tiến độ các dự án mỏ than;
- Tiếp tục nghiên cứu đổi mới công nghệ khai thác theo hướng tiên tiến hiện đại gắn liền với cơ giới hóa, tự động hóa và tin học hóa; thực hiện đồng bộ các giải pháp với mục tiêu tăng năng xuất lao động.

Khai thác than lộ thiên:

- Phát triển mở rộng các mỏ lộ thiên hiện có theo hướng nâng cao hệ số bóc giới hạn, phù hợp với điều kiện kỹ thuật và giá bán than; nâng cao tối đa năng lực khai thác phù hợp với quy hoạch đổ thải, vận tải, thoát nước và bảo vệ cảnh quan môi trường;
- Khai thác tối đa nguồn tài nguyên đã được giao quản lý, bao gồm cả phần tài nguyên tại các khu vực trụ bảo vệ các công trình hầm lò, phần tài nguyên còn lại sau khi đã khai thác hầm lò...
- Tiếp tục đổi mới đồng bộ và hiện đại hóa thiết bị dây chuyền khai thác, vận tải theo hướng đưa vào sử dụng các thiết bị cơ động có công suất lớn, các hệ thống vận tải liên tục phù hợp với điều kiện và quy mô của từng mỏ;
- Tối ưu hóa các chỉ tiêu thông số kỹ thuật của hệ thống khai thác đang áp dụng; tăng cường ứng dụng hệ thống khai thác theo lớp đứng, công nghệ khai thác chọn lọc và khai thác vỉa mỏng; công nghệ đổ thải bãi thải tạm và bãi thải trong.

Đối với bất cứ công nghệ nào cũng cần phải áp dụng các giải pháp kỹ thuật và quản lý tiến bộ nhất để giảm thiểu tỷ lệ tổn thất và làm bẩn than trong khai thác, giảm tiêu hao năng lượng.

5.2.3 Định hướng phát triển sàng tuyển, chế biến than

- Tiếp tục thực hiện các dự án sàng tuyển than được duyệt dựa trên cơ sở rà soát lại sản lượng, quy mô công suất các nhà máy cũng như thời gian dự kiến đi vào hoạt động.
- Tiếp tục duy trì, cải tạo các dự án, nhà máy, hệ thống vận tải… hiện có. Duy trì ở mức cần thiết các cụm sàng mỏ hiện có để đảm bảo cung cấp than theo yêu cầu chất lượng của các hộ tiêu thụ;

- Lựa chọn công nghệ sàng tuyển phù hợp với nhu cầu đầu ra cho sản phẩm, theo đó sẽ ưu tiên sản xuất các chủng loại than đáp ứng tối đa cho nhu cầu tiêu thụ trong nước. Đồng thời tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện công nghệ sàng tuyển theo hướng tối đa sản phẩm, nước sử dụng tuần hoàn nhằm giảm thiểu tác động đến môi trường;
- Nghiên cứu và hoàn thiện hệ thống pha trộn than, tiến tới chủ động trong công tác nhập khẩu cũng như linh hoạt trong pha trộn đảm bảo đa dạng hóa nguồn than thương phẩm cấp cho các nhà máy nhiệt điện, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia;
- Xây dựng hệ thống tự động hóa điều khiển giám sát diện rộng, ứng dụng công nghệ tự động hóa tích hợp điện toán đám mây điều khiển giám sát vận hành toàn bộ các thiết bị dây chuyền, các khâu công nghệ nhà máy.

5.2.4 Định hướng phát triển vận tải ngoài

- Thực hiện việc phân luồng vận chuyển than theo các khu vực thông qua việc gắn các mỏ, các vùng than với các hộ tiêu thụ lớn trong khu vực phù hợp với quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội, quy hoạch phát triển đô thị và phát triển cơ sở hạ tầng các khu vực có hoạt động khai thác than.
- Tiếp tục xây dựng hoàn chỉnh các tuyến băng tải và phát huy tối đa năng lực vận tải của các tuyến đường sắt hiện có (Phù hợp với Quyết định số 358/QĐ-TTg ngày 10 tháng 3 năm 2020 của Thủ tướng Chính Phủ phê duyệt đề án đảm bảo trật tự hành lang an toàn giao thông và xử lý dứt điểm lối đi tự mở qua đường sắt) để phục vụ vận tải than từ SCN các mỏ đến các cơ sở sàng tuyển, kho than tập trung và đến các cảng xuất than.
- Cải tạo nâng cấp hệ thống đường ô tô chuyên dùng ngành than đồng bộ với hệ thống đường bộ theo quy hoạch chung xây dựng (QHCXD) của các địa phương. Giảm tối đa hình thức vận tải bằng ôtô để giảm thiểu ảnh hưởng xấu đến môi trường xung quanh.

5.2.5 Định hướng phát triển cảng xuất, nhập khẩu than

Đầu tư xây dựng các cảng với công nghệ hiện đại đảm bảo hiệu quả sản xuất và thân thiện môi trường, phù hợp với nhu cầu tiêu thụ than trong nước và xuất khẩu đồng thời phù hợp với QHCXD của các địa phương:

- Tiếp tục duy trì và cải tạo nâng cấp hiện đại hóa các cảng hiện có tại vùng than Uông Bí, Hòn Gai, Cẩm Phả (Bến Cân, Điền Công, cụm cảng Làng Khánh, Km6, Cẩm Phả (Cửa Ông), Khe Dây, Hóa Chất – Mông Dương) phục vụ xuất, nhập và phối trộn than theo quy hoạch đáp ứng năng yêu cầu nhập than khoảng 16-20 triệu tấn/năm và xuất khoảng 45-50 triệu tấn/năm.
- Sau năm 2030, xây dựng mới các cảng khu vực Đông Triều - Phả Lại và vùng than Đồng Bằng Sông Hồng với quy mô phù hợp với sản lượng than khai thác của từng khu vực.
- Các cảng đầu mối nhập khẩu, trung chuyển than:

+ Xây dựng kho cảng trung chuyển than theo từng khu vực miền Bắc - miền Trung - miền Nam để phục vụ tiếp nhận và trung chuyển than cho các vùng, đặc biệt là đối với than nhập khẩu, đáp ứng các tầu có trọng tải lớn ≥ 70.000 tấn. Đồng thời phù hợp với mạng lưới hệ thống các cảng đã được xác định theo Quy hoạch phát triển hệ thống cảng biển Việt Nam.
+ Giai đoạn trước mắt xem xét sử dụng các cảng chuyên dùng của các hộ tiêu thụ lớn (các TTNĐ) để có thể trực tiếp nhập than cho các tầu có trọng tải phù hợp.

5.2.6 Định hướng phát triển cơ khí

Tiếp tục duy trì và phát triển các đơn vị khối Cơ khí cùng các nhà máy hiện có của ngành than (Cơ khí Mạo Khê, Chế tạo máy, Công nghiệp Ô tô, Viện Cơ khí năng lượng và mỏ…) để chế tạo các phụ tùng, thiết bị cơ khí đặc thù phục vụ phát triển sản xuất ngành than và tham gia phát triển ngành Cơ khí Việt Nam theo Chiến lược phát triển ngành đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 319/QĐ-TTg ngày 15/3/2018.

5.2.7 Khả năng nhập khẩu than

Khả năng nhập khẩu than được xây dựng dựa trên các cơ sở chính như sau:

- Cân đối cung cầu, xác định khối lượng, chủng loại và các hộ tiêu thụ cần nhập khẩu than.
- Cơ sở hạ tầng về nhập khẩu than, năng lực các hệ thống kho bãi của các đơn vị.
- Nguồn cung than nhập khẩu trên thị trường thế giới đáp ứng đủ các tiêu chuẩn về khối lượng, chất lượng, thời hạn và giá bán.

5.2.8 Định hướng phát triển thị trường than

- Đẩy mạnh hoạt động nhập khẩu than theo hướng phát triển hài hoà, đồng bộ với sản xuất, tiêu thụ than trong nước nhằm góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.
- Tạo môi trường thuận lợi cho phát triển thị trường than trong nước theo cơ chế thị trường cạnh tranh.
- Xây dựng mới các cảng trung chuyển than nhằm đáp ứng nhu cầu nhập khẩu than theo hình thức công tư. Duy trì ổn định, hiện đại hoá trang thiết bị các kho bãi, cảng hiện có để phục vụ chế biến và pha trộn than đáp ứng nhu cầu thị trường.
- Đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, hợp tác đầu tư ở thị trường than ngoài nước để có nguồn than ổn định, nhập khẩu về phục vụ cho nhu cầu than của các nhà máy nhiệt điện trong nước.

5.3 Phân ngành năng lượng tái tạo

5.3.1 Định hướng phát triển năng lượng tái tạo theo vùng lãnh thổ

Chính phủ Việt Nam đã nỗ lực xây dựng môi trường pháp lý toàn diện nhằm thúc đẩy lĩnh vực năng lượng tái tạo, những nỗ lực nói trên bao gồm việc xây dựng chính sách và ban hành các văn bản Luật, Nghị định, Quyết định, Thông tư và Chỉ thị của Quốc hội cũng như các Bộ, ngành liên quan như Bộ Công Thương, Bộ Kế hoạch và Đầu tư (Bộ KHĐT), Bộ Xây dựng (Bộ XD), Cục Điện lực và Năng lượng Tái tạo (EREA), Cục Điều tiết Điện

lực Việt Nam (ERAV) và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Cơ chế, chính sách hiện hành được phân thành nhiều cấu phần, trong đó tập trung chủ yếu vào việc xây dựng các Chiến lược, Quy hoạch tổng thể nhằm thiết lập mục tiêu phát triển NLTT trong từng thời kỳ cụ thể và cùng với đó Chính phủ cũng ban hành cơ chế khuyến khích nhằm thúc đẩy sự phát triển của NLTT, góp phần đạt được mục tiêu đề ra tại Chiến lược, Quy hoạch.

Chiến lược, Quy hoạch phát triển NLTT

Năng lượng tái tạo cho phát điện

Về chủ trương chính sách, tính đến năm 2020 Chính phủ đặt mục tiêu phát triển NLTT tại **Quyết định số 2068/QĐ-TTg** ngày 25 tháng 11 năm 2015 phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 và **Quyết định số 428/QĐ-TTg** ngày 18 tháng 3 năm 2016 phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 đến 2020 có xét đến 2030. Dưới đây là các diễn giải cụ thể về mục tiêu phát triển điện của từng phân ngành NLTT và các chỉ số nêu trong các Quyết định trên

Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định 2068/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 25/11/2015)

Đối với điện gió:

Sản lượng điện sản xuất từ nguồn điện gió tăng lên khoảng 2,5 tỷ kWh vào năm 2020; khoảng 16 tỷ kWh vào năm 2030 và khoảng 53 tỷ kWh vào năm 2050.

Đối với điện mặt trời:

Điện năng sản xuất từ năng lượng mặt trời tăng lên khoảng 1,4 tỷ kWh vào năm 2020; khoảng 35,4 tỷ kWh vào năm 2030 và khoảng 210 tỷ kWh vào năm 2050.

Đối với điện sinh khối:

Điện năng sản xuất từ sinh khối tăng lên gần 7,8 tỷ kWh năm 2020; khoảng 37 tỷ kWh vào năm 2030 và 85 tỷ kWh vào năm 2050.

Đối với thuỷ điện nhỏ:

Điện năng sản xuất từ nguồn thủy điện tăng lên gần 90 tỷ kWh vào năm 2020; khoảng 96 tỷ kWh từ năm 2030. Quyết định 2068/QĐ-TTg cũng chưa đặt ra mục tiêu phát triển cụ thể cho Thuỷ điện nhỏ.

Tổng hợp mục tiêu phát triển điện từ năng lượng tái tạo theo Chiến lược phát triển NLTT được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 5-4 Mục tiêu phát triển điện từ NLTT theo Chiến lược phát triển NLTT

Loại hình điện tái tạo	Mục tiêu theo sản lượng điện (GWh)			Mục tiêu theo công suất (MW) (*)		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Điện gió	2.500	16.000	53.000	893	5.714	18.929

Điện mặt trời	1.400	35.400	210.000	933	23.600	140.000
Điện sinh khối	7.800	37.000	85.000	1.950	9.250	21.250
Thuỷ điện nhỏ	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Điện từ Chất thải rắn	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Ghi chú: *N/A - Chưa thiết lập mục tiêu cụ thể.*

(*) Mục tiêu phát triển điện tái tạo (theo công suất) được ước tính dựa trên mục tiêu về điện năng sản xuất.

Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 (Tổng sơ đồ điện VII điều chỉnh) ban hành tại Quyết định số 428/QĐ-TTg, ngày 18/3/2016 của Thủ tướng Chính phủ

Đối với điện gió:

Nâng tổng công suất nguồn điện gió lên khoảng 800 MW vào năm 2020, khoảng 2.000 MW vào năm 2025 và khoảng 6.000 MW vào năm 2030.

Đối với điện mặt trời:

Nâng tổng công suất nguồn điện mặt trời lên khoảng 850 MW vào năm 2020, khoảng 4.000 MW vào năm 2025 và khoảng 12.000 MW vào năm 2030.

Đối với điện sinh khối:

Tăng tỷ trọng điện năng sản xuất từ nguồn năng lượng sinh khối đạt khoảng 1% vào năm 2020, khoảng 1,2 % vào năm 2025 và khoảng 2,1% vào năm 2030.

Đối với Thuỷ điện nhỏ:

Theo quyết định 428/QĐ-TTg, tổng công suất các nguồn thuỷ điện (bao gồm thuỷ điện vừa và nhỏ, thuỷ điện tích năng) tăng lên khoảng 21.600 MW vào năm 2020, khoảng 24.600 MW vào năm 2025 và khoảng 27.800 MW vào năm 2030. Tuy nhiên Quyết định 428/QĐ-TTg chưa đặt ra mục tiêu phát triển cụ thể cho Thuỷ điện nhỏ.

Tổng hợp mục tiêu phát triển điện từ năng lượng tái tạo theo TSĐ VII hiệu chỉnh được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 5-5 Mục tiêu phát triển điện từ năng lượng tái tạo theo TSĐ VII hiệu chỉnh

STT	Loại hình điện tái tạo	Mục tiêu (MW)		
		2020	2025	2030
1	Điện gió	800	2.000	6.000
2	Điện mặt trời	850	4.000	12.000
3	Điện sinh khối (*)	663	1.200	3.003
4	Thuỷ điện nhỏ	N/A	N/A	N/A
5	Điện từ Chất thải rắn	N/A	N/A	N/A

Ghi chú: *N/A - chưa thiết lập mục tiêu cụ thể.*

(*) Mục tiêu phát triển điện sinh khối (theo công suất) ước tính dựa trên mục tiêu về tỷ trọng điện năng sản xuất.

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

Tổng hợp mục tiêu phát triển điện từ năng lượng tái tạo theo **Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị** như sau:

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

Về thuỷ điện: Huy động tối đa các nguồn thuỷ điện hiện có. Phát triển có chọn lọc, bổ sung một số thuỷ điện nhỏ và vừa, thuỷ điện tích năng. Có chiến lược hợp tác phát triển thuỷ điện gắn với nhập khẩu điện năng dài hạn từ nước ngoài.

Về điện gió và điện mặt trời: Ưu tiên phát triển phù hợp với khả năng bảo đảm an toàn hệ thống với giá thành điện năng hợp lý. Khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái và trên mặt nước. Xây dựng các chính sách hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi gắn với triển khai thực hiện Chiến lược biển Việt Nam

Về điện sinh khối, rác thải và chất thải rắn: Khai thác tối đa nguồn điện sinh khối đồng phát; tăng cường phát triển các nguồn điện từ rác thải đô thị, chất thải rắn và sinh khối.

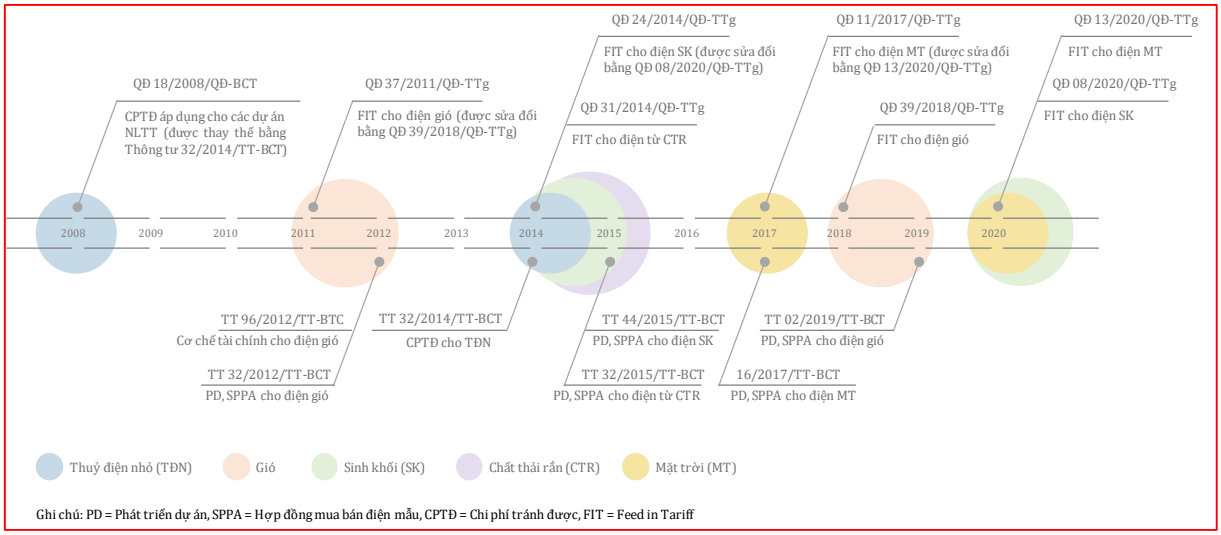
Về sản xuất: Đầu tư hiện đại hoá ngành điện từ khâu sản xuất, truyền tải đến phân phối đáp ứng yêu cầu phát triển của thị trường điện, có khả năng tích hợp quy mô lớn nguồn năng lượng tái tạo; nâng cao khả năng bảo đảm an ninh mạng lưới điện và chất lượng dịch vụ điện.

Về chế tạo thiết bị và dịch vụ: Xây dựng cơ chế, chính sách khuyến khích và hỗ trợ phát triển công nghiệp chế tạo và dịch vụ phục vụ ngành năng lượng theo hướng tăng cường nội lực, hướng đến xuất khẩu; ưu tiên phát triển các ngành chế tạo máy, thiết bị điện.

Cơ chế khuyến khích phát triển NLTT

Để đạt được các mục tiêu NLTT được chỉ ra trong QHĐ VII sửa đổi cũng như Chiến lược phát triển 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 dưới đây minh họa cơ chế khuyến khích chính nhằm thúc đẩy phát triển nguồn NLTT tiềm năng tại Việt Nam, bao gồm Thuỷ điện nhỏ, Gió, Năng lượng mặt trời, Sinh khối và chất thải rắn (CTR).



Hình 5-8 Cơ chế khuyến khích phát triển điện tái tạo hiện hành

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 5-6 Cơ chế khuyến khích cho dự án điện tái tạo nối lưới tại Việt Nam

STT	Cơ chế khuyến khích tài chính và tài khoá	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%

STT	Cơ chế khuyến khích tài chính và tài khoá	Mức độ
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.

Năng lượng tái tạo cho sản xuất nhiệt

Về chủ trương chính sách, tính đến năm 2020 Chính phủ đặt mục tiêu phát triển NLTT tại **Quyết định số 2068/QĐ-TTg** ngày 25 tháng 11 năm 2015 phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050:

Thúc đẩy sự phát triển của công nghệ năng lượng tái tạo và các ngành công nghiệp, xây dựng hệ thống công nghiệp năng lượng tái tạo, đưa tỷ lệ giá trị thiết bị sản xuất trong nước trong lĩnh vực năng lượng tái tạo: Đạt khoảng 30% vào năm 2020; nâng lên đến 60% vào năm 2020; đến năm 2050, đảm bảo đáp ứng nhu cầu trong nước, một phần dành cho xuất khẩu đến các nước trong khu vực và trên thế giới.

Định hướng phát triển NLMT:

Tăng diện tích hấp thụ của các dàn nước nóng năng lượng mặt trời từ khoảng 8 triệu m^2 vào năm 2020, cung cấp 1,1 triệu TOE; khoảng 22 triệu m^2 năm 2030, cung cấp 3,1 triệu TOE và đạt khoảng 41 triệu m^2 vào năm 2050, cung cấp 6 triệu TOE.

Tăng tỷ lệ số hộ gia đình có các thiết bị sử dụng năng lượng mặt trời (dàn đun nước nóng, bếp nấu ăn, sưởi ấm và làm mát không gian, chưng cất nước,... sử dụng năng lượng mặt trời) từ 12% vào năm 2020, khoảng 26% vào năm 2030 và khoảng 50% vào năm 2050.

Định hướng phát triển khí sinh học:

Tăng quy mô sử dụng công nghệ khí sinh học với thể tích xây dựng từ khoảng 8 triệu m^3 vào năm 2020; khoảng 60 triệu m^3 vào năm 2030 và khoảng 100 triệu m^3 vào năm 2050.

Định hướng phát triển khí sinh khối:

Chuyển đổi việc sử dụng năng lượng sinh khối truyền thống trong nấu ăn tại hộ gia đình và trong công nghiệp, tiểu thủ công nghiệp địa phương từ các bếp truyền thống và thiết bị có hiệu suất thấp bằng các bếp, thiết bị chuyển hóa năng lượng sinh khối tiên tiến, hiệu suất cao. Đưa tỷ lệ số hộ gia đình sử dụng bếp tiên tiến, hiệu suất cao từ mức không đáng kể hiện nay lên đạt khoảng 30% vào năm 2020; khoảng 60% vào năm 2025 và từ năm 2030, hầu hết các hộ dân nông thôn đều sử dụng bếp có hiệu suất cao, hợp vệ sinh.

Năng lượng tái tạo cho giao thông

Về chủ trương chính sách, tính đến năm 2020 Chính phủ đặt mục tiêu phát triển NLTT tại **Quyết định số 2068/QĐ-TTg** ngày 25 tháng 11 năm 2015 phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050:

Mục tiêu: Tăng sản lượng nhiên liệu sinh học từ khoảng 800 nghìn TOE, đáp ứng khoảng 5% nhu cầu nhiên liệu của ngành giao thông vận tải vào năm 2020; đạt khoảng 3,7 triệu TOE, đáp ứng khoảng 13% nhu cầu nhiên liệu của ngành giao thông vận tải vào năm 2030; đến năm 2050, sản lượng nhiên liệu sinh học đạt 10,5 triệu TOE, đáp ứng khoảng 25% nhu cầu nhiên liệu của ngành giao thông vận tải.

Định hướng phát phát triển: Tổng năng lượng sinh khối cho sản xuất nhiên liệu sinh học tăng từ 0,8 triệu TOE vào năm 2020; lên khoảng 6,4 triệu TOE vào năm 2030 và khoảng 19,5 triệu TOE vào năm 2050.

5.3.2 Tiềm năng và khả năng khai thác các nguồn năng lượng tái tạo

Cơ sở dữ liệu cho đánh giá tiềm năng NLTT

Cơ sở dữ liệu cho đánh giá tiềm năng năng lượng tái tạo được xem xét và lấy từ bốn nguồn chính sau:

- Niên giám thống kê
- Các báo cáo nghiên cứu chuyên ngành, đa ngành liên quan đến NL và NLTT
- Các quy hoạch và kế hoạch phát triển ngành
- Các công trình khoa học trong và ngoài nước được đã được trình bày và báo cáo có liên quan đến NLTT...
- Ngoài ra còn tham khảo tư liệu tại các nguồn khác.

<u>Nguồn Thuỷ điện nhỏ</u>

- Quy hoạch TĐN toàn quốc, công suất 0,1-30 MW, Quyết định số: 3454/QĐ-BCN ngày 18 tháng 10 năm 2005 của Bộ Công Nghiệp về phê duyệt Quy hoạch thủy điện nhỏ toàn quốc.
- Thông tư số 43/2012/TT-BCT (Thông tư 43) về quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng dự án thủy điện và vận hành khai thác công trình thủy điện
- Quyết định số 2046/QĐ-BCT Kế hoạch hành động thực hiện Nghị quyết 62 của Quốc hội và Nghị quyết 11 của Chính phủ;
- Quy hoạch TĐN các tỉnh, VNL và các công ty tư vấn xây dựng điện.
- Đề tài nghiên cứu đánh giá tính khả thi của việc sử dụng NLTT quy mô công nghiệp, VNL.
- Tổng sơ đồ phát triển điện giai lực Quốc gia đoạn VII hiệu chỉnh.

<u>Nguồn Năng lượng Sinh khối</u>

Đánh giá tiềm năng nguồn gỗ cho năng lượng:

- Diện tích rừng hiện có năm 2019 phân theo địa phương
- Diện tích rừng trồng tập trung
- Diện tích rừng trồng tập trung phân theo địa phương

- Sản lượng gỗ khai thác phân theo địa phương
- Sản lượng gỗ chế biến hàng năm
- Các kết quả nghiên cứu và báo cáo khác

Đánh giá tiềm năng nguồn phế thải nông nghiệp cho năng lượng:

- Năng suất và sản lượng các loại cây nông nghiệp hàng năm
- Số các cơ sở xay xát thóc gạo
- Các cơ sở chế biến mía đường
- Các cơ sở chế biến cà phê, dừa, hạt điều....
- Tổng sơ đồ phát triển điện giai lực Quốc gia đoạn VII hiệu chỉnh
- Các kết quả nghiên cứu và báo cáo khác

<u>Nguồn Năng lượng MT</u>

- Tổng bức xạ mặt trời trung bình theo tháng, năm và khu vực (KTTV)
- Số giờ nắng trung bình năm tại các trạm khí tượng theo khu vực (KTTV)
- Bản đồ bức xạ mặt trời và bản đồ tiềm năng năng lượng mặt trời Việt Nam trong khuôn khổ dự án Hỗ trợ kỹ thuật "Thúc đẩy phát triển Năng lượng mặt trời tại Việt Nam" do Chính phủ Tây Ban Nha tài trợ không hoàn lại. Năm thực hiện 2013-2014;
- Bản đồ bức xạ mặt trời Việt Nam do 3 viện nghiên cứu hàng đầu của Tây Ban Nha là CIEMAT, CENER, IDEA lập;
- Bản đồ quy hoạch sử dụng đất các tỉnh;
- Tổng sơ đồ phát triển điện giai lực Quốc gia đoạn VII hiệu chỉnh;
- Các kết quả nghiên cứu và báo cáo khác.

<u>Nguồn Năng lượng Gió</u>

- Vận tốc gió trung bình tháng, năm tại một số trạm khí tượng trong cả nước
- Mật độ năng lượng gió trung bình tháng và năm tại một số trạm khí tượng
- Tần suất vận tốc gió tại một số trạm khí tượng
- Số liệu khí tượng vệ tinh của Cơ quan Hàng không Vũ trụ Mỹ
- Tập bản đồ nguồn năng lượng gió của Đông Nam Á gồm bốn nước: Campuchia, Lào, Thái Lan và Việt Nam[1]. (Ngân hàng Thế giới, năm 2001).
- Công trình nghiên cứu "Nghiên cứu đánh giá tiềm năng NLTT ở châu Á:

[1] TrueWind Solutions, 2000. Wind energy resource atlas of Southeast Asia, LLC, New York.

- Tiềm năng năng lượng gió" xuất bản trên tạp chí "Nature and societies" năm 1996[2]
- Đề án "Quy hoạch tiềm năng NLG để phát điện" của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)[3]
- Dự án "Đánh giá tài nguyên gió tại các vị trí lựa chọn ở Việt Nam" do Ngân hàng Thế giới tài trợ bắt đầu thực hiện từ tháng 01/2008
- Quy hoạch phát triển điện gió Việt Nam (thực hiện trong thời gian từ 2014-2018);
- Tổng sơ đồ phát triển điện giai lực Quốc gia đoạn VII hiệu chỉnh;
- Bản đồ quy hoạch sử dụng đất các tỉnh;
- Các nguồn số liệu khác

Nguồn Năng lượng Địa nhiệt

- Đề tài nghiên cứu đánh giá tính khả thi của việc khai thác điện địa nhiệt quy mô công nghiệp, Viện địa chất và khoáng sản, 2005;
- Bản đồ quy hoach sử dụng đất các tỉnh;

Nguồn Năng lượng cho nhiên liệu sinh học

- Diện tích và sản lượng lương thực có hạt
- Diện tích và sản lượng lúa cả năm
- Sản lượng ngô phân theo địa phương
- Sản lượng sắn phân theo địa phương
- Diện tích mía phân theo địa phương
- Sản lượng lạc phân theo địa phương
- Sản lượng đậu tương phân theo địa phương
- Đề án chiến lược phát triển nhiên liệu sinh học ở VN đến năm 2015, tầm nhìn 2025, Bộ Công thương, 2007
- Các kết quả nghiên cứu và báo cáo khác

Nguồn Năng lượng thuỷ triều

- Đặc điểm địa hình và kiến tạo địa chất của các vịnh, vụng, vũng, đầm ở ven bờ biển Việt Nam.
- Chế độ, độ cao thuỷ triều và độ lớn triều trung bình ven bờ biển Việt Nam
- Báo cáo đánh giá tiềm năng năng lượng thuỷ triều ở Việt Nam (VNL), 2005
- Bản đồ quy hoạch biển;

[2] Yukimaru Shimizu et al., 1996. Investigation Studies on Renewable Energy Resources in Asia: Wind Energy Resources Around Asia Continental, *Nature and Societies*, Vol. 3, pp. 261-269, 1996.
[3] Electricity of Vietnam, 2007. Wind resource assessment for power generation.

Nguồn Rác thải sinh hoạt cho sản xuất Năng lượng

- Chương trình nghị sự 21 quốc gia về tài nguyên và môi trường (NREAGENDA 21)
- Các dự án khả thi và báo cáo nghiên cứu khác

Tiềm năng năng lượng tái tạo

Năng lương gió

Tiềm năng lý thuyết

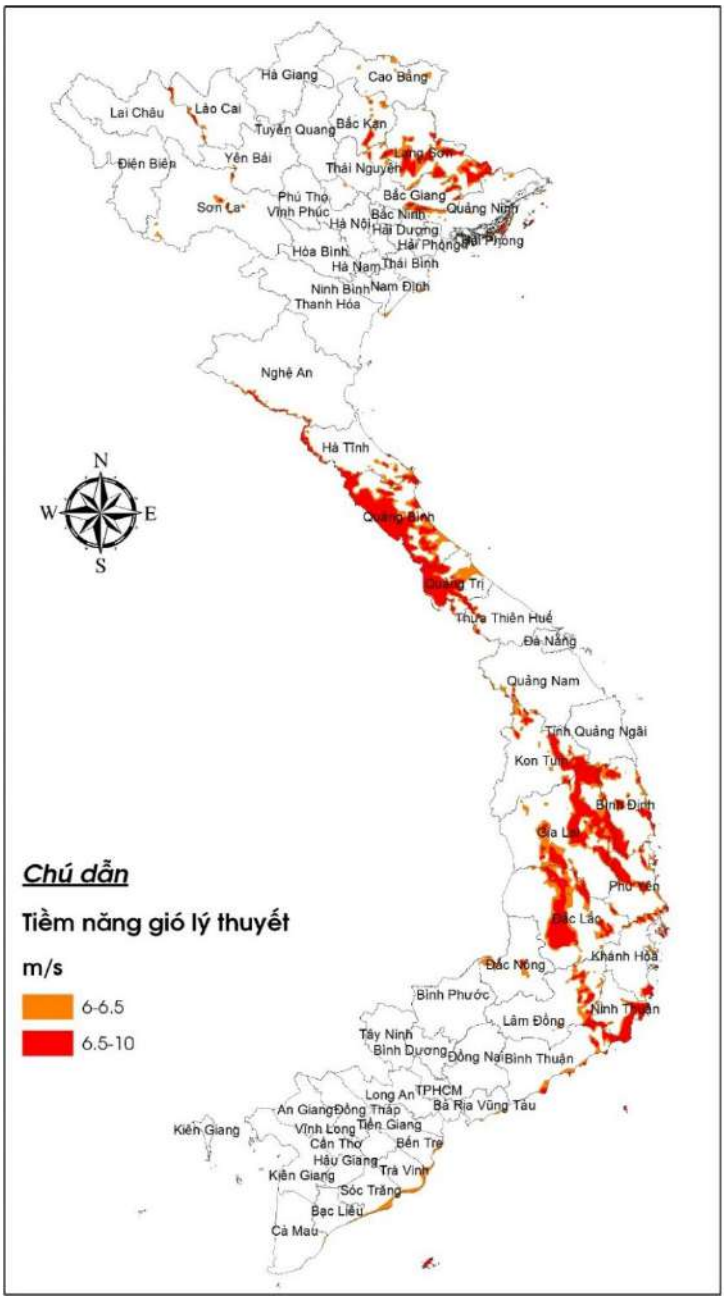
Theo Thông tư 06/2013/TT-BCT thì "Tiềm năng điện gió lý thuyết" là tiềm năng điện gió được xác định với vận tốc gió từ 6,0 m/s trở lên ở độ cao 80m. Tuy nhiên, phần lớn diện tích này là khu vực đất nằm dọc ven biển Nam Trung Bộ, Nam Bộ, khu vực Tây Nguyên, khu vực Bắc Trung Bộ và một phần diện tích nhỏ ở khu vực miền Bắc.

Bảng 5-7 Tiềm năng lý thuyết điện 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)	27.505	16.070	19.187	**62.762**

Để xác định lượng công suất có thể lắp đặt trên tiềm năng diện tích 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/km^2 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** [4] (Xem hình dưới đây).

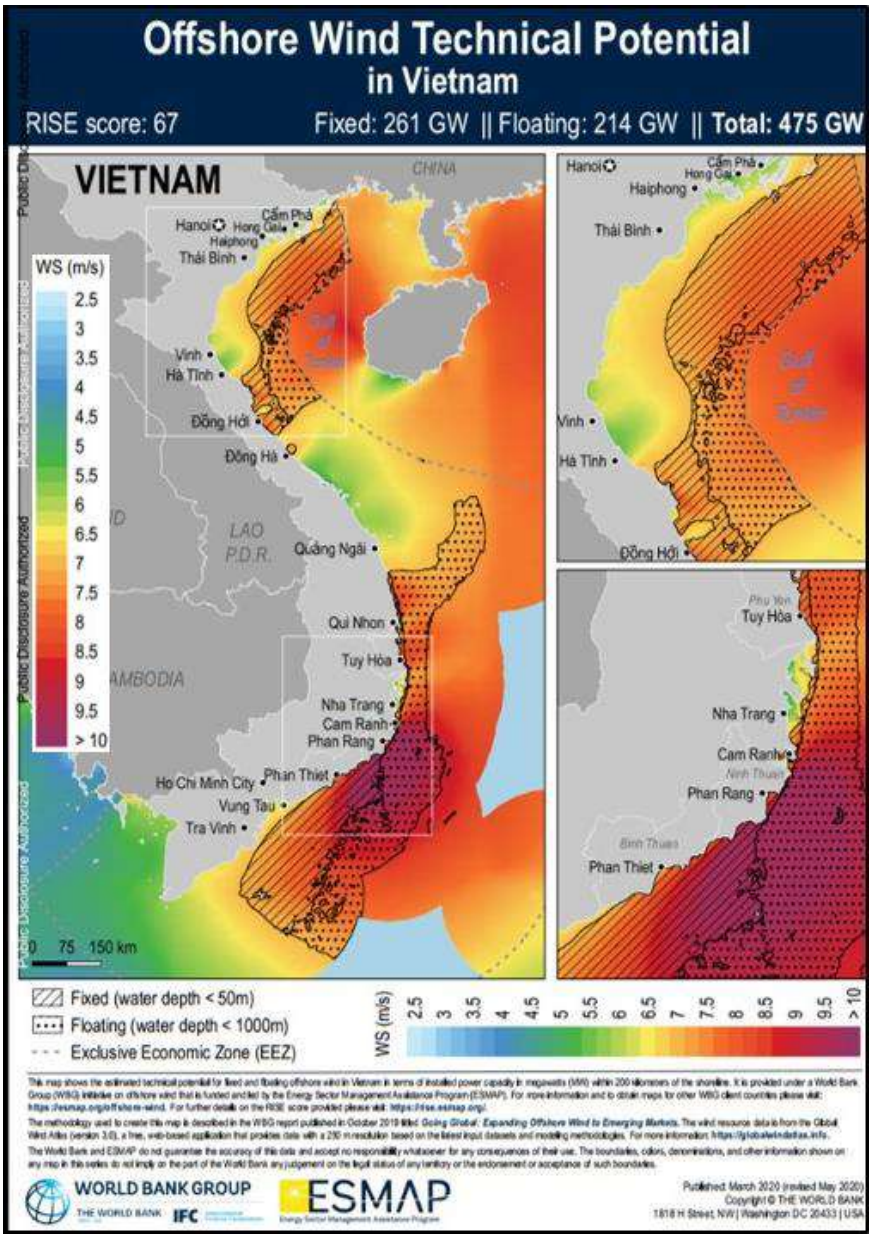
[4] Tiềm năng lý thuyết này được tính theo Thông tư 06/2013/TT-BCT cho tốc độ gió từ 6m/s trở lên.



Hình 5-9 Bản đồ tiềm năng gió lý thuyết theo thông tư 06/2013/TT-BCT

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 475GW[5] (Xem hình dưới đây).

[5] *Theo đánh giá của nhóm lập Tổng sơ đồ điện 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, chồng 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 trong báo cáo Tổng sơ đồ điện 8 này, xem phần tiềm năng kỹ thuật*



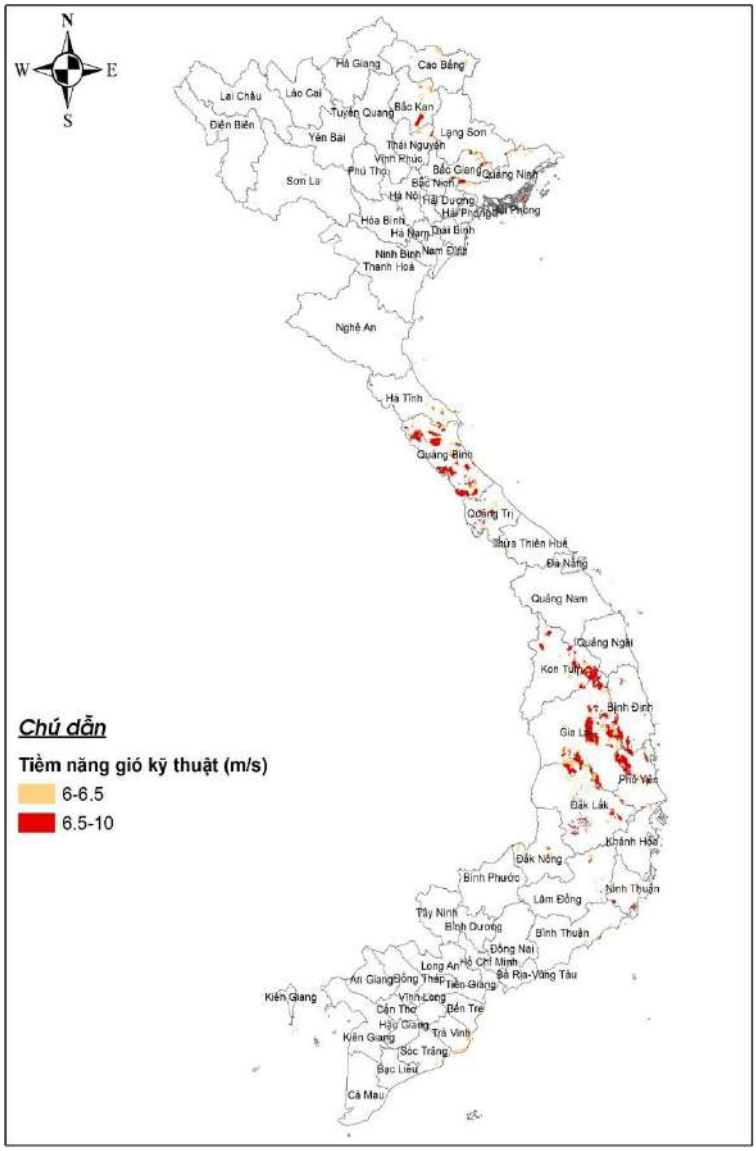
Hình 5-10 Tiềm năng lý thuyết - kỹ thuật điện gió ngoài khơi

Tiềm năng kỹ thuật

- Tiềm năng kỹ thuật gió trên bờ.

+ Đối với quy mô công nghiệp, các tuabin gió hiện nay đều phát điện ở tốc độ gió trên 3 m/s, do đó tiềm năng gió kỹ thuật có thể xem xét từ tiềm năng gió lý thuyết ứng với tốc độ gió trên 3m/s, các điều kiện tự nhiên và điều kiện kỹ thuật như sử dụng đất, độ dốc, độ cao... Như vậy, diện tích đất ứng với Với tốc độ gió trên 3m/s sẽ đạt 290907 km^2.

+ Trên cơ sở thông tư 06/2013/TT-BCT, tiềm năng điện gió kỹ thuật ứng với tốc độ gió trên 6 m/s tại độ cao 80m có diện tích 9649 km^2. Theo đó, khu vực diện tích lớn nhất là Tây Nguyên 4774 km^2, tiếp đến là khu vực Bắc Trung bộ (2214 km^2), Duyên Hải Nam Trung bộ. (Xem hình dưới đây).



Hình 5-11 Bản đồ tiềm năng gió kỹ thuật – theo thông tư 06/2013/TT-BCT

+ Dưới đây là bảng tiềm năng điện gió kỹ thuật phân theo các tỉnh với phần lớn tiềm năng tập trung ở các tỉnh miền Trung như Đắk Lắk, Gia Lai, Quảng Bình, Phú Yên, Kon Tum.

Bảng 5-8 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**

Khoảng tốc độ gió (m/s)	Tiềm năng (km^2)				Tiềm năng (MW)			
	Bắc	Trung	Nam	Tổng	Bắc	Trung	Nam	Tổng
> 8	0	14	0	**14**	0	72	0	**72**
Tổng	**2464**	**25707**	**14438**	**42608**	**12564**	**131103**	**73635**	**217.305**

Chi tiết xem phần phụ lục tính toán tiềm năng

+ Qua phân tích và tính toán, tổng tiềm năng kỹ thuật cho cả nước có thể đạt 42608 km^2 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 diện gió trên đất liền còn khoảng 47 GW.

- Tiềm năng kỹ thuật 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 ven biển phía bắc.

+ 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 ≤5 0m) khoảng 132 GW và móng nổi khoảng 30GW.

Bảng 5-9 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
IV	Khu vực nam bộ	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**

Chi tiết xem phần phụ lục tính toán tiềm năng

+ Qua phân tích và tính toán, tiềm năng kỹ thuật cho điện gió ngoài khơi có thể đạt **31.808** km^2 hoặc **162.200MW** *(Nguồn DEA/EREA).*

Năng lượng mặt trời

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/km^2 đối với các mô đun silicon). Theo khảo sát các dự án lớn và thảo luận với các nhà lắp đặt hệ thống ĐMTcho 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/km^2. 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/km^2 từ nay đến năm 2050**[6] là phù hợp.
- Hệ số công suất trung bình năm của nhà máy ĐMT nếu nó phát điện liên tục cả năm ở công suất định mức.

$$Hệ\ số\ công\ suất = \frac{Sản\ lượng\ ĐMT\ phát\ trong\ năm}{8760h\ X\ công\ suất\ của\ dàn\ pin}$$

- Trong đánh giá này, chúng tôi 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.

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 của sẽ được tính toán dự 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.

Tiềm năng năng lượng mặt trời áp mái

- Tiềm năng sản xuất điện: 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 chỉ chiếm 20-40% diện tích mái của các hộ gia đình tùy theo khu vực.

- Tiềm năng sản xuất nhiệt: Tiềm năng kỹ thuật sản xuất nhiệt mặt trời, dựa theo các số liệu và giả định dưới đây:

---

[6] *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, trục cố định) 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/km^2.*

+ Tính sơ bộ cho đến năm 2019, cả nước có khoảng gần 2,7 triệu bình đun nước nóng bằng điện cỡ công suất từ 2kW - 5kW, sẽ còn tăng nhanh theo tốc độ xây dựng nhà ở, dịch vụ và du lịch. Cả nước, có hơn 96 triệu dân với gần 27 triệu hộ gia đình, nếu ước tính có 10% số hộ dân (2,7 triệu hộ dân) dùng thiết bị ĐNNMT, thì hàng năm tiết kiệm được khoảng 990 GWh/năm[7]. Trong giai đoạn 2020 - 2030, tỷ lệ tăng bình quân số hộ dân cư là 2.2%/năm, giai đoạn 2030 – 2050 là 2,5%/năm[8].

+ Sấy nông sản và thuỷ, hải sản: cần xây dựng hệ thống sấy hỗn hợp giữa năng lượng mặt trời và nguồn năng lượng khác thì sản phẩm sẽ đạt năng suất cao và chất lượng tốt. Tiềm năng kỹ thuật NLMT cho sản xuất nhiệt sử dụng cho sấy nông sản và thuỷ, hải sản (sử dụng thiết bị sấy mặt trời) chưa phát triển, do vậy đề án không đánh giá tiềm năng trong giai đoạn đến năm 2050.

Bảng 5-10 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 tính toán tiềm năng

Bảng 5-11 Tiềm năng kỹ thuật ĐMT trên mặt nước

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	16.141	26,974,318
II	Khu vực Bắc trung bộ	8.895	14,231,346
III	Khu vực Trung trung bộ	10.872	18,116,781
IV	Khu vực Tây nguyên	8.855	14,167,771
V	Khu vực Nam trung bộ	10.872	17,394,291
VI	Khu vực Nam bộ	20.396	32,596,591
Tổng		**76.481**	**123.481.098**

Chi tiết xem phần phụ lục tính toán tiềm năng

Bảng 5-12 Tiềm năng kỹ thuật ĐMT 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

[7] (*Nguồn: Viện Năng lượng*)
[8] *Nội suy từ kết quả tổng điều tra dân số và nhà ở năm 2019 - Nguồn: Viện Năng lượng*

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
VI	Khu vực Nam bộ	22.091	38,591,658
TỔNG		**48.491**	**76.342.864**

Chi tiết xem phần phụ lục tính toán tiềm năng

Bảng 5-13 Tiềm năng kỹ thuật đun nước nóng từ NLMT (ĐNNMT)

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	Diện tích dàn nước nóng (m^2)	Sinh hoạt		CN, NN & DV	
			MWh/năm	TOE/năm	MWh/năm	TOE/năm
I	Khu vực Bắc Bộ	9.265	1.212.710	104,29	1.251,52	**1.355,81**
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	2.417	316.420	27,21	326,55	**353,76**
III	Khu vực Trung Trung Bộ	1.485	194.410	16,72	200,63	**217,35**
IV	Khu vực Tây Nguyên	1.201	157.160	13,52	162,19	**175,70**
V	Khu vực Nam Trung Bộ	1.772	231.950	19,95	239,37	**259,32**
VI	Khu vực Nam Bộ	8.806	1.152.620	99,13	1.189,50	**1.288,63**
	Tổng	**24.946**	**3.265.270**	**280,81**	**3.369,76**	**3.650,57**

Năng lượng sinh khối

Tiềm năng lý thuyết

Tiềm năng lý thuyết nguồn sinh khối là tổng sản lượng SK hàng năm lớn nhất, được tính toán dựa trên các giả định toàn bộ lượng SK tạo ra được thu gom một cách bền vững và chưa tính đến các giới hạn trong khai thác, tiếp cận nguồn và kỹ thuật thu gom. Tiềm năng này được tính toán theo từng loại cây trồng, dựa trên diện tích, năng suất, sản lượng và tỷ lệ SK.

Ước tính, đến năm 2030 tổng tiềm năng lý thuyết nguồn sinh khối đạt khoảng 18,5 nghìn MW (tương ứng với sản lượng điện hàng năm dự kiến khoảng 113,25 triệu MWh) và năm 2050 đạt khoảng 19,7 nghìn MW (tương ứng 120,3 triệu MWh), tương ứng với mức tăng trưởng khoảng 1,9%/năm cho giai đoạn từ nay đến năm 2030 và tăng khoảng 0,6%/năm cho giai đoạn 2031 - 2050.

Tiềm năng kỹ thuật

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.

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 củi là những nguồn sinh khối có khả năng khai thác cho sản xuất điện lớn nhất, tiếp đến là các nguồn trấu và rơm rạ.

Bảng 5-14 Tiềm năng kỹ thuật nguồn NLSK

Đơn vị: MW

TT	Vùng	Trấu (MW)	Gỗ (MW)	Bã mía (MW)	Rơm rạ (MW)	Sinh khối khác	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 bô	-	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

Tiềm năng tài chính

Tiềm năng tài chính nguồn sinh khối: được định nghĩa là một phần tiềm năng kỹ thuật khi đáp ứng các tiêu chí về chi phí - lợi ích kinh tế trong từng điều kiện, giai đoạn nhất định. Tiềm năng thương mại thường đề cập đến các dạng SK thứ cấp, tuy nhiên, trong một số trường hợp SK sơ cấp cũng được xem xét.

- Tiềm năng tài chính nguồn NLSK sản xuất điện

+ Chi tiết khả năng khai thác nguồn sinh khối cho sản xuất điện năm 2030 và 2050 theo theo từng vùng kinh tế được tổng hợp trong các bảng dưới đây.

Bảng 5-15 Tiềm năng tài chính nguồn NLSK theo vùng kinh tế đến năm 2050

Đơn vị: MW

TÊN VÙNG / TỈNH	Gỗ củi	Gỗ NL	Bã mía	Trấu	Rơm rạ	SK khác	Tổng
Kịch bản 1	**0**	**0**	**470**	**0**	**0**	**0**	**470**
KV Bắc Bộ	0	0	37	0	0	0	**37**
KV Miền Trung	0	0	145	0	0	0	**145**

TÊN VÙNG / TỈNH	Gỗ củi	Gỗ NL	Bã mía	Trấu	Rơm rạ	SK khác	Tổng
KV Tây Nguyên	0	0	99	0	0	0	**99**
KV Nam Bộ	0	0	189	0	0	0	**189**
Kịch bản 2	**370**	**1800**	**470**	**0**	**0**	**360**	**3000**
KV Bắc Bộ	0	108	37	0	0	180	**325**
KV Miền Trung	0	260	145	0	0	155	**560**
KV Tây Nguyên	0	60	99	0	0	25	**184**
KV Nam Bộ	370	1372	189	0	0	0	**1931**
Kịch bản 3	**370**	**3360**	**470**	**1324**	**0**	**360**	**5884**
KV Bắc Bộ	0	1120	37	0	0	180	**1337**
KV Miền Trung	0	1181	145	0	0	155	**1481**
KV Tây Nguyên	0	533	99	0	0	25	**657**
KV Nam Bộ	370	526	189	1324	0	0	**2409**
Kịch bản 4	**370**	**3360**	**470**	**1324**	**1300**	**360**	**7184**
KV Bắc Bộ	0	1120	37	0	430	180	**1767**
KV Miền Trung	0	1181	145	0	490	155	**1971**
KV Tây Nguyên	0	533	99	0	220	25	**877**
KV Nam Bộ	370	526	189	1324	160	0	**2569**

+ Như vậy, khi xem xét đến yếu tố "giá", khả năng khai thác nguồn sinh khối cho sản xuất điện thay đổi theo từng kịch bản khai thác như đã nêu trên đây. ***Với kịch bản 4 giá điện sinh khối tối đa là 12,85 UScent/kWh, đến năm 2050 có thể khai thác được 7.184 MW điện sinh khối, bao gồm các dạng sinh khối như bã mía, trấu, gỗ NL, rơm rạ và sinh khối khác.***

- Tiềm năng tài chính nguồn NLSK sản xuất nhiệt

+ Năng lượng sinh khối (NLSK) ở Việt Nam mà người nông dân đang sử dụng (có sẵn hoặc tự kiếm), ước tính có khoảng 40 - 60% người dân nông thôn còn phụ thuộc vào NLSK để giải quyết nhu cầu đun nấu hàng ngày. NLSK cũng là nguồn NL được sử dụng làm nhiên liệu đốt trong một số ngành sản xuất tiểu thủ công nghiệp địa phương khác nhau như nung gạch, ngói, vôi, sành sứ, chế biến lương thực thực phẩm...

Bảng 5-16 Tiêu thụ NLSK theo loại SK & loại sử dụng [9]

Đơn vị: KTOE

Theo loại sử dụng cuối cùng		Theo loại sinh khối					Tổng
		Gỗ củi	Trấu	Rơm	Bã mía	SK khác	
Nhiệt	Các bếp (nấu ăn HGĐ)	11.600	1,100	3.200	300	1.500	**17.700**
	Các lò nung (VLXD)	1.700	400	-	-	550	**2.650**
	Các lò đốt (CBNS- TP)	2.700	300	-	200	1.700	**4.900**
Điện	Đồng phát NL	-	-	-	-	-	-
Tổng		**16.000**	**1.800**	**3.200**	**500**	**3.750**	**25.250**

Nguồn: *VNL, báo cáo nghiên cứu mẫu về quy hoạch NL gỗ ở Việt nam*

Bảng 5-17 Tiềm năng nguồn NLSK cho sản suất nhiệt

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	SẢN LƯỢNG NHIỆT (TOE)
I	Khu vực Bắc bộ	9.400.000
II	Khu vực Bắc trung bộ	2.450.000
III	Khu vực Trung trung bộ	1.500.000
IV	Khu vực Tây nguyên	1.200.000
V	Khu vực Nam trung bộ	1.850.000
VI	Khu vực Nam bộ	8.850.000
Tổng		**25.250.000**

Năng lượng chất thải rắn

Tiềm năng lý thuyết

Tiềm năng lý thuyết đến năm 2050 được tính dựa vào tổng lượng CTR 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 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.

Tính đến năm 2030, các tỉnh có tiềm năng lý thuyết với quy mô công suất lớn hơn 100MW bao gồm 7 tỉnh thành: Hà Nội, TP Hồ Chí Minh, Bà Rịa – Vũng Tàu, Đồng Nai, Bình Định, Bình Dương, Hưng Yên. Ngược lại, các tỉnh có tiềm năng lý thuyết

[9] Nội suy từ kết quả đánh gía cho năm 2004 & 2008

thấp với quy mô công suất dưới 10MW bao gồm các tỉnh thành: Bắc Kạn, Đắk Lắk, Điện Biên, Hà Giang, Lai Châu, Lào Cai. Tiềm năng lý thuyết tập trung chủ yếu tại các khu đô thị lớn, khu kinh tế trọng điểm.

Đến năm 2040, toàn bộ 63/63 tỉnh, thành phố Trung ương có tiềm năng lý thuyết với quy mô công suất lớn hơn 10MW. Đây là động lực để các địa phương chuẩn bị công tác lập quy hoạch và triển khai các dự án nguồn điện sử dụng CTR.

Đến năm 2050, tỷ lệ 33,33% (21/63) địa phương có tiềm năng lý thuyết với quy mô công suất lớn hơn 100MW, trong đó đặc biệt là tỉnh Bình Dương với quy mô công suất lên đến 1.949,55MW, chiếm tới 23,50% tiềm năng lý thuyết của cả nước. Đối với tỉnh Bình Dương cần sớm nghiên cứu địa điểm và quy hoạch ngay từ bây giờ để cụ thể hoá tiềm năng này.

Tiềm năng kỹ thuật

Các tiêu chí đánh giá tiềm năng kỹ thuật phát điện sử dụng CTR:

- 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 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.
+ Ở mức độ quy hoạch, vấn đề cơ sở hạ tầng trên địa bàn rộng lớn, việc đánh giá là khó khăn.

Bốn tỉnh có tiềm năng kỹ thuật lớn nhất và quy mô công suất lớn hơn 100MW bao gồm Đồng Nai, Hà Nội, Long An và TP Hồ Chí Minh với giá trị lần lượt là 133MW, 102MW, 220MW và 176MW đến năm 2050. Ngược lại, các tỉnh có tiềm năng kỹ thuật dưới 5MW đến năm 2050 bao gồm 27 tỉnh, chiếm khoảng 43% tổng số 63 tỉnh, thành phố trung ương. Hầu hết các tỉnh này ở khu vực miền núi, duyên hải miền trung và khu vực vùng sâu, vùng xa với mật độ dân số thấp.

Tiềm năng tài chính

Các tiêu chí đánh giá tiềm năng thương mại như sau:

- Căn cứ thông tư số 32/2015/TT-BCT ngày 8/10/2015 của Bộ Công Thương quy định - Bên mua điện có trách nhiệm mua toàn bộ sản lượng điện từ các dự án phát điện sử dụng CTR nối lưới với giá mua điện tại điểm giao nhận điện,

chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, đối với các dự án phát điện đốt CTR trực tiếp là 10,05 UScents/kWh, tương đương 2.114 đồng/kWh;

- Căn cứ vào tiềm năng kỹ thuật nguồn CTR cho phát điện đã được xác định tại các phần trên, các khu xử lý có công suất khoảng 5MW sẽ được xem xét đưa vào danh mục có tiềm năng thương mại.
- Các đặc điểm kinh tế kỹ thuật chính của dự án phát điện sử dụng CTR.

Đến năm 2050, trên toàn quốc gồm 30 tỉnh có tiềm năng tài chính, trong đó, ba tỉnh có tiềm năng tài chính lớn nhất và công suất lớn hơn 50MW bao gồm tỉnh Long An, TP Hà Nội, và TP Hồ Chí Minh với giá trị lần lượt là 220MW, 60MW và 160MW đến năm 2025. Theo kết quả đánh giá tài chính, ba địa phương này được kiến nghị ưu tiên phát triển các dự án thí điểm.

Thủy điện nhỏ

Đánh giá tiềm năng thủy điện nhỏ (với công suất lắp máy từ 1÷ 30 MW/trạm), có hai tiếp cận được xem xét đó là: Tiếp cận với các nguồn thông tin về quy hoạch, Nghị định, Thông tư, ... và phân tích nghiên cứu, tính toán.

Các bước thực hiện đánh giá tiềm năng thủy điện nhỏ:

- 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.

Theo đánh giá và báo cáo (kết quả nghiên cứu phân ngưỡng công suất TĐN, Bộ Công nghiệp, 8/2006), thì tiềm năng kỹ thuật TĐN Việt Nam có công suất từ 0,1MW ÷ 30MW/trạm có khoảng 497 DA, tổng công suất lắp đặt khoảng 4.991,37 MW, điện năng trung bình 20,39TWh/năm, chiếm 10 ÷12% tổng trữ năng lý thuyết nguồn thủy điện toàn quốc. Trong đó: Tiềm năng TĐN phân bố tại 38 tỉnh thành phố, 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.

Theo các yêu cầu Nghị quyết 62 của Quốc hội, trên cơ sở cập nhật số liệu thuỷ điện nhỏ của một số tỉnh, tính đến năm 2018 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 $\sum N_{lm}$= 2.435,15MW.
- Nhà máy chưa nghiên cứu đầu tư 67 Dự án với tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm}$= 424,78 MW.

Năng lượng tái tạo khác

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 bước 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, vụng, vũng, đầm..., 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:

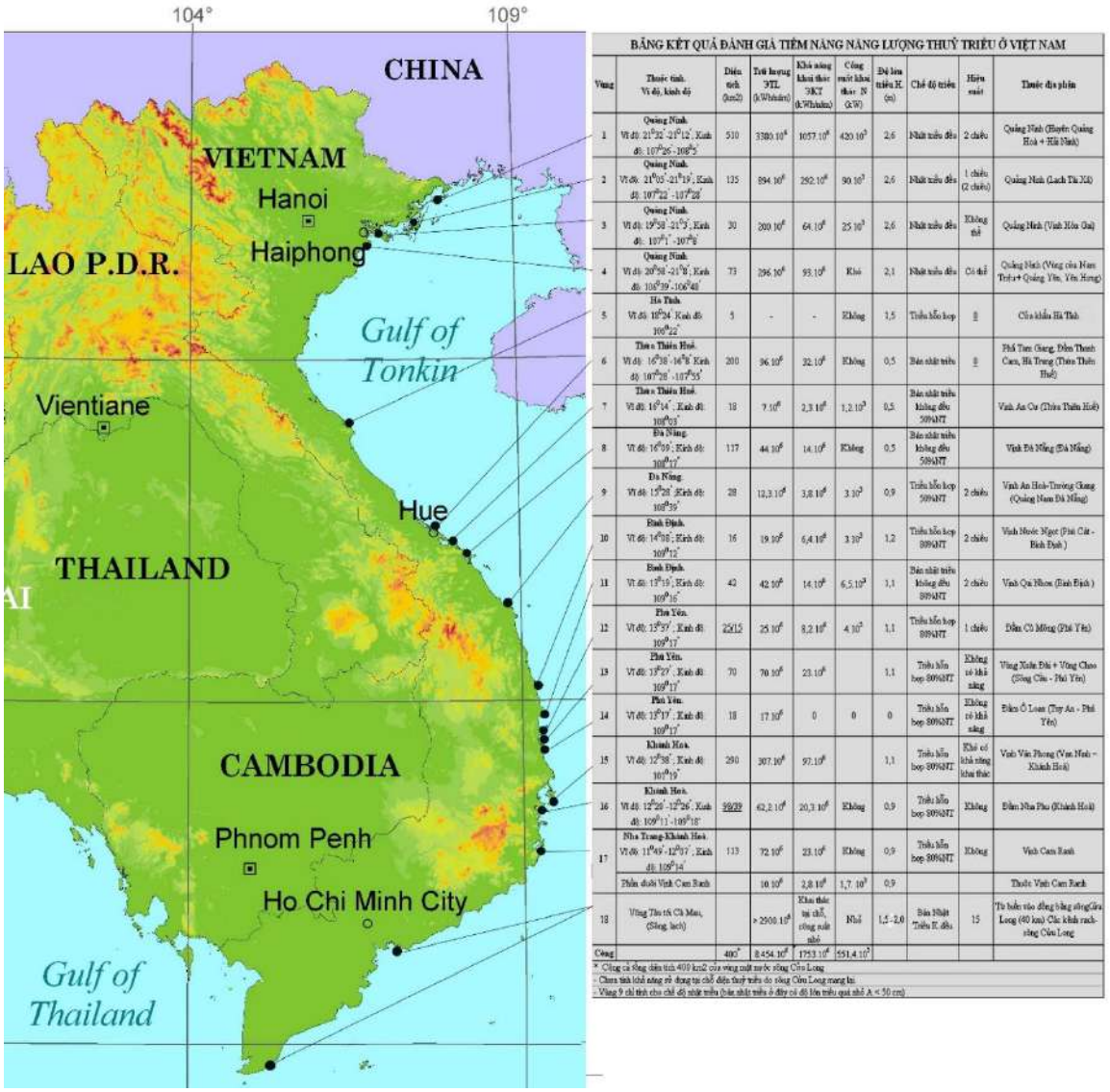
- Tiềm năng năng lượng thuỷ triều ở nước ta không lớn.
- Có khá nhiều vị trí (vũng, vịnh) về mặt địa hình rất thuận lợi cho việc xây dựng điện thuỷ triều, nhưng ngược lại trữ lượng không lớn.
- Nước ta chỉ có hai vùng (1) và (2) có diện tích lớn, độ lớn triều ở mức trung bình (so với thế giới) nhưng lại là nhật triều đều, do vậy trữ lượng chỉ bằng 1/2 so với chế độ triều là bán nhật triều (các nước trên thế giới có các nhà máy điện thuỷ triều chủ yếu với chế độ triều là bán nhật triều).
- Ngoài hai vùng (1) và (2) còn có các mã 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 nhật 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.

Trữ lượng điện năng thuỷ triều của Việt Nam chỉ vào khoảng 1,6 tỷ KWh/năm và tập trung chủ yếu ở vùng bờ biển tỉnh Quảng Ninh (~1,3 tỷ KWh/năm), ngoài ra còn vào khoảng ~ 0,2 tỷ KWh/năm có thể được khai thác với công suất nhỏ trong vùng hạ lưu của hệ thống sông Cửu Long.

Điện năng thuỷ triều có khả năng khai thác cao nhất ~ 1,3 ÷1,5 tỷ kWh/năm và bị hạn chế bởi các điều kiện sau :

- Thuỷ triều có chế độ là nhật triều đều
- Độ lớn triều không cao (A_{TB} = 2÷ 2,7 m)

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.



BẢNG KẾT QUẢ ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG NĂNG LƯỢNG THUỶ TRIỀU Ở VIỆT NAM

Vùng	Thuộc tỉnh. Vĩ độ, kinh độ	Diện tích (km2)	Tổ hợp TTL (kWh/năm)	Khả năng khai thác TKT (kWh/năm)	Công suất khai thác N (kW)	Độ lớn triều H. (m)	Chế độ triều	Hiệu suất	Thuộc địa phận
1	Quảng Ninh. Vĩ độ: 21°32' -21°12', Kinh độ: 107°26 -108°5'	510	3380.10^6	1057.10^6	420.10^3	2,6	Nhật triều đều	2 chiều	Quảng Ninh (Huyện Quảng Hoà + Hải Ninh)
2	Quảng Ninh. Vĩ độ: 21°05' -21°19', Kinh độ: 107°22 -107°28'	135	894.10^6	292.10^6	90.10^3	2,6	Nhật triều đều	1 chiều (2 chiều)	Quảng Ninh (Lạch Tắc Mũ)
3	Quảng Ninh. Vĩ độ: 19°58' -21°5', Kinh độ: 107°1' -107°8'	30	200.10^6	64.10^6	25.10^3	2,6	Nhật triều đều	Không thể	Quảng Ninh (Vịnh Hòn Gai)
4	Quảng Ninh. Vĩ độ: 20°58' -21°8', Kinh độ: 106°39 -106°48'	73	296.10^6	93.10^6	Khó	2,1	Nhật triều đều	Có thể	Quảng Ninh (Vùng cửa Mau Trắng+ Quảng Yên, Yên Hưng)
5	Hà Tĩnh. Vĩ độ: 18°24' Kinh độ: 106°22'	5	-	-	Không	1,5	Triều hỗn hợp	Ít	Cửa khẩu Hà Tĩnh
6	Thừa Thiên Huế. Vĩ độ: 16°38' -16°8' Kinh độ: 107°28' -107°55'	200	96.10^6	32.10^6	Không	0,5	Bán nhật triều	Ít	Phá Tam Giang, Đầm Thanh Cam, Hà Trung (Thừa Thiên Huế)
7	Thừa Thiên Huế. Vĩ độ: 16°14' , Kinh độ: 108°03'	18	7.10^6	$2,3.10^6$	$1,2.10^3$	0,5	Bán nhật triều không đều 50%NT		Vịnh An Cư (Thừa Thiên Huế)
8	Đà Nẵng. Vĩ độ: 16°39' , Kinh độ: 108°11'	117	44.10^6	14.10^6	Không	0,5	Bán nhật triều không đều 50%NT		Vịnh Đà Nẵng (Đà Nẵng)
9	Đà Nẵng. Vĩ độ: 15°28' ,Kinh độ: 108°29'	28	$12,3.10^6$	$3,8.10^6$	3.10^3	0,9	Triều hỗn hợp 50%NT	2 chiều	Vịnh An Hoà-Trường Giang (Quảng Nam Đà Nẵng)
10	Bình Định. Vĩ độ: 14°38' , Kinh độ: 109°12'	16	19.10^6	$6,4.10^6$	3.10^3	1,2	Triều hỗn hợp 80%NT	2 chiều	Vịnh Nước Ngọt (Bình Định - Bình Định)
11	Bình Định. Vĩ độ: 13°19' , Kinh độ: 109°16'	42	42.10^6	14.10^6	$6,5.10^3$	1,1	Bán nhật triều không đều 80%NT	2 chiều	Vịnh Quy Nhơn (Bình Định)
12	Phú Yên. Vĩ độ: 13°39' , Kinh độ: 109°17'	2512	25.10^6	$8,2.10^6$	4.10^3	1,1	Triều hỗn hợp 80%NT	1 chiều	Đầm Cù Mông (Phú Yên)
13	Phú Yên. Vĩ độ: 13°27' , Kinh độ: 109°17'	70	70.10^6	23.10^6		1,1	Triều hỗn hợp 80%NT	Không có khả năng	Vũng Xuân Đài + Vũng Chao (Sông Cầu - Phú Yên)
14	Phú Yên. Vĩ độ: 13°17' , Kinh độ: 109°17'	18	17.10^6	0	0	0	Triều hỗn hợp 80%NT	Không có khả năng	Đầm Ô Loan (Tuy An - Phú Yên)
15	Khánh Hoà. Vĩ độ: 12°38' , Kinh độ: 109°19'	290	307.10^6	97.10^6		1,1	Triều hỗn hợp 80%NT	Khó có khả năng khai thác	Vịnh Vân Phong (Vạn Ninh - Khánh Hoà)
16	Khánh Hoà. Vĩ độ: 12°26' -12°26', Kinh độ: 109°11' -109°18'	99/29	$62,2.10^6$	$20,3.10^6$	Không	0,9	Triều hỗn hợp 80%NT	Không	Đầm Nha Phu (Khánh Hoà)
17	Nha Trang-Khánh Hoà. Vĩ độ: 11°49' -12°07' , Kinh độ: 109°14'	113	72.10^6	23.10^6	Không	0,9	Triều hỗn hợp 80%NT	Không	Vịnh Cam Ranh
	Phần duôi Vịnh Cam Ranh		10.10^6	$2,8.10^6$	$1,7.10^3$	0,9			Thuộc Vịnh Cam Ranh
18	Vùng Tây tỉnh Cà Mau, (Sông, lạch)		> 2500.10^6	Khai thác tại chỗ, công suất nhỏ	Nhỏ	1,5 -2,0	Bán Nhật Triều Kđều	15	Từ biển vào đồng bằng sông Cửu Long (40 km) Các khúc rạch- sông Cửu Long
Cộng		400*	8454.10^6	1753.10^6	$551,4.10^3$				

* Cộng cả lòng diện tích 400 km2 của vùng mặt nước sông Cửu Long
- Chưa tính khả năng sử dụng tại chỗ điện thuỷ triều do sông Cửu Long mang lại.
- Vùng 9 chỉ tính cho chế độ nhật triều (bán nhật triều ở đây có độ lớn triều quá nhỏ A < 50 cm)

Nguồn: Quy hoạch điện thủy triều

Hình 5-12 Vị trí tiềm năng kỹ thuật điện thủy triều thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050

Bảng 5-18 Tiềm năng kỹ thuật điện thủy triều thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	**Tiềm năng lý thuyết** (MWh/năm)	**Tiềm năng kỹ thuật** (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc Bộ	4,770,000	1,506,000
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	-	-
III	Khu vực Trung Trung Bộ	12,457,000	3,848,300
IV	Khu vực Tây Nguyên	-	-
V	Khu vực Nam Trung Bộ	25,599,200	8,386,500

VI	Khu vực Nam Bộ	2,900,000	Khai thác tại chỗ, công suất nhỏ
Tổng		**45,726,200**	**13,740,800**

Địa nhiệt

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 30ºC tới 105ºC, 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.

Do không có nghiên cứu sâu và tài liệu đo nhiệt trong các lỗ khoan thăm dò 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 5-19 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
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, PECC1, Kyoto Energy, MOIT*

Đánh giá tiềm năng kỹ thuật của nguồn 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 bảng danh sách các vùng có tiềm năng kỹ thuật dựa trên các yếu tố trên:

Bảng 5-20 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**

Khí sinh học

Tổng tiềm năng lý thuyết về KSH vào khoảng 3.319,3 triệu m^3/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 50m^3 đến hàng nghìn m^3.

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, trong đó: công trình quy mô trang trại phát điện độc lập vào khoảng 20.000 công trình, các công trình phát điện quy mô công nghiệp nối lưới xấp xỉ 1.000 công trình và khoảng 195.000 công trình của các hộ dân phục vụ đun nấu, thắp sáng.

Bảng 5-21 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	1,21	1.456,38
TỔNG		**8,94**	**10.686,36**

Bảng 5-22 Tiềm năng kỹ thuật khí sinh học cho sản xuất nhiệt

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	Năng lượng (MWh)	Năng lượng (TOE)
I	Khu vực Bắc Bộ	526.777	81.300
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	171.325	26.400
III	Khu vực Trung Trung Bộ	86.577	13.400
IV	Khu vực Tây Nguyên	73.164	11.300
V	Khu vực Nam Trung Bộ	93.283	14.400
VI	Khu vực Nam Bộ	237.781	36.700
TỔNG		**1.188.907**	**183.500**

Nhiên liệu sinh học

Tổng nhu cầu xăng sinh học E100 trong năm 2018 chiếm khoảng 29.500 m^3. Kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2018, khi chuyển đổi toàn bộ việc tiêu thụ xăng RON 92 sang xăng sinh học E5 RON 92, ước tính nhu cầu nguyên liệu E100 để pha chế xăng E5RON 92 khoảng 267.000 m^3 cần khoảng 267 triệu lít cồn (khoảng 212.000 tấn cồn), tương ứng cần khoảng 604.000 tấn sắn khô (khoảng 1.500.000 tấn sắn tươi).

Tiềm năng sản xuất ethanol liên quan đến một số chính sách phát triển nguồn nguyên liệu trong thời gian tới:

- Quyết định số 124/QĐ-TTg ngày 2/2/2012 Phê duyệt quy hoạch tổng thể phát triển sản xuất ngành nông nghiệp đến năm 2020 và tầm nhìn đến 2030;
- Từ diện tích và sản lượng sắn theo quy hoạch, giả thiết 15% sản lượng sắn của cả nước dùng để sản xuất nhiên liệu sinh học, sản lượng ethanol sinh học đạt 275 triệu lít/năm.
- Giả thiết đến năm 2030 lượng sắn sử dụng để sản xuất ethanol sinh học chiếm 30% sản lượng sắn cả nước, tiền năng sản xuất ethanol đến năm 2030 đạt 585 triệu lít/năm.

Đến năm 2050 giả thiết lượng sắn sử dụng để sản xuất ethanol sinh học chiếm 40% sản lượng sắn cả nước, tiền năng sản xuất ethanol đến năm 2050 đạt 780 triệu lít/năm.

Bảng 5-23 Tiềm năng kỹ thuật sản xuất Ethanol

STT	Khu vực	Sản lượng (Triệu lít)	Năng lượng (KTOE)
1	Khu vực Bắc Bộ	297.43	124.92

2	Khu vực Bắc Trung Bộ	167.09	70.17
3	Khu vực Trung Trung Bộ	198.24	83.26
4	Khu vực Tây nguyên	706.39	296.68
5	Khu vực Nam trung Bộ	343.27	144.18
6	Khu vực Nam Bộ	603.64	253.53
	Tổng	**2316.06**	**972.74**

5.3.3 Tổng hợp tiềm năng và khả năng khai thác phân ngành NLTT

Tổng hợp tiềm năng và khả năng khai thác cho sản xuất điện

Bảng 5-24 Tổng hợp tiềm năng phân ngành NLTT cho phát điện

STT	Loại hình NLTT	Tiềm năng kỹ thuật		Ghi chú
		Công suất (MW)	**Sản lượng** (MWh)	
1	**Điện gió**	**379,505**	**1,400,829,120**	
a.	Điện gió trên bờ	217,305	761,436,720	42608 km^2
b.	Điện gió ngoài khơi	162,200	639,392,400	31.808 km^2
2	**Điện mặt trời**	**1,693,523**	**2,492,632,757**	
a.	ĐMT mặt đất	1,568,551	2,292,808,795	
b.	ĐMT trên mặt nước	76,481	123,481,098	
c.	ĐMT trời mái nhà	48,491	76,342,864	
3	**Điện sinh khối**	**7,184**	**46,696,000**	
4	**Điện rác**	**1,707**	**11,951,240**	
5	**Thuỷ điện nhỏ**	**2,860**	**19,120,000**	
6	**Điện thủy triều**	**941**	**13,740,800**	
7	**Điện địa nhiệt**	**461**	**2,280,172**	
8	**Điện khí sinh học**	**8.94**	**10,686**	
	Tổng	**2,086,190**	**3,987,260,775**	

Tổng hợp tiềm năng và khả năng khai thác cho sản xuất nhiệt

Bảng 5-25 Tổng hợp tiềm năng phân ngành NLTT cho SX nhiệt

STT	Loại hình NLTT	Tổng (TOE)	Tiềm năng kỹ thuật	
			Sản xuất nhiệt cho Sinh hoạt, Đun nấu-Thắp sáng (TOE)	Sản xuất nhiệt cho CN, NN & DV (TOE)
1	Đun nước nóng mặt trời	6,565,000	505,000	6,060,000
2	Sinh khối (Nhiệt)	25,250	17,700	7,550
3	KSH (Đun nấu-Thắp sáng)	183,500	183,500	
	Tổng	**6,773,750**	**706,200.00**	**6,067,550.00**

Tổng hợp tiềm năng và khả năng khai thác cho giao thông

Bảng 5-26 Tổng hợp tiềm năng phân ngành NLTT cho giao thông

STT	Loại hình NLTT	Tiềm năng kỹ thuật	
		Sản xuất (Triệu lít)	**Năng lượng** (TOE)
1	Nhiên liệu sinh học	780	327,580,000
	Tổng	**780**	**327,580,000**

5.4 Phân ngành điện lực (IE, điện lực) Tương thích với TSĐ 8

5.4.1 Tiềm năng thuỷ điện lớn 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.

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 đỉnh 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 điện đấu 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 5-27 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

Nguồn: Chiến lược phát triển nguồn điện tích năng tại Việt Nam", 2016, Laymeyer

5.4.2 Khả năng phát triển điện hạt nhân

Điện hạt nhân có thể phát triển tại 8 vị trí tiềm năng tại 3 vùng: Nam Trung Bộ (Bình Định, Ninh Thuận, Phú Yên), Trung Trung Bộ (Quảng Ngãi) và Bắc Trung Bộ (Hà Tĩnh).

Nhược điểm:

- Chi phí đầu tư cao (~ 6000USD/kW), khó giảm do yêu cầu an toàn cao và tỷ lệ nội địa hóa thấp. Kết quả tính toán mô hình cho thấy: ĐHN chỉ xuất hiện trong GĐQH khi giá CO2 cao từ 15USD/tấn trở lên.
- Khả năng linh hoạt kém, công suất thay đổi chậm.
- Hậu quả lớn khi xảy ra sự cố

Ưu điểm:

- Ưu thế về an ninh NL: hầu như không có ngừng phát do sự cố, là nguồn bán nội địa, không phụ thuộc vào thị trường nhiên liệu và hoàn cảnh của nước khác. Góp phần đa dạng hóa các nguồn NL.
- Ưu thế về môi trường: Không có phát thải CO2 và các loại khí, bụi độc hại
- Nguồn điện hạt nhân có đời sống dự án dài (50 năm), cao hơn nhiều các loại hình nhiệt điện khác

5.4.3 Khả năng nhập khẩu thủy điện

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 2/2020, tổng công suất dự án thủy điện của Lào có tiềm năng bán điện cho Việt Nam khoảng gần 5000MW, cụ thể danh mục các dự án xem trong phần phụ lục.

5.4.4 Định hướng phát triển phát triển lưới điện

Tiêu chí chung xây dựng định hướng phát triển lưới điện như sau:

- Lưới điện truyền tải phải đáp ứng được yêu cầu cung cấp đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội trong giai đoạn quy hoạch, đồng thời có khả năng giải tỏa một cách an toàn, tin cậy công suất phát của nguồn điện, nhất là các khu vực có nguồn năng lượng tái tạo quy mô lớn.
- 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, phù hợp với hệ thống điện hiện trạng và các công trình đang triển khai đầu tư xây dựng.
- Lưới điện phải có khả năng đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật ngày càng cao của hệ thống như: 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 lan truyền.
- 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).

Liên kết lưới điện khu vực

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 thống 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 (tháng 10/2019), 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 Kông 2 (66 MW), Nậm Kông 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) và Nậm Leng về phía trạm 500kV Sơn La.
- Giai đoạn 2026-2030, tiếp tục mua điện các NMTĐ nằm trong biên bản ghi nhớ giữa Việt Nam và Lào và các dự án thủy điện tiềm năng phát triển, tổng quy mô các dự án thủy điện của Lào có thể nhập khẩu về Việt Nam có thể lên tới gần 5000MW.

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 (1800MW) dự kiến đấu nối 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 10000MW.

Nhập khẩu từ Campuchia

Tháng 10/2017, EVN đã đàm phàn 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.

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.

5.4.5 Định hướng phát triển thị trường điện

Theo lộ trình mà Chính phủ Việt Nam đề ra trong quyết định 26/2006/QĐ-TTG, thị trường điện lực tại Việt Nam sẽ được hình thành và phát triển qua 3 cấp độ:

- Cấp độ 1 (2005 - 2014): thị trường phát điện cạnh tranh (tên tiếng Anh: Vietnam Competitive Generation Market – VCGM) – các nhà máy phát điện tham gia thị trường cạnh tranh và chào giá bán điện cho người mua duy nhất là Công ty Mua bán điện, một công ty con của EVN.
- Cấp độ 2 (2015 - 2022): thị trường bán buôn điện cạnh tranh (tên tiếng Anh: Vietnam Wholesale Electricity Market – VWEM) – là bước phát triển tiếp sau thị trường phát điện cạnh tranh. Bên cạnhCông ty Mua bán điện, các nhà máy phát điện có thể chào giá bán điện cho các đơn vị mua buôn khác.
- Cấp độ 3 (từ sau 2022): thị trường bán lẻ điện cạnh tranh – là bước phát triển tiếp sau thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Bên cạnh các đơn vị mua buôn, các nhà máy phát điện có thể chào giá và bán điện tới tổ chức, xí nghiệp và người dùng trực tiếp sử dụng điện năng.

Trong giai đoạn từ nay đến 2025 có xét đến năm 2030, công tác phát triển thị trường điện Việt Nam sẽ tập trung vào các nội dung chính sau đây:

- Hoàn thiện thị trường bán buôn điện sau năm 2019 (từ 2020 đến 2025)
- Xây dựng thị trường bán lẻ điện cạnh tranh: thực hiên từ năm 2021 và dự kiến bao gồm 2 bước:
    + Từ năm 2021 đến năm 2023: thực hiện thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm;
    + Từ sau năm 2023: thực hiện thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hoàn chỉnh.

5.5 Dự báo giá năng lượng giai đoạn 2021-2030 có xét đến 2050

5.5.1 Phương pháp và cơ sở dự báo giá các loại nhiên liệu

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 đến năm 2019, dự báo cho giai đoạn 2021-2050 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 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.

Giá than trong nước

Theo nguyên tắc cơ chế giá than nêu trên giá than trong nước được xác định trên cơ sở giá thành tiêu thụ và lãi định mức có tham chiếu với giá than nhập khẩu theo điều kiện CIF (về đến cảng Việt Nam).

Căn cứ dự báo giá than trong nước:

- Cân đối nhu cầu than của nền kinh tế và khả năng đáp ứng của ngành than;
- Giá thành toàn bộ sản xuất kinh doanh than;
- Giá than dự báo tại các nước trong khu vực (Úc, Inđônêxia, Nhật Bản, Liên bang Nga…) theo dự báo của các tổ chức có uy tín trên thế giới (cơ quan năng lượng quốc tế IEA, ngân hàng thế giới,…);
- Khả năng chấp nhận của các hộ tiêu thụ lớn trong nước, đặc biệt là hộ sản xuất điện.

Giá than nhập khẩu

Than đang được nhập khẩu vào Việt Nam từ bốn nguồn chính: Indonesia, Aus-tralia, Nga và Trung Quốc (bốn quốc gia đóng góp tới 92,3% tổng lượng than nhập khẩu). Giá than nhập khẩu điện trung bình khoảng 61 USD/tấn.

Chi phí nội địa tăng thêm trong giá than nhập khẩu là chi phí xử lý cảng, chi phí này được dự kiến ở mức 10 USD / tấn vào năm 2020 và giảm xuống còn 5 USD/tấn vào năm 2050 do cơ sở hạ tầng để tăng cường nhập khẩu than. Chi phí vận chuyển nội địa cũng được giả định ở mức 5 USD / tấn.

Giá khí tự nhiên:

Giá khí trong nước bao gồm giá khí miệng giếng, cước phí vận chuyển đường ống và chi phí phân phối. Giá khí miệng giếng có thể được thiết lập dựa trên các cuộc đàm phán song phương, quy định về giá của chính phủ hoặc theo chỉ số cho giá dầu HSFO180 tại thị trường Singapo. Cước phí vận chuyển đường ống và phân phối thay đổi nhiều theo lĩnh vực sử dụng khí.

Giá khí đốt tự nhiên từ mỏ Nam Côn Sơn - Cửu Long từ tháng 10 năm 2015 được quy định là 100% giá trị dựa trên công thức, theo chỉ số giá dầu được qui định tại Công văn của Văn phòng Chính phủ số 2175/VPCP-KTTH về thị trường giá khí tự nhiên. Giá này được áp dụng từ tháng 4 năm 2016, tính ở mức 3.0831 USD / MMBTU, dựa trên các thành phần sau:

- Giá khí miệng giếng: 46% giá HSFO 180 = 0,46 x 153,84 (USD / tấn) x 42,84 (GJ / tấn) x 0,9478 (GJ / MMBTU) = 1,7429 USD / MMBTU;
- Cước phí vận chuyển đường ống: 1.19021 USD / MMBTU với tỷ lệ lạm phát 2% mỗi năm;
- Chi phí phân phối: 0,15 USD / MMBTU với giả định không đổi theo thời gian.

Giá khí LNG:

Giá khí LNG nhập khẩu được căn cứ tính theo văn bản 6886/DKVN-HĐTV của Tập đoàn dầu khí Việt Nam với các chi phí như sau:

- Chi phí và lợi nhuận trên: 0,45USD/MMBTU, tương đương khoảng 5% giá LNG tại cảng (giá CIF).
- Tiếp nhận, lưu kho và hóa khí (LNG Thị Vải): 1,367 USD/MBTU, không tính trượt giá.
- Chi phí phân phối:
- Khu vực Đông Nam Bộ: Nhơn Trạch 3&4 là 0,87 USD/MMBTU; từ LNG Thị Vải đến GDC Phú Mỹ là: 0,1 USD/MMBTU; GDC Phú Mỹ là 0,15 MBTU; đường ống Phú Mỹ- Nhơn Trạch: 0,62 USD/MMBTU, trượt giá hàng năm khoảng 2%.
- Khu vực Tây Nam Bộ: khoảng 1,31 USD/MMBTU, trượt giá hàng năm khoảng 1%.

5.5.2 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.

Bảng 5-28 Dự báo giá sản phẩm xăng, dầu trong nước đến 2050

Đơn vị: USD/GJ

Năm	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Dầu diesel	16.73	16.20	15.35	15.79	17.02	17.37	17.69	17.69	17.69
Dầu hỏa	18.74	18.15	17.20	17.69	19.07	19.46	19.82	19.82	19.82
Xăng máy bay	17.88	17.26	16.30	16.80	18.21	18.61	18.98	18.98	18.98
Xăng	23.81	23.04	21.83	22.46	24.22	24.73	25.19	25.19	25.19
Dầu Mazut	9.45	9.16	8.69	8.93	9.61	9.81	9.98	9.98	9.98

5.5.3 Giá than

Giá than trong nước: Theo nguyên tắc cơ chế giá than nêu trên giá than trong nước được xác định trên cơ sở giá thành tiêu thụ và lãi định mức có tham chiếu với giá than nhập khẩu theo điều kiện CIF (về đến cảng Việt Nam)

Bảng 5-29a Dự báo giá than trong nước

Đơn vị: USD/tấn

TT	Chủng loại than		2021	2025	2030	2035	2040	2050
	Giá bán bình quân		71,5	75,6	77,7	80,0	82,0	84,0
I	***Giá bán than trong nước (giá than cho hộ sản xuất điện)***							
1	- Cám 4b.1	Min	82,6	86,1	89,8	92,3	94,3	96,3
		Max	83,9	86,1	91,2	94,2	96,2	98,2
2	- Cám 5a.1	Min	76,5	79,7	83,2	85,5	87,5	89,5
		Max	77,7	79,7	84,4	87,3	89,3	91,3

TT	Chủng loại than		2021	2025	2030	2035	2040	2050
3	- Cám 5b.1	Min	68,9	71,7	74,8	76,9	78,9	80,9
		Max	69,9	71,7	76,0	78,5	80,5	82,9
4	- Cám 6a.1	Min	62,4	65,0	67,8	69,7	71,7	73,7
		Max	63,4	65,0	68,8	71,1	73,1	75,1
5	- Cám 6b.1	Min	56,3	58,7	61,2	62,9	64,9	66,9
		Max	57,2	58,7	62,1	64,2	66,2	68,2
II	***Giá than xuất khẩu (Giá FOB, min)***							
1	Cục số 4		191,3	217,4	226,9	238,1	240,1	242,1
2	Cục số 5		180,3	204,8	218,7	229,4	231,4	233,4
3	Cám số 6		140,0	159,1	175,0	183,6	185,6	187,6
4	Cám số 7		137,0	155,6	169,5	177,8	179,8	181,8
5	Cám số 8A		131,9	149,9	163,2	171,2	173,2	175,2
6	Cám số 8B		122,9	139,6	153,1	160,6	162,6	164,6
7	Cám số 9A		108,8	118,3	122,5	128,5	130,5	132,5

Giá than nhập khẩu: Giá than Indonesia nhập khẩu (CIF) là chủng loại than có nhiệt trị 6.000 kcal/kg. Theo mối tương quan về nhiệt trị giá nhập khẩu (CIF) của các chủng loại than tương đương cám 4b, cám 5a, cám 5b, cám 6a và cám 6b được dự báo ở bảng dưới đây:

Bảng 5-30b Dự báo giá than (CIF) nhập khẩu đến 2050

Đơn vị: USD/tấn

Năm	Giá than Indonesia nhập khẩu, 6.000 Kcal/kg	Tương đương Cám 4B, 5950-6400 Kcal/kg	Tương đương Cám 5a, 5600-5950Kcal/kg	Tương đương Cám 6a, 4800-5250 Kcal/kg	Tương đương Cám 6b, 4350-4800 Kcal/kg
2020	86,7	89,00	83,75	73,91	68,01
2021	84,4	86,59	81,50	71,95	66,22
2022	82,0	84,18	79,24	69,99	64,44
2023	79,7	81,77	76,99	68,03	62,66
2024	77,3	79,36	74,74	66,07	60,87
2025	75,0	76,95	72,49	64,11	59,09
2030	78,0	80,04	75,38	66,63	61,38
2035	80,0	82,10	77,30	79,32	62,90
2040	81,0	83,13	78,26	83,31	63,66
2045	82,0	84,16	79,23	81,30	64,43
2050	83,0	85,19	80,19	82,29	65,19

5.5.4 Giá khí

Do giá khí đốt tự nhiên từ Block B cao, nên khí LNG nhập khẩu có thể cạnh tranh với khí đốt tự nhiên trong nước từ 2020-2025. Sau năm 2025, giá khí đốt trong nước ở khu vực Tây Nam Bộ phải được điều chỉnh để cạnh tranh với LNG nhập khẩu. Giá gas trong khu vực có thể được đặt theo giá LNG từ năm 2025 trở đi. Dự báo giá nhiên liệu chi tiết cho khí đốt tự nhiên và LNG nhập khẩu như sau:

Bảng 5-31 Dự báo giá khí đến 2050

Đơn vị: USD/MMBTU

Năm	Khi tự nhiên trong nước			LNG- Đông Nam Bộ	LNG – Tây Nam Bộ
	Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ	Miền Trung		
2018	8,03	11,43	9,51	12,77	13,19
2019	8,52	11,7	9,74	13,31	13,75
2020	8,55	11,99	9,99	11,61	12,06
2025	9,98	13,52	11,3	11,67	12,20
2030	11,33	15,24	12,78	11,96	12,56
2035	11,91	16,02	13,43	12,25	12,94
2040	12,52	16,83	14,12	12,44	13,23
2045	13,15	17,69	14,84	12,54	13,44
2050	13,82	18,60	15,59	12,64	13,66

5.5.5 Giá sinh khối

Giá sinh khối 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.

Bảng 5-32 Dự báo giá sinh khối đến 2050

Đơn vị: USD2016/GJ

Năm	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gỗ củi	1,83	1,98	2,20	2,42	2,54	2,67	2,80	2,94
Bã mía	0,14	0,16	0,17	0,19	0,20	0,21	0,22	0,23
Trấu	1,78	1,93	2,14	2,35	2,47	2,59	2,72	2,86
Rơm rạ	0,57	0,62	0,69	0,76	0,79	0,83	0,8 8	0,92

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Phần III: Phương án phát triển kết cấu hạ tầng năng lượng thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050

Chương 6 Phương án phát triển tổng thể năng lượng

Chương 6 Phương án phát triển tổng thể năng lượng 2
6.1 Phương pháp luận phát triển năng lượng tổng thể 2
6.1.1 Mục tiêu và quan điểm phát triển tổng thể năng lượng 2
6.1.2 Phương pháp lập quy hoạch 3
6.1.3 Lựa chọn mô hình quy hoạch năng lượng 5
6.1.4 Xây dựng mô hình quy hoạch năng lượng 7
6.1.5 Phương pháp xây dựng các kịch bản phát triển 9
6.2 Dự báo nhu cầu năng lượng quốc gia theo nhiên liệu, theo các phân ngành kinh tế và theo các kịch bản phát triển 11
6.3 Phương án phát triển tổng thể năng lượng 15
6.3.1 Các phương án phát triển tổng thể năng lượng 15
6.3.2 Đánh giá hiệu quả kinh tế - xã hội – môi trường các phương án 16
6.3.3 Đề xuất phương án phát triển tối ưu 19
6.4 Cân bằng cung - cầu năng lượng phương án đề xuất 23
6.5 Phân bố không gian phát triển của hệ thống kết cấu hạ tầng năng lượng quốc gia trên phạm vi cả nước và các vùng lãnh thổ 27
6.5.1 Phân ngành than 27
6.5.2 Phân ngành dầu khí 27
6.5.3 Phân ngành điện lực 49
6.6 Xây dựng danh mục dự án quan trọng, dự án ưu tiên đầu tư của ngành kết cấu hạ tầng năng lượng 54
6.6.1 Phân ngành than 55
6.6.2 Phân ngành dầu khí 55
6.6.3 Phân ngành điện lực 57

Chương 6 Phương án phát triển tổng thể năng lượng

6.1 Phương pháp luận phát triển năng lượng tổng thể

6.1.1 Mục tiêu và quan điểm phát triển tổng thể năng lượng

Trên cơ sở đảm bảo phát triển tổng thể năng lượng đạt được mục tiêu tổng quát đã được đề ra trong Nghị quyết 55-NQ/TW:

> **"Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; cung cấp đầy đủ năng lượng ổn định, có chất lượng cao với giá cả hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội nhanh và bền vững, bảo đảm quốc phòng, an ninh, nâng cao đời sống của nhân dân, góp phần bảo vệ môi trường sinh thái. Tiến hành chuyển đổi năng lượng góp phần quan trọng đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Ngành năng lượng phát triển hài hoà giữa các phân ngành với hạ tầng đồng bộ và thông minh, đạt trình độ tiên tiến của khu vực ASEAN. Xây dựng thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, hiệu quả, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa. Khai thác và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước kết hợp với xuất, nhập khẩu năng lượng hợp lý; triệt để thực hành tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng. Chủ động sản xuất được một số thiết bị chính trong các phân ngành năng lượng; nâng cấp, xây dựng lưới điện truyền tải, phân phối điện tiên tiến, hiện đại."**

Quan điểm phát triển kết cấu hạ tầng năng lượng trong giai đoạn 2021- 2030 và tầm nhìn tới năm 2050 như sau:

1. Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia là nền tảng, đồng thời là tiền đề quan trọng để phát triển kinh tế - xã hội. Ưu tiên phát triển năng lượng nhanh và bền vững, đi trước một bước, gắn với mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, bảo vệ môi trường sinh thái, bảo đảm quốc phòng, an ninh, thực hiện tiến bộ và công bằng xã hội có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, là nhiệm vụ trọng tâm xuyên suốt trong quá trình công nghiệp hoá, hiện đại hoá đất nước.
2. Phát triển năng lượng quốc gia phải phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa, xu thế hội nhập quốc tế; nhanh chóng xây dựng thị trường năng lượng đồng bộ, cạnh tranh, minh bạch, đa dạng hoá hình thức sở hữu và phương thức kinh doanh; áp dụng giá thị trường đối với mọi loại hình năng lượng. Khuyến khích và tạo mọi điều kiện thuận lợi để các thành phần kinh tế, đặc biệt là kinh tế tư nhân tham gia phát triển năng lượng; kiên quyết loại bỏ mọi biểu hiện bao cấp, độc quyền, cạnh tranh không bình đẳng, thiếu minh bạch trong ngành năng lượng.
3. Phát triển đồng bộ, hợp lý và đa dạng hoá các loại hình năng lượng; ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng mới, năng lượng sạch; khai thác và sử dụng hợp lý các nguồn năng lượng hoá thạch trong nước, chú trọng mục tiêu bình ổn, điều tiết và yêu cầu dự trữ năng lượng quốc gia; ưu tiên phát triển điện khí, có lộ trình giảm tỉ trọng điện than một cách hợp lý; chủ động nhập khẩu

nhiên liệu từ nước ngoài cho các nhà máy điện. Phân bổ tối ưu hệ thống năng lượng quốc gia trong tất cả các lĩnh vực trên cơ sở lợi thế so sánh của từng vùng, địa phương.

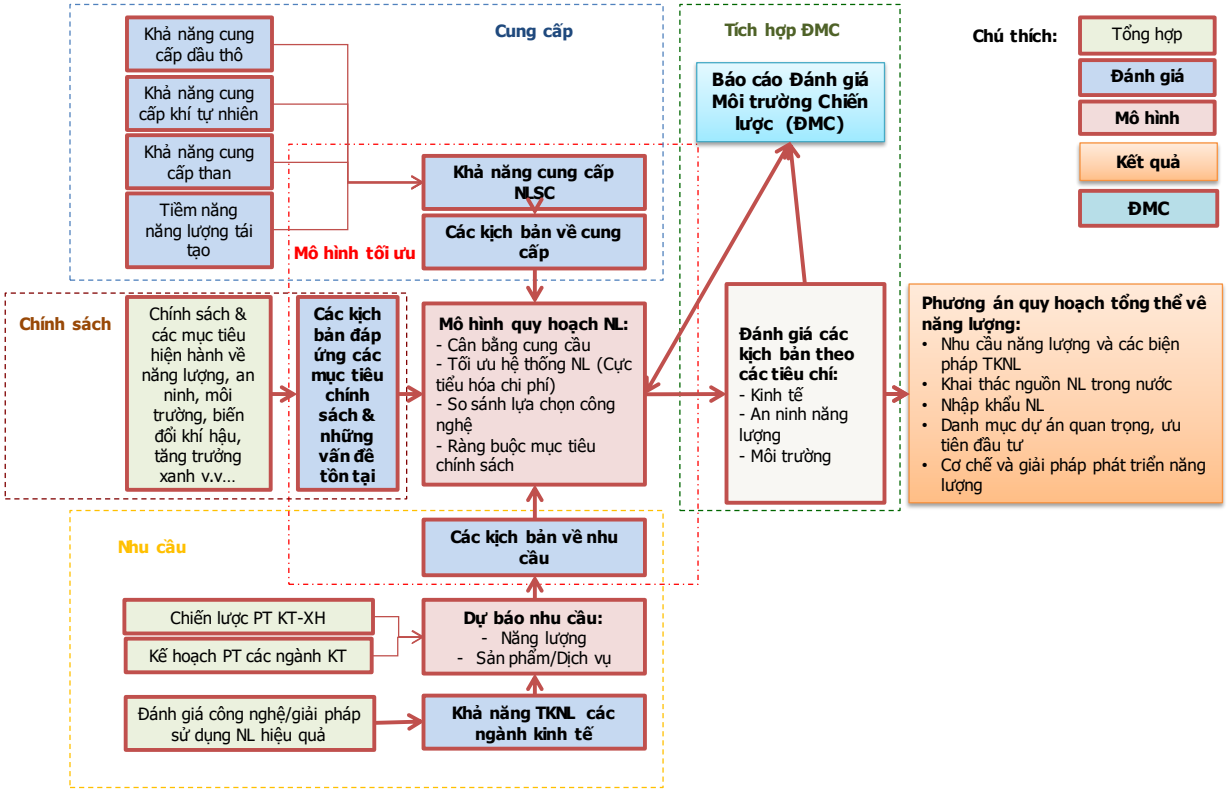
4. Chú trọng nghiên cứu, ứng dụng những thành tựu của cuộc Cách mạng công nghiệp lần thứ tư trong phát triển tất cả các phân ngành, lĩnh vực năng lượng; đẩy mạnh chuyển đổi số trong ngành năng lượng; từng bước làm chủ công nghệ hiện đại, tiến tới tự chủ sản xuất được phần lớn các thiết bị năng lượng.
5. Sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả, bảo vệ môi trường phải được xem là quốc sách quan trọng và trách nhiệm của toàn xã hội. Tăng cường kiểm toán năng lượng; xây dựng cơ chế, chính sách đồng bộ, chế tài đủ mạnh và khả thi để khuyến khích đầu tư và sử dụng các công nghệ, trang thiết bị tiết kiệm năng lượng, thân thiện môi trường, góp phần thúc đẩy năng suất lao động và đổi mới mô hình tăng trưởng.

6.1.2 Phương pháp lập quy hoạch

Trên cơ sở các quan điểm trên, phương án phát triển năng lượng tổng thể được xây dựng dựa trên phương án phát triển tối ưu cực tiểu hóa chi phí của hệ thống năng lượng trong toàn bộ thời gian quy hoạch, có xem xét tới các ràng buộc về khả năng cung cấp và định hướng phát triển như sau:

- Kết hợp hài hòa và cân đối giữa các ngành than, dầu khí, điện lực và các nguồn năng lượng khác;
- Thúc đẩy các hoạt động sử dụng hiệu quả năng lượng;
- Phát triển các nguồn năng lượng tái tạo;
- Tăng cường an ninh năng lượng quốc gia: đảm bảo dự trữ dầu, đa dạng hóa nguồn cung cấp năng lượng, giảm lệ thuộc năng lượng nhập khẩu;
- Khả năng khai thác các nguồn năng lượng sơ cấp trong nước: than, dầu thô, khí, năng lượng tái tạo;
- Khả năng nhập khẩu năng lượng: than, dầu thô, sản phẩm dầu mỏ, khí tự nhiên, LNG;
- Khả năng nhập khẩu điện, trao đổi điện năng với các nước láng giềng;
- Khả năng truyền tải điện năng, trao đổi năng lượng giữa các miền, các vùng
- Cắt giảm phát thải khí nhà kính, giảm thiểu tác động tới môi trường và phát triển bền vững năng lượng.

Để phát triển tối ưu hệ thống năng lượng đáp ứng nhu cầu năng lượng cho phát triển kinh tế xã hội của đất nước, phù hợp với khả năng cung cấp năng lượng sơ cấp trong nước, thỏa mãn các chính sách phát triển năng lượng bền vững, phương pháp lập QHTTNL được đề xuất như sơ đồ sau:



Hình 6-1 Sơ đồ phương pháp lập QHTTNL

Các bước chính của quá trình mô hình tối ưu hóa hệ thống năng lượng như sau:

Nhu cầu năng lượng cuối cùng sẽ được tính toán, dự báo dựa trên các kịch bản phát triển kinh tế xã hội cho các ngành của nền kinh tế. Nhu cầu năng lượng sẽ được dự báo có tính đến khả năng tiết kiệm năng lượng do cải tiến công nghệ sử dụng năng lượng và áp dụng các biện pháp tiết kiệm năng lượng cho từng phân ngành.

- Nhu cầu năng lượng cho các phân nhanh kinh tế theo loại nhiên liệu (điện, than, xăng, dầu, sinh khối…) và theo mục đích sử dụng (chiếu sang, làm mát, đun nấu, giao thông vận tải, lò hơi, động cơ…)
- Đặc điểm kinh tế - kỹ thuật các công nghệ sử dụng năng lượng trong các phân nhanh dựa trên hiệu suất sử dụng, chi phí đầu tư, tuổi thọ…

Khả năng cung cấp NLSC được đánh giá cho từng loại than, dầu thô, khí tự nhiên và các dạng NLTT. Trong đó:

- Xây dựng các đường cong cung cấp năng lượng sơ cấp dựa trên trữ lượng, khả năng khai thác và chi phí của các mỏ (than, dầu thô, khí tự nhiên) theo các phân vùng
- Đánh giá khả năng nhập khẩu năng lượng sơ cấp dựa trên khả năng và chi phí nhập khẩu theo các cơ sở hạ tầng nhập khẩu chinh
- Đánh giá khả năng cung cấp năng lượng tái tạo theo các loại hình (gió, mặt trời, sinh khối, địa nhiệt, thủy triều, năng lượng sinh học…) theo các phân vùng

Trên cơ sở kết quả từ một mô hình tối ưu hệ thống năng lượng nhằm đáp ứng nhu cầu năng lượng thỏa mãn các tiêu chí về cung cấp và các chính sách phát triển.

- Mô hình hóa hệ thống hạ tầng năng lượng bao gồm nhà máy điện, nhà máy lọc dầu, nhà máy chế biến khí, chế biến than, các đường ống dẫn khí chính, nhà máy nhiên liệu sinh học… dựa trên các đặc điểm kinh tế kỹ thuật về chi phí đầu tư, hiệu suất, chi phí vận hanh, tuổi thọ…

Xây dựng các kịch bản phát triển năng lượng dựa trên các kịch bản phát triển kinh tế xã hội có tính đến việc lồng ghép các chính sách phát triển

- Mục tiêu về tỷ trọng năng lượng tái tạo trong năng lượng sơ cấp
- Mục tiêu về tiết kiệm năng lượng
- Mục tiêu về cắt giảm phát thải khí nhà kinh
- Các mục tiêu khác về cung cấp và sử dụng năng lượng

Quy hoạch năng lượng được xây dựng trên cơ sở đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội tại Chiến lược phát triển kinh tế xã hội, thực hiện các mục tiêu cụ thể tại Nghị quyết 55 và cam kết của Việt Nam tại COP26.

Bảng 6-1 Các mục tiêu chính về năng lượng trong Nghị quyết 55

	Đơn vị	**2030**	**2045**
Tổng năng lượng sơ cấp	triệu TOE	175-195	320-350
Tỷ lệ NLTT trong Tổng NLSC	%	15%-20%	25%-30%
Tổng năng lượng cuối cùng	triệu TOE	105-115	160-190
Cường độ năng lượng sơ cấp	kgOE/1000 USD	420-460	375-410
Cơ sở lọc dầu	triệu tấn dầu thô	70% nhu cầu trong nước	
Dự trữ chiến lược xăng dầu	triệu m3	90 ngày nhập ròng	
Đủ năng lực nhập khẩu LNG	tỷ m3	8	15
Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng tổng NLCC so với KB PTBT	%	7,0%	14,0%
Giảm phát thải khí nhà kính so với KB PTBT	%	15,0%	20%

Kết quả của mô hình sẽ được sử dụng để xây dựng phương án phát triển năng lượng tổng thể, và từ đó, xây dựng phương án quy hoạch cho từng phân ngành trong hệ thống kết cấu hạ tầng năng lượng.

6.1.3 Lựa chọn mô hình quy hoạch năng lượng

Mô hình quy hoạch năng lượng là hệ thống trung tâm cho phép đánh giá cân bằng cung cầu năng lượng dài hạn với chi phí nhỏ nhất dựa trên việc đánh giá các công nghệ thay thế

và thỏa mãn các mục tiêu và ràng buộc về chính sách. Nhìn chung, có nhiều mô hình quy hoạch năng lượng có thể giải quyết được bài toán cân bằng cung cầu năng lượng trong tương lai trong khi đáp ứng các ràng buộc mục tiêu chính sách khác. Các mô hình có thể rơi vào một trong ba loại (i) quyết toán, (ii) mô phỏng hoặc (iii) tối ưu hóa.

Việc áp dụng các mô hình tối ưu hóa thường đi kèm với bài toán cực tiểu hóa chi phí phát triển và vận hành hệ thống năng lượng. Một tổng kết sơ lược về các mô hình có khả năng thực hiện quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia ở các mức độ khác nhau như sau:

Bảng 6-2 Tổng quan về các mô hình quy hoạch năng lượng dài hạn

Tên mô hình	Nhà phát triển	Loại mô hình	Mô tả
ENPEP-BALANCE	**Argonne National Lab**	**Mô phỏng**	**Phân tích hệ thống năng lượng tổng thể**
EnergyPLAN	**Aalborg University, Denmark**	**Mô phỏng/Tối ưu hóa**	**Mô phỏng và tối ưu vận hành hệ thống năng lượng quốc gia đến từng giờ hàng năm**
LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System)	**SEI**	**Quyết toán/Mô phỏng/Tối ưu hóa**	**Phân tích năng lượng môi trường tổng thể**
MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives)	**IAEA và IIASA**	**Tối ưu hóa**	**Phân tích năng lượng môi trường tổng thể**
OSeMOSYS (The Open Source Energy Modeling System)	KTH, SEI, UCL	Tối ưu hóa	Quy hoạch năng lượng dài hạn dựa trên tối ưu hóa quy hoạch tuyến tính
The Integrated MARKAL-EFOM System (TIMES)	**ETSAP**	**Tối ưu hóa**	**Phân tích năng lượng môi trường tổng thể**
IKARUS	Institute of Energy Research at Research Centre Jülich	Tối ưu hóa	Mô hình các kịch bản tối ưu chi phí tuyến tính từ dưới lên cho hệ thống năng lượng quốc gia
INFORSE	International Network for Sustainable Energy	Mô phỏng	Mô hình cân bằng năng lượng cho các hệ thống năng lượng quốc gia
Invert	Energy Economics Group (EEG), Vienna University of Technology	Mô phỏng	Công cụ mô phỏng hỗ trợ việc thiết kế các cơ chế khuyến khích hiệu quả cho các công nghệ NLTT và TKNL
Mesap PlaNet	Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER),	Mô phỏng	Cân bằng năng lượng và phát thải cho các hệ thống năng lượng tham chiếu

	University of Stuttgart		
MODEST	Dag Henning	Tối ưu hóa	Mô hình tối ưu hóa hệ thống năng lượng
PRIMES	National Technical University of Athens	Mô phỏng	Giải pháp cân bằng thị trường cung cầu năng lượng
STREAM	Ea Energy Analyses	Mô phỏng	Công cụ xây dựng kịch bản cung cấp tổng quan về cân bằng cung-cầu năng lượng quốc gia
POTEnCIA (Policy Oriented Tool for Energy and Climate Change Impact Assessment)	Joint Research Centre of the European Commission	Mô phỏng/Tối ưu hóa	Phương pháp lai cân bằng một phần kết hợp các quyết định hành vi và dữ liệu kinh tế - kỹ thuật chi tiết
POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems)	Enerdata		Mô hình mô phỏng toàn diện cho cung, cầu và giá năng lượng toàn cầu

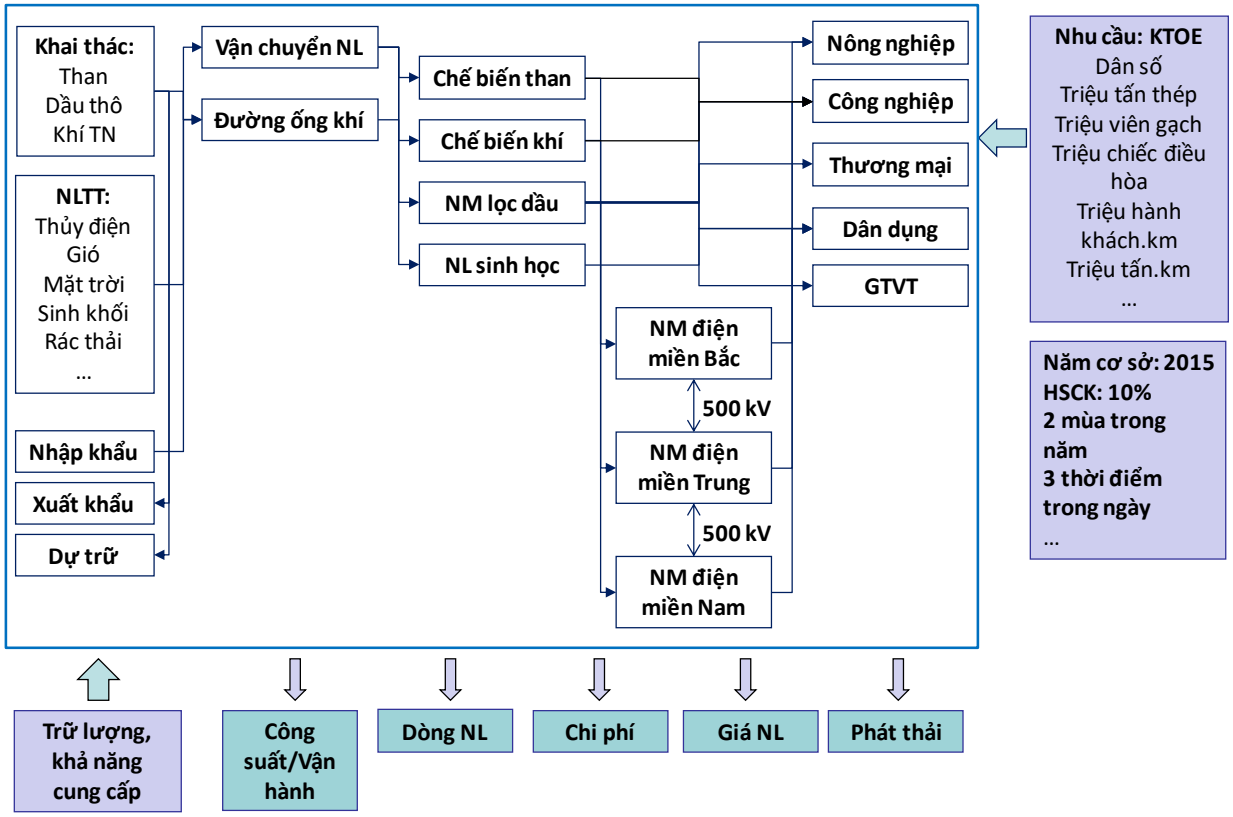
Nhìn chung, có nhiều công cụ phần mềm có thể giải quyết bài toán quy hoạch năng lượng tổng thể. Trong những mô hình được rà soát ở trên, những mô hình đã được xây dựng và phát triển ở Việt Nam thông qua các trợ giúp kỹ thuật nâng cao năng lực bao gồm **LEAP, TIMES (MARKAL), MESSAGE, ENPEP-BALANCE**. Viện Năng lượng đã tích lũy được những kinh nghiệm nhất định trong việc xây dựng cơ sở dữ liệu và vận hành các mô hình này cho những nghiên cứu thực tế.

Xét trên các tiêu chí về (i) khả năng mô phỏng và tối ưu hóa hệ thống năng lượng và (ii) kinh nghiệm xây dựng và sử dụng mô hình và (iii) tính sẵn có, Viện Năng lượng lựa chọn mô hình **TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System)** trong Đề án này.

6.1.4 Xây dựng mô hình quy hoạch năng lượng

TIMES là một mô hình từ dưới lên cho phép mô hình hóa chi tiết và đánh giá các công nghệ cung cấp và tiêu thụ năng lượng cũng như là các chính sách năng lượng trong dài hạn. TIMES được phát triển dựa trên sự kết hợp các đặc trưng tốt nhất của MARKAL và EFOM trong khuôn khổ Chương trình Phân tích Các hệ thống Công nghệ Năng lượng của Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA-ETSAP).

Hàm mục tiêu thể hiện toàn bộ chi phí hệ thống năng lượng được cực tiểu hóa đáp ứng tất cả các nhu cầu và ràng buộc đặt ra cho hệ thống.Giá năng lượng/dịch vụ không phải là biến ngoại sinh mà được xác định như là giá thị trường trong mô hình do cân bằng cung-cầu của loại hình năng lượng/dịch vụ đó.



Hình 6-2 Hệ thống năng lượng tham chiếu đơn giản hóa trong TIMES

Bởi tính linh hoạt trọng mô hình hóa hệ thống năng lượng và các tác động môi trường, TIMES rất mạnh và được sử dụng nhiều trong quy hoạch năng lượng hay các phân tích tác động về thay đổi chính sách, công nghệ và môi trường. Mới đây, IEA sử dụng TIMES cho báo cáo Energy Technology Perspectives 2016 [24].Mô hình TIMES yêu cầu các số liệu đầu vào và cho các kết quả đầu ra chính như sau:

- Đầu vào:
  - + Chi phí: chi phí khai thác, chi phí nhập khẩu nhiên liệu; chi phí đầu tư & vận hành các công nghệ; thuế & trợ giá; chi phí tác môi trường..
  - + Nguồn tài nguyên: trữ lượng, khả năng cung cấp, khả năng nhập khẩu...
  - + Đặc tính kỹ thuật: hệ số sử dụng công suất, hệ số sẵn sàng, hiệu suất, công suất...
  - + Nhu cầu: nhu cầu hàng hóa/dịch vụ
- Đầu ra:
  - + Tổng chi phí hệ thống: chi phí chiết khấu về năm cơ sở của cả hệ thống năng lượng từ cung cấp đến sử dụng cuối cùng;
  - + Dòng năng lượng: cung cấp và tiêu thụ năng lượng của các thiết bị;
  - + Giá nhiên liệu thứ cấp: được xác định dựa trên chi phí biên dài hạn cung cấp nhiên liệu);
  - + Công suất & vận hành: công suất và vận hành các thiết bị/công nghệ cần thiết để đáp ứng nhu cầu;

+ Các loại phát thải môi trường (hoặc các tác động môi trường-xã hội): CO2, SO2, NOx, PM, sử dụng đất, dân tái định cư, sử dụng nước...

6.1.5 Phương pháp xây dựng các kịch bản phát triển

Phương pháp kịch bản được sử dụng để mô tả tác động của các yếu tố khác nhau đến phát triển năng lượng. Trước tiên, các yếu tố tác động đến cung cầu năng lượng sẽ được nhận dạng. Các yếu tố này sau đó được sàng lọc dựa trên một số tiêu chí về mức độ quan trọng, khả năng kiểm soát và tầm ảnh hưởng. Cuối cùng dựa trên các yếu tố đã được sàng lọc, chọn ra một vài yếu tố để xây dựng các kịch bản phát triển khác nhau. Các kịch bản phát triển vì vậy có thể được xây dựng dựa trên các yếu tố sau:

Bảng 6-3 Các yếu tố ảnh hưởng đến kịch bản phát triển năng lượng

TT	Yếu tố	Diễn giải	Chú thích
1	Tăng trưởng	Kịch bản tăng trưởng GDP	Trung bình và cao
2	Mục tiêu năng lượng tái tạo	Mục tiêu về tỷ lệ NLTT trong NLSC	NQ55: 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045
3	Giảm phát thải KNK mức thấp	Mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính	COP26: Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 NQ55: 15% vào năm 2030, 20% vào năm 2045 NDC: 9% - 27% vào năm 2030
4	Thúc đẩy TKNL	Muc tiêu TKNL	NQ 55: 7% vào năm 2030 và khoảng 14% vào năm 2045 VNEEP3: 8-10% vào năm 2030

Dự báo nhu cầu năng lượng được đánh giá theo 2 phương pháp: (i) phương pháp dự báo trên xuống theo hệ số đàn hồi năng lượng và xu hướng phát triển của các yếu tố dẫn dắt và (ii) phương pháp trên dưới lên theo mô hình TIMES. Các đặc điểm so sánh và các giả thiết chính đối với các phương pháp dự báo như sau:

Bảng 6-4 Các phương pháp dự báo nhu cầu năng lượng

Phương pháp	Diễn giải	Giả thiết về hiệu quả năng lượng
Dự báo trên xuống	Nhu cầu năng lượng năm gốc tăng trưởng theo yếu tố dẫn dắt (GDP, GDP ngành hoạt động GTVT) $E_t^i = E_0^i \times GR_t^i \times EL^i$	Giữ nguyên xu thế cải thiện hiệu suất năng lượng giai đoạn 2011-2019

Dự báo dưới lên theo mô hình TIMES	Kịch bản phát triển bình thường: Nhu cầu năng lượng tăng trưởng theo yếu tố dẫn dắt và được tối ưu hóa trong mô hình TIMES có tính đến thay thế nhiên liệu, thiết bị hiệu suất cao	Mức độ thâm nhập thiết bị hiệu suất cao: 5-10% năm 2030; 20-30% năm 2050.
	Kịch bản quy hoạch: Nhu cầu năng lượng tăng trưởng theo yếu tố dẫn dắt và được tối ưu hóa trong mô hình TIMES có tính đến thay thế nhiên liệu, thiết bị hiệu suất cao	Mức độ thâm nhập thiết bị hiệu suất cao: 70% năm 2030; 100% năm 2050.

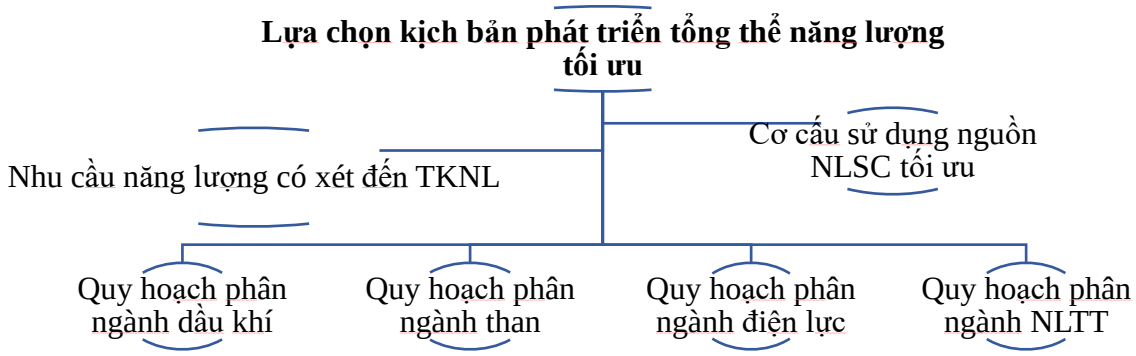
Kết quả dự báo được trình bày chi tiết ở phần sau của báo cáo.

Đối với mỗi kịch bản, các kết quả từ mô hình quy hoạch năng lượng sẽ được so sánh để đánh giá tác động của các yếu tố, xây dựng phương án phát triển của hệ thống năng lượng và đề xuất các chiến lược thích hợp để ứng phó trong các kịch bản. Các chỉ tiêu chính để đánh giá kịch bản phát triển năng lượng như sau:

Bảng 6-5 Các chỉ tiêu chính đánh giá kịch bản phát triển năng lượng

Lĩnh vực	**Chỉ tiêu đánh giá chính**
Kinh tế	Chi phí hệ thống (bao gồm chi phí ngoại tác)
Môi trường – xã hội	Môi trường – xã hội Phát thải CO2 Phát thải không khí Các tác động khác
An ninh năng lượng	Các chỉ tiêu an ninh năng lượng Cường độ năng lượng Tỷ trọng NL nhập khẩu Mức độ đa dạng hóa Dự trữ năng lượng

Từ phương án tối ưu phát triển tổng thể năng lượng được lựa chọn, phương án quy hoạch phát triển các phân ngành năng lượng được xây dựng phù hợp với phương án phát triển tổng thể:



Hình 6-3 Lựa chọn kịch bản phát triển tổng thể năng lượng tối ưu

Tổng hợp các yếu tố chính, có 6 phương án phát triển tổng thể năng lượng sau đây được xem xét đánh giá và để xuất phương án phát triển năng lượng tổng thể tối ưu:

Bảng 6-6 Các kịch bản phát triển tổng thể năng lượng

TT	Kịch bản	Diễn giải
1	KB PTBT cơ sở	KB GDP tăng trưởng trung bình + Mức TKNL thấp (tỷ lệ thâm nhập thiết bị hiệu suất cao 5-10%)
2	KB PTBT cao	KB GDP tăng trưởng cao + Mức TKNL thấp (tỷ lệ thâm nhập thiết bị hiệu suất cao 5-10%)
3	KB quy hoạch cơ sở	KB tăng trưởng trung bình + Tỷ trọng NLTT phù hợp với NQ55 (năm 2030 15%-20%, năm 2045 25%-30%) + Mục tiêu giảm phát thải KNK phù hợp với cam kết tại COP26 (Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050) + Các chỉ tiêu khác tại NQ 55 được đối chứng mức độ phù hợp từ kết quả
4	KB quy hoạch cao	KB tăng trưởng cao + Tỷ trọng NLTT phù hợp với NQ55 (năm 2030 15%-20%, năm 2045 25%-30%) + Mục tiêu giảm phát thải KNK phù hợp với cam kết tại COP26 (Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050) + Các chỉ tiêu khác tại NQ55 được đối chứng mức độ phù hợp từ kết quả

Phân tích chi tiết hơn về kết quả từ các kịch bản được trình bày ở các mục tiếp theo.

6.2 Dự báo nhu cầu năng lượng quốc gia theo nhiên liệu, theo các phân ngành kinh tế và theo các kịch bản phát triển

Trong giai đoạn 2021-2050, nhu cầu năng lượng cuối cùng theo các loại nhiên liệu ở các kịch bản như sau:

Ở Kịch bản phát triển bình thường với mức tăng trưởng GDP trung bình, tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng được dự báo là 113 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2030 và đạt 194 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2050 Nhu cầu năng lượng của các kịch bản được trình bày ở bảng dưới đây:

Bảng 6-7 Nhu cầu năng lượng cuối cùng theo các kịch bản

	Kịch bản Phát triển bình thường – GDP trung bình						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than	15.866	21.458	26.428	30.733	34.451	37.886	40.988
Xăng ô tô	6.672	7.774	9.155	10.700	12.556	14.904	17.781
Xăng MB	975	1.210	1.485	1.773	2.090	2.457	2.870
Dầu hỏa	18	25	33	43	53	65	79
DO	10.524	13.444	16.933	20.463	24.351	28.858	33.915
FO	329	448	588	721	866	1.032	1.217
LPG	2.584	3.298	4.053	4.841	5.664	6.586	7.606
Khí tự nhiên	815	1.192	1.615	2.069	2.541	3.052	3.586
Xăng sinh học	79	92	107	123	140	160	182
Sinh khối	7.737	10.427	13.253	16.080	18.823	21.611	24.350
NLMT	2	2	3	4	4	5	6
Điện	19.784	28.443	39.445	52.848	60.275	64.819	62.298
Tổng	**65.385**	**87.813**	**113.100**	**140.398**	**161.814**	**181.436**	**194.878**
	Kịch bản Quy hoạch – GDP trung bình						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than	15.847	18.013	18.183	16.453	13.534	9.571	3.573
Xăng ô tô	6.669	7.187	7.620	7.275	6.509	5.506	334
Xăng MB	975	1.174	1.400	1.607	1.590	1.536	467
Dầu hỏa	18	21	22	21	18	12	-
DO	10.493	12.494	14.485	15.847	16.429	15.988	7.696
FO	329	382	420	412	382	326	212
LPG	2.574	2.850	3.015	3.080	3.067	3.035	2.863
Khí tự nhiên	774	1.910	3.581	5.448	7.880	10.739	14.628
Xăng sinh học	81	229	521	956	1.474	2.111	3.395
DO sinh học	-	345	835	1.468	2.328	3.406	5.256
Xăng máy bay TH	-	-	-	-	240	545	1.906
Hydrogen	-	-	-	140	941	2.390	9.247
Amonia	-	-	-	-	352	828	3.004
Sinh khối	7.059	8.977	10.801	10.661	11.571	12.249	12.484
NLMT	2	6	38	84	147	230	401
Điện	18.654	28.809	42.234	56.003	67.046	76.257	84.172

Tổng	**63.476**	**82.398**	**103.155**	**119.454**	**133.508**	**144.728**	**149.637**
	Kịch bản Phát triển bình thường - GDP Cao						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than	15.866	22.137	27.921	32.983	37.444	41.661	45.552
Xăng ô tô	6.678	8.026	9.845	12.194	15.200	19.274	24.618
Xăng MB	975	1.239	1.557	1.922	2.336	2.834	3.412
Dầu hỏa	18	26	36	47	60	75	92
DO	10.538	14.056	18.492	23.776	29.995	37.726	47.024
FO	329	463	627	821	1.048	1.330	1.671
LPG	2.584	3.385	4.264	5.194	6.186	7.330	8.632
Khí tự nhiên	815	1.239	1.737	2.280	2.857	3.500	4.189
Xăng sinh học	79	94	111	129	149	173	199
Sinh khối	7.737	10.760	14.065	17.414	20.733	24.189	27.663
NLMT	2	2	3	4	5	6	7
Điện	19.784	29.391	42.677	60.119	73.488	82.116	81.731
Tổng	**65.405**	**90.817**	**121.335**	**156.881**	**189.501**	**220.213**	**244.789**
	Kịch bản quy hoạch - GDP Cao						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than	15.847	18.562	19.179	17.641	14.733	10.617	4.181
Xăng ô tô	6.674	7.379	8.089	8.112	7.592	6.755	379
Xăng MB	975	1.198	1.458	1.718	1.741	1.724	537
Dầu hỏa	18	21	23	23	20	14	-
DO	10.507	12.914	15.529	17.844	19.335	19.563	9.050
FO	329	394	446	463	452	411	290
LPG	2.574	2.905	3.131	3.244	3.280	3.313	3.212
Khí tự nhiên	774	1.967	3.785	5.879	8.661	12.018	16.742
Xăng sinh học	81	235	552	1.052	1.734	2.621	4.558
DO sinh học	-	365	929	1.744	2.933	4.551	7.389
Xăng MB sinh học	-	-	-	-	263	612	2.190
Hydrogen	-	-	-	152	1.030	2.800	11.661
Amonia	-	-	-	-	425	1.064	4.098
Sinh khối	7.059	9.218	11.355	11.358	12.475	13.345	13.708
NLMT	2	27	67	125	204	309	457
Điện	18.654	29.799	45.610	63.361	80.675	94.681	107.113

Tổng	**63.495**	**84.984**	**110.154**	**132.716**	**155.554**	**174.396**	**185.564**

Trong Kịch bản cơ sở, tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng sẽ tăng lên 103 triệu TOE vào năm 2030 và 145 triệu TOE vào năm 2045. TrongKịch bản cao, tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng sẽ tăng lên 110 triệu TOE vào năm 2030 và 174 triệu TOE vào năm 2045. Như vậy đến năm 2030, tác động của hoạt động sử dụng năng lượng hiệu quả góp phần giảm khoảng 9,9 triệu TOE ở Kịch bản QH Cơ sở, tương đương mức tiết kiệm năng lượng 9% so với nhu cầu năng lượng cuối cùng ở Kịch bản PTBT Cơ sở 125 triệu TOE.

Đối với các dạng nhiên liệu, các dạng năng lượng tái tạo có tốc độ tăng cao nhất để đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Nhu cầu sử dụng điện cũng tăng ở mức cao thể hiện sự chuyển dịch tiêu dùng năng lượng từ các dạng khác sang điện. Các dạng năng lượng thay thế có nguồn gốc từ hydro (hydro, amoniac) và nhiên liệu sinh học cũng được sử dụng nhiều hơn và có tốc độ tăng trưởng cao ở các kịch bản tiết kiệm năng lượng và giảm phát thải CO2.

Sự dịch chuyển năng lượng thể hiện rõ ở việc dịch chuyển từ các dạng năng lượng khác sang điện ở các ngành kinh tế. Lĩnh vực giao thông vận tải có sự thay đổi rõ nét với việc phát triển các phương tiện điện (pin, pin nhiên liệu hydro) trong giao thông đường bộ, nhiên liệu sinh học trong đường bộ và đường hàng không, nhiên liệu amonia trong giao thông đường thủy. Lĩnh vực tòa nhà (dân dụng và thương mại dịch vụ) có sự tăng cường các thiết bị sử dụng điện. Trong khi đó, các ứng dụng năng lượng hydro trong sản xuất thép và các ngành công nghiệp khác là cần thiết để giảm phát thải trong lĩnh vực sản xuất công nghiệp.

Nhu cầu năng lượng cuối cùng của các ngành theo các ngành kinh tế có sự tăng trưởng mạnh của khu vực công nghiệp với 7,6%/năm trong giai đoạn 2021-2030. Tuy nhiên đây cũng là khu vực có tiềm năng thực hiện tiết kiệm năng lượng lớn nhất, ở 2 kịch bản tiết kiệm năng lượng cho thấy khả năng giảm nhu cầu năng lượng cuối cùng khoảng 7 triệu TOE vào năm 2030 và hơn 20 triệu TOE vào năm 2030 so với Kịch bản PTBT. Nhu cầu năng lượng cuối cùng ở khu vực thương mại và giao thông vận tải cũng có tốc độ tăng khá cao. Trong khi đó, tăng trưởng nhu cầu sẽ chậm lại rõ rệt ở khu vực dân dụng thể hiện sự bão hoà dần trong tiêu dùng năng lượng.

So sánh các kịch bản quy hoạch cho thấy mức tiết kiệm năng lượng đạt được trong các kịch bản đáp ứng và vượt mục tiêu chính sách đề ra ơ các mốc thời gian năm 2030 và 2045 trong Nghị quyết 55 và Chương trình VNEEP3. Cụ thể, mức tiết kiệm năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường vào năm 2030 là 9% và vào năm 2045 là 20%. Ở các kịch bản thúc đẩy sử dụng năng lượng hiệu quả, khu vực công nghiệp luôn có đóng góp cao nhất đối với mức năng lượng tiết kiệm tổng thể. Điều này thể hiện vai trò của việc thúc đẩy tiết kiệm năng lượng trong khu vực công nghiệp.

Bảng 6-8 So sánh tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng theo các kịch bản (Đơn vị: KTOE)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Dư báo trên-xuống cơ sở	63.476	89.661	116.690	143.493	165.890	185.293	199.713
KB PTBT Cơ sở	63.476	87.813	113.100	140.398	161.814	181.436	194.878
KB QH Cơ sở	63.476	82.398	103.155	119.454	133.508	144.728	149.637
Dư báo trên-xuống cao	63.476	91.437	123.908	159.437	192.847	224.231	251.363
KB PTBT Cao	63.476	90.817	121.335	156.881	189.501	220.213	244.789
KB QH Cao	63.476	84.984	110.154	132.716	155.554	174.396	185.564

6.3 Phương án phát triển tổng thể năng lượng

6.3.1 Các phương án phát triển tổng thể năng lượng

Để đáp ứng nhu cầu năng lượng cuối cùng của các ngành kinh tế, cung cấp năng lượng sơ cấp theo các dạng nhiên liệu và tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng cung cấp năng lượng sơ cấp giai đoạn 2021-2050 theo các kịch bản được trình bày dưới đây:

Tổng cung cấp năng lượng sơ cấp ở Kịch bản QH Cơ sở đạt 154 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2030 và đạt 287 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2045. Tổng cung cấp năng lượng sơ cấp ở Kịch bản QH Cao đạt 164 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2030 và đạt 337 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2045. Cung cấp năng lượng sơ cấp theo các kịch bản như sau:

Bảng 6-9 Tổng cung cấp năng lượng sơ cấp (Đơn vị: Nghìn TOE)

Kịch bản	Loại nhiên liệu	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	21-30	31-50
Cơ sở	Than	49.752	47.553	62.475	57.732	51.341	37.173	16.780	2,3%	-6,4%
	Dầu	23.387	26.959	31.263	32.816	32.904	31.579	17.176	2,9%	-3,0%
	Khí	7.821	16.433	30.869	42.191	39.955	36.335	31.080	14,7%	0,0%
	NK Điện	130	1.325	1.355	1.828	2.340	2.852	3.184	26,4%	4,4%
	Thủy điện	6.269	7.897	8.251	8.627	8.876	9.155	9.756	2,8%	0,8%
	Nhiên liệu sinh khối	7.431	9.033	12.579	16.519	20.164	22.904	24.423	5,4%	3,4%
	Nhiên liệu sinh học	64	574	1.356	2.423	4.043	6.062	10.557	35,8%	10,8%
	NLMT	824	2.349	3.109	9.642	26.442	59.404	96.043	14,2%	18,7%
	Gió	84	2.489	3.435	12.349	32.575	67.020	101.753	44,9%	18,5%
	Nhiên liệu có nguồn gốc hydro	-	18	246	1.745	6.083	15.023	24.135		25,8%
	Tổng	**95.762**	**114.631**	**154.937**	**185.873**	**224.722**	**287.505**	**334.889**	**4,9%**	**3,9%**
	Tổng NLTT	14.672	22.360	28.975	51.305	98.182	179.567	266.668	7,0%	11,7%
	Tỷ trọng NLTT trong NLSC	15,3%	19,5%	18,7%	27,6%	43,7%	62,5%	79,6%		

Cao	Than	49.752	48.755	63.775	59.335	52.896	38.220	16.780	2,5%	-6,5%
	Dầu	23.387	27.733	33.027	36.039	37.410	37.067	19.267	3,5%	-2,7%
	Khí	7.821	16.500	34.370	47.894	46.313	42.939	37.738	16,0%	0,5%
	NK Điện	130	1.444	1.616	2.340	2.980	3.184	3.184	28,7%	3,5%
	Thủy điện	6.269	8.163	8.640	9.469	9.547	9.640	9.769	3,3%	0,6%
	Nhiên liệu sinh khối	7.431	9.266	13.117	17.194	21.046	23.981	25.640	5,8%	3,4%
	Nhiên liệu sinh học	64	600	1.481	2.796	4.931	7.783	14.136	37,0%	11,9%
	NLMT	824	2.355	3.199	11.290	33.097	66.653	114.185	14,5%	19,6%
	Gió	84	2.785	5.138	17.534	46.244	86.634	130.852	50,8%	17,6%
	Nhiên liệu có nguồn gốc hydro	-	23	361	2.720	9.972	21.582	37.671		26,2%
	Tổng	**95.762**	**117.624**	**164.723**	**206.612**	**264.434**	**337.683**	**409.223**	**5,6%**	**4,7%**
	Tổng NLTT	14.672	23.193	31.934	61.004	124.836	216.273	332.254	8,1%	12,4%
	Tỷ trọng NLTT trong NLSC	15,3%	19,7%	19,4%	29,5%	47,2%	64,0%	81,2%		

6.3.2 Đánh giá hiệu quả kinh tế - xã hội – môi trường các phương án

Các kịch bản phát triển năng lượng từ A0 đến A5 được phân tích, đánh giá, so sánh về các mặt kinh tế, môi trường, sử dụng tài nguyên năng lượng dựa trên một hệ thống các tiêu chí. Các chỉ tiêu chính được sử dụng để so sánh, lựa chọn các kịch bản bao gồm:

- Tổng chi phí hệ thống năng lượng (triệu USD, bao gồm cả phía cung và phía cầu)
- Tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp (triệu TOE)
- Tổng phát thải CO2 (triệu tấn CO2)
- Tỷ trọng NLTT trong tổng NLSC (%)
- Tỷ lệ phụ thuộc năng lượng nhập khẩu trong tổng NLSC (%)
- Mức độ đa dạng hoá các dạng nhiên liệu trong tổng NLSC (chỉ số HHI)
- Cường độ năng lượng trên GDP (kgoe/USD)

Các chỉ tiêu này được so sánh cho 6 kịch bản ở các bảng sau cho các lát cắt thời gian 2030 và 2050:

Bảng 6-10 Tổng hợp các kết quả chính các phương án quy hoạch

Hạng mục	**Đơn vị**		**KB Cơ sở**			**KB Cao**		
		2019	2030	2045	2050	2030	2045	2050
GDP	Tỷ USD 2010	201	392	790	975	394	824	1.121
GDP	Tỷ USD thực tế	329	877	2.896	4.225	941	3.374	5.055

GDP/người	USD/người	3.442	8.185	23.361	32.528	8.787	27.219	38.916
NLCC	MTOE	62	103	145	150	110	174	186
NLCC/người	TOE/người	0,6	1,0	1,2	1,2	1,0	1,4	1,4
NLCC/GDP	kgOE/USD 2010	309	263	183	154	280	212	166
NLSC	MTOE	94	155	288	335	165	338	409
NLSC/người	TOE/người	1,0	1,4	2,3	2,6	1,5	2,7	3,2
NLSC/GDP	kgOE/USD 2010	471	396	364	344	418	410	365
Phát thải KNK	triệu tấn CO2td	317	401	301	103	429	354	125

Có thể nhận thấy, để đạt được các mục tiêu tốt hơn về giảm phát thải, tiết kiệm năng lượng, tăng cường an ninh năng lượng, chi phí hệ thống sẽ có những thay đổi tăng hay giảm. So sánh các kịch bản cho thấy những điểm đáng chú ý sau đây:

- Các kịch bản đạt mục tiêu chính sách không làm tăng tổng chi phí hệ thống. Mặc dù có mức tăng chi phí đầu tư cho các công nghệ hiệu suất cao, tổng chi phí hệ thống giảm đi do giảm chi phí nhiên liệu và tăng cường năng lượng tái tạo.
- Thúc đẩy các hoạt động sử dụng năng lượng hiệu quả là điều kiện tiên quyết để đạt được các mục tiêu chính sách tổng hợp ở mức chi phí toàn bộ hệ thống thấp hơn. Tuy nhiên, điều này yêu cầu mức chi phí đầu tư ban đầu cao hơn cho các phía cung và phía cầu.
- Giai đoạn 2021-2030, mức tiết kiệm năng lượng trung bình có thể giúp đạt các mục tiêu chính sách tốt với mức tăng chi phí vừa phải. Tuy nhiên ở giai đoạn sau 2030, nếu các hoạt động sử dụng năng lượng hiệu quả được đẩy mạnh hơn nữa thì hiệu quả kinh tế đối với quốc gia sẽ cao hơn nhiều.
- Năng lượng tái tạo và khí tự nhiên sẽ là các trụ cột cho việc chuyển dịch năng lượng nhằm giảm phát thải và tăng cường an ninh năng lượng trong dài hạn thông qua giảm tỷ trọng năng lượng nhập khẩu và đa dạng hoá cung cấp năng lượng.
- Cường độ năng lượng trên GDP có thể giảm từ 20-30% so với kịch bản phát triển bình thường thông qua thúc đẩy và giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả. Việc lồng ghép các chi phí ngoại sinh vào chi phí hệ thống cũng là một yếu tố quan trọng trong việc thúc đẩy tính cạnh tranh của các giải pháp hiệu quả năng lượng và năng lượng sạch hơn.
- Do tác động đáng kể của các chi phí ngoại sinh đối với việc lựa chọn các công nghệ năng lượng, cần thiết phải có chính sách thuế, phí đối với các ngoại tác (ví dụ, thuế các-bon) của quá trình phát triển năng lượng để điều chỉnh lại các hành vi tiêu dùng năng lượng để đạt được hiệu quả thị trường.

- Đối với tổng phát thải CO_2 các năm, Kịch bản cơ sở có mức phát thải 401 triệu tấn vào năm 2030 và 263,6 triệu tấn vào năm 2045, sau đó giảm xuống mức 96,3 triệu tấn vào năm 2050 khi quá trình chuyển đổi nhiên liệu diễn ra mạnh mẽ hơn. Kịch bản cao có mức phát thải 426,4 triệu tấn vào năm 2030 và 302,4 triệu tấn vào năm 2045, sau đó giảm xuống mức 119,1 triệu tấn vào năm 2050. Phát thải CO_2 theo các dạng năng lượng như sau:

Bảng 6-11 Phát thải khí nhà kính theo các kịch bản (triệu tấn CO2tđ)

Kịch bản	Loại nhiên liệu	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	21-30	31-50
Cơ sở	Than	65,2	74,1	74,8	67,7	55,7	39,4	14,7	1,4%	-7,8%
	Khí	1,8	4,5	8,4	12,8	18,5	25,2	34,4	16,6%	7,3%
	Dầu	62,7	71,9	80,5	84,5	83,9	79,2	34,5	2,5%	-4,2%
	Khai thác năng lượng	15,8	14,8	22,3	17,9	14,6	13,9	13,0	3,5%	-2,6%
	Sản xuất điện	129,6	157,0	215,0	200,0	192,0	148,0	26,0	5,2%	-10,0%
	Tổng phát thải	275,1	322,3	401,0	382,9	364,7	305,7	122,6	3,8%	-5,8%
	Thu giữ CO2	-	-	-	-	1,0	5,0	20,0		
	Phát thải ròng CO2	275,1	322,3	401,0	382,9	363,7	300,7	102,6	3,8%	-6,6%
Cao	Than	65,2	76,4	78,9	72,6	60,6	43,7	17,2	1,9%	-7,3%
	Khí	1,8	4,6	8,9	13,8	20,3	28,2	39,3	17,2%	7,7%
	Dầu	62,7	74,0	85,7	94,1	97,3	95,5	40,2	3,2%	-3,7%
	Khai thác năng lượng	15,8	14,8	24,7	21,4	18,2	17,6	16,7	4,6%	-1,9%
	Sản xuất điện	129,6	157,0	231,0	250,0	242,0	175,0	42,0	5,9%	-8,2%
	Tổng phát thải	275,2	326,8	429,2	451,9	438,5	360,0	155,4	4,5%	-5,0%
	Thu giữ các bon	-	-	-	-	1,0	6,0	30,0		
	Phát thải ròng CO2	275,1	326,8	429,2	451,9	437,5	354,0	125,4	4,5%	-6,0%

Mức phát thải trong các kịch bản Quy hoạch năng lượng nhìn chung phù hợp với các mục tiêu đang được Bộ TNMT xây dựng trong Dự thảo Chiến lược biến đổi đang được xin ý kiến các Bộ, ngành. Theo đó, dự kiến mức phát thải từ hoạt động năng lượng năm 2030

không vượt quá 460 triệu tấn CO2 tương đương và vào năm 2050 không vượt quá 101 triệu tấn CO2tđ. Trong trường hợp ngành năng lượng phát triển theo kịch bản tăng trưởng GDP cao, cần đẩy mạnh phát triển các ứng dụng thu giữ và tái sử dụng các bon trong hoạt động sản xuất công nghiệp với quy mô thu giữ khoảng 50 triệu tấn năm để đạt mức phát thải dự kiến trong Dự thảo Chiến lược Biến đổi khí hậu tháng 4/2022.

6.3.3 Đề xuất phương án phát triển tối ưu

Kịch bản quy hoạch cao sẵn sáng cung cấp đầy đủ năng lượng cho phát triển kinh tế xã hội, đảm bảo an ninh năng lượng, đáp ứng các mục tiêu chính sách ở mức chi phí chấp nhận được, được đề xuất cho Phương án phát triển tổng thể năng lượng giai đoạn 2021-2030:

- Kịch bản tăng trưởng GDP cao;
- Vượt mục tiêu về tỷ trọng NLTT trong tổng NLSC tại Nghị quyết số 55-NQ/TW: 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045;
- Vượt mục tiêu cắt giảm khí nhà kính tại Nghị quyết số 55-NQ/TW: giảm 15% năm 2030 so với kịch bản phát triển bình thường;
- Đáp ứng mục tiêu Phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam tại COP26
- Vượt mục tiêu tiết kiệm năng lượng đáp ứng VNEEP3.

Bảng 6-12 Bảng tổng hợp so sánh các chỉ tiêu chính với các mục tiêu cụ thể trong NQ 55

Mục tiêu	Đơn vị	2030			2045		
		NQ55	KB Cơ sở	KB Cao	NQ55	KB Cơ sở	KB Cao
Tổng năng lượng sơ cấp	triệu TOE	175-195	155	164	320-350	287	337
Tỷ lệ NLTT trong Tổng NLSC	%	15%-20%	18,7%	19,4%	25%-30%	62,6%	64,2%
Tổng năng lượng cuối cùng	triệu TOE	105-115	103	110	160-190	145	174
Cường độ năng lượng sơ cấp	kgOE/1000 USD	420-460	395	417	375-410	363	409
Cơ sở lọc dầu đáp ứng 70% nhu cầu trong nước*	triệu tấn dầu thô		>70% (26,3)	>70% (26,3)		>70% 21,7	~70% (21,7)
Dự trữ chiến lược xăng dầu 90 ngày nhập ròng**	triệu m3		90	90		90	90
Đủ năng lực nhập khẩu LNG	tỷ m3	8	11,5	8,4	15	20,2	16,4
Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng tổng NLCC	%	7,0%	8,8%	9,2%	14,0%	20,2%	20,8%
Giảm phát thải khí nhà kính so với BAU	%	15,0%	26,1%	24,2%	20%	70,3%	69,9%

** Năng lực cơ sở lọc dầu giá trị trong ngoặc đơn "(...)" tính theo nhu cầu dầu thô đầu vào*
*** Tổng dung tích kho chứa xăng dầu (bao gồm dầu thô)*

Kết quả các kịch bản cho thấy toàn bộ các chỉ tiêu quy hoạch của hai kịch bản đều phù hợp và vượt tốt hơn so với các mục tiêu của Nghị quyết 55 do quá trình chuyển đổi năng lượng được tăng tốc hơn do việc đáp ứng mục tiêu Phát thải ròng bằng "0" tại COP26. Đánh giá các mục tiêu quy hoạch như sau:

- Tổng năng lượng sơ cấp: kết quả các kịch bản quy hoạch cho thấy nhu cầu năng lượng sơ cấp có thể tiết kiệm hơn nữa đối với mục tiêu của NQ55 do sự chuyển đổi sang các dạng năng lượng tái tạo và nâng cao tiết kiệm năng lượng;
- Tỷ lệ NLTT trong Tổng NLSC: tỷ lệ NLTT hoàn toàn phù hợp với mục tiêu NQ55 ở năm 2030 ở cả hai kịch bản là trong khoảng 15-20%; tỷ lệ này vượt qua mức 20-30% ở năm 2045 do quá trình chuyển đổi năng lượng tái tạo và giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch. Nếu không tăng tốc quá trình chuyển đổi thay thế năng lượng hóa thạch bằng năng lượng tái tạo ở giai đoạn tầm nhìn đến 2050 thì không thể hoàn thành mục tiêu Phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.
- Tổng năng lượng cuối cùng: tổng NLCC ở phù hợp với mục tiêu của NQ55 ở Kịch bản cao và vượt ở Kịch bản cơ sở ở cả năm 2030 và năm 2045 do mức tiết kiệm năng lượng được cải thiện với sự thâm nhập mạnh mẽ hơn của các thiết bị sử dụng hiệu quả năng lượng;
- Cường độ năng lượng sơ cấp: cường độ năng lượng sơ cấp trên GDP ở các kịch bản quy hoạch phù hợp và vượt mục tiêu của NQ55 do nhu cầu năng lượng sơ cấp của quá trình chuyển đổi năng lượng;
- Cơ sở lọc dầu đáp ứng 70% nhu cầu trong nước: với tiến độ tăng công suất lọc dầu trong nước, mục tiêu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu trong nước của 2 kịch bản quy hoạch phù hợp với mục tiêu NQ55 với năng lực lọc dầu đạt 26,3 triệu tấn dầu thô vào năm 2030 và 21,7 triệu tấn vào năm 2045. Trong bối cảnh giảm sử dụng nhiên liệu hóa thạch xăng dầu để giảm phát thải, việc duy trì năng lực lọc dầu ở trong phương án Quy hoạch là phù hợp với định hướng chiến lược chung;
- Dự trữ chiến lược xăng dầu 90 ngày nhập ròng: để đạt được mục tiêu dự trữ chiến lược xăng dầu đạt 90 ngày nhập ròng, cần có các cơ chế chính sách phù hợp để thực thi đầu tư để nâng tổng sức chứa kho chứa quốc gia, sản xuất và thương mại;
- Đủ năng lực nhập khẩu LNG: Mục tiêu "Đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng LNG" được nêu tại Nghị quyết 55 hàm ý cần chuẩn bị năng lực tối thiểu cho Việt Nam nhập khẩu LNG trong bối cảnh khó khăn trong phát triển các nguồn nhiệt điện nền chạy than, khả năng cũng cấp khí tự nhiên trong nước hạn chế, tỷ trọng các nguồn điện năng lượng tái tạo tăng mạnh. Trên cơ sở đó, Nghị quyết 55 đề ra một mục tiêu cận dưới đối với nhập khẩu khí LNG để đảm bảo cung ứng điện. Việc tăng tỷ trọng nguồn điện khí LNG và nhập khẩu LNG cũng phù hợp với giải pháp tại Nghị quyết 55, Mục III-2 đối với nhiệt điện: "Chú trọng phát triển nhanh nhiệt điện khí sử dụng LNG, đưa điện khí dần trở thành nguồn cung cấp điện năng quan trọng, hỗ trợ cho điều tiết hệ thống." Với giải pháp này, nguồn điện LNG đóng vai trò quan trọng trong cung ứng điện, đa dạng hóa các loại hình nguồn điện, góp phần quan trọng trong giảm phát thải trong sản xuất điện. Việc thực hiện cam kết của Việt Nam tại COP26 cũng khiến việc chuyển dịch từ than sang khí và năng lượng tái tạo nhanh hơn để

giảm phát thải. Điều đó cũng khiến mục tiêu nhập khẩu LNG khoảng 15 tỷ m3 vào năm 2045 cũng cần phải đẩy nhanh hơn để đáp ứng yêu cầu trong tình hình mới. Do đó các nhu cầu nhập khẩu LNG vào năm 2030 phù hợp với tinh thần Nghị quyết 55.

- Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng tổng NLCC: tỷ lệ tiết kiệm năng lượng cuối cùng ở các kịch bản Quy hoạch ở mức 8,8% và 9,2% vượt nhẹ mức 7% trong NQ55 và phù hợp với mục tiêu trong VNEEP 3 (8-10%). Giai đoạn tầm nhìn đến năm 2045-2050, mức tiết kiệm được tăng cường mạnh mẽ với mức thâm nhập cao hơn của các thiết bị sử dụng năng lượng hiệu suất cao, đóng góp vào giảm sâu phát thải trong hoạt động năng lượng;
- Giảm phát thải khí nhà kính so với Kịch bản phát triển bình thường: kết quả phát thải từ các kịch bản Quy hoạch vượt hơn so với các mục tiêu của NQ55 để đáp ứng mục tiêu Phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

Tuy nhiên việc đáp ứng các mục tiêu của Nghị quyết 55 và Mục tiêu phát thải ròng bằng 0 cần nhiều nỗ lực trong việc thúc đẩy các công nghệ năng lượng mới và sử dụng nhiên liệu thay thế.

Trong giai đoạn quy hoạch 2021-2030: mục tiêu tỷ trọng NLTT đã đề ra trong Nghị quyết số 55-NQ/TW hoàn toàn có thể thực hiện do tốc độ tăng trưởng của điện NLTT và sản lượng điện từ các nhà máy thủy điện. Tốc độ tăng của các dạng NLTT khác ngoài điện cần theo sát các mục tiêu đã đề ra trong Quyết định 2068 đối với nhiên liệu sinh học, giàn NLMT, khí sinh học.

Trong giai đoạn tầm nhìn 2031-2050: cần nhiều nỗ lực để hoàn thành các mục tiêu phát thải ròng băng 0 theo cam kết của Việt Nam tại COP26. Định hướng phát triển năng lượng quan trọng như sau:

Quản lý nhu cầu và sử dụng hiệu quả năng lượng:

- Thực biện các biện pháp thay đổi phương thức sử dụng năng lượng: quản lý nhu cầu (DSM), điều chỉnh phụ tải (DR), quản lý nhu cầu giao thông (TDM);
- Tòa nhà: nâng cao các quy định về hiệu suất tối thiểu đối với thiết bị (MEPS); tòa nhà hiệu quả năng lượng (EEB), tòa nhà xanh (GB), bơm nhiệt, bộ giải nhiệt...
- Công nghiệp: các ứng dụng tận dụng nhiệt thải (WHR); đồng phát nhiệt điện (Cogeneration); động cơ hiệu suất cao, biến tần (VSD), máy nén khí...
- Giao thông vận tải: quy định về hiệu suất phương tiện (Fuel economy); hạn chế/cấm sử dụng động cơ đốt trong; tăng cường phương tiện giao thông công cộng (MRT)

Tăng cường điện hóa trong các ngành kinh tế:

Tăng tỷ trọng các phương tiện/thiết bị sử dụng điện: Thiết bị tòa nhà; Lò điện công nghiệp; Phương tiện giao thông sử dụng điện; Hoạt động điện phân sản xuất hydro và các nhiên liệu có nguồn gốc hydro

Lưu trữ năng lượng: Thủy điện tích năng; Pin tích năng quy mô lớn; Pin nhiên liệu phương tiện giao thông vận tải;

Phát triển điện lực: Hạn chế xây dựng các nhà máy nhiệt điện than mới; Phát triển với tỷ trọng hợp lý các nhà mát nhiệt điện khí có hiệu suất cao, tính linh hoạt cao; Xây dựng lộ trình chuyển đổi nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện hiện có

Phát triển năng lượng tái tạo:

- Phát triển mạnh các loại hình điện năng lượng tái tạo, đặc biệt chú trọng phát triển điện gió ngoài khơi, điện mặt trời mái nhà, điện mặt trời lòng hồ, các dự án điện năng lượng tái tạo phục vụ nhu cầu điện tại chỗ...
- Tăng cường sản xuất và sử dụng các loại nhiên liệu sinh học: Nhiên liệu sinh khối rắn (phát điện, đồng phát nhiệt điện, sản xuất nhiệt); Nhiên liệu sinh học lỏng (nhiên liệu bay, nhiên liệu tàu thủy); Methane, LPG sinh học

Nhiên liệu hydrogen và các nhiên liệu nguồn gốc hydrogen: Nhiên liệu hydrogen (Điện phân từ nguồn điện NLTT); Nhiên liệu dựa trên nguồn hydrogen: Amonia (NH3), Nhiên liệu tổng hợp;

Thu hồi, sử dụng và lưu giữ cácbon (CCUS):

- Thu hồi CO2 trong sản xuất công nghiệp, nhà máy điện điện và các quá trình sản xuất hydro từ than và khí tự nhiên
- Sử dụng CO2 trong sản xuất hoá chất, vật liệu xây dựng, hoạt động nông nghiệp, quá trình sản xuất nhiên liệu tổng hợp...
- Thực hiện các biện pháp lưu giữ CO2

Quy hoạch năng lượng quốc gia được xây dựng trên cơ sở đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội tại Chiến lược phát triển kinh tế xã hội, hoàn thành các mục tiêu cụ thể tại Nghị quyết 55 và cam kết của Việt Nam tại COP26. Nhằm đáp ứng nhu cầu năng lượng cho nền kinh tế ở 6,6%/năm ở kịch bản trung bình và 7,45%/năm ở kịch bản cao trong giai đoạn 2021-2030 và 5,6%/năm ở Kịch bản trung bình và 6,2%/năm ở kịch bản cao giai đoạn 2031-2050, các phương án quy hoạch sẽ được xây dựng trên cơ sở đáp ứng các mục tiêu đã được đề ra. Trên cơ sở các phương án quy hoạch được đề xuất ở các phần tiếp theo, các mục tiêu cụ thể đối với phát triển năng lượng Việt Nam thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến 2050 sẽ được đề xuất cụ thể như sau:

- Tổng cung cấp năng lượng sơ cấp 155-165 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2030 và 335-409 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2050.
- Tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng 103-110 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2030 và đạt 150-186 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2050.
- Tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng năng lượng sơ cấp 15-20% năm 2030 và 70-80% năm 2050.
- Tiết kiệm năng lượng khoảng 9% vào năm 2030 và khoảng 20% vào năm 2050 so với Kịch bản phát triển bình thường.
- Đạt mục tiêu cắt giảm khí nhà kính 25% vào năm 2030 và 74% vào năm 2050 so với kịch bản phát triển bình thường.

Trong bối cảnh thực hiện Cam kết của Việt Nam tại COP26 về Phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, các mục tiêu đề xuất của Quy hoạch năng lượng phù hợp và đạt hơn so với với

Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11 tháng 02 năm 2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.

6.4 Cân bằng cung - cầu năng lượng phương án đề xuất

Đối với cung cầu than, do nhu cầu than năng lượng sụt giảm do chuyển dịch năng lượng đáp ứng mục tiêu giảm phát thải, than sử dụng cho các mục đích phi năng lượng sản xuất phân đạm, hóa chất và hydro được khuyến khích phát triển để đảm bảo phát triển bền vững ngành than trong nước. Than thương phẩm sẽ được đẩy mạnh xuất khẩu đối với các chủng loại than chất lượng cao. Than bitum và á bitum khai thác từ mỏ than Đồng bằng Sông Hồng sẽ được sử dụng thay thế cho than nhập khẩu ở các nhà máy điện. Một sản lượng than sẽ được dùng để khí hóa sản xuất hydro với các biện pháp thu giữ các bon. Cân bằng cung cầu than được trình bày ở các bảng sau:

Bảng 6-13 Cân bằng cung cầu than (Đơn vị: nghìn tấn)

	Kịch bản/Hang mục	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	KB Cơ sở							
1	Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	59.296	62.790	91.970	83.940	72.527	42.889	2.600
1.1	*Than trong nước*	*36.799*	*36.967*	*40.130*	*35.731*	*27.690*	*10.226*	*0*
1.2	*Than Bitum và á bitum trong nước*	*0*	*0*	*0*	*0*	*180*	*3.060*	*2.600*
1.3	*Than nhập khẩu*	*22.497*	*25.823*	*51.840*	*48.209*	*44.657*	*29.603*	*0*
2	Nhu cầu năng lượng cuối cùng	34.077	30.481	30.748	27.808	22.862	16.152	6.007
2.1	*Công nghiệp - Xây dưng*	*28.714*	*29.608*	*29.956*	*27.149*	*22.375*	*15.866*	*5.988*
2.2	*Thương mại dịch vụ*	*40*	*41*	*34*	*29*	*26*	*22*	*19*
2.3	*Dân dụng*	*708*	*832*	*758*	*630*	*461*	*264*	*0*
3	Nhu cầu phi năng lượng	1.508	1.835	2.232	3.716	7.293	15.304	24.954
3.1	*Sản xuất phân đạm*	*1.117*	*1.359*	*1.653*	*2.012*	*2.447*	*2.978*	*3.623*
3.2	*Hóa chất (hóa dược, mỹ phẩm)*	*391*	*476*	*579*	*704*	*856*	*1.042*	*1.268*
3.3	*Sản xuất H2*	*0*	*0*	*0*	*500*	*2.125*	*6.367*	*12.864*
3.4	*Sản xuất methanol, PVC*	*0*	*0*	*0*	*500*	*1.865*	*4.917*	*7.200*
4	Tổng nhu cầu trong nước	*94.881*	*95.105*	*124.950*	*115.464*	*102.682*	*74.345*	*33.561*
5	Khai thác	43.913	45.829	46.073	42.264	42.021	44.581	40.411
6	Nhập khẩu	54.810	51.546	81.004	75.225	62.553	33.899	0
7	Xuất khẩu, dự trữ, dự phòng	2.151	2.270	2.127	2.024	1.891	4.135	6.850
8	Tổng nhu cầu	95.400	97.375	127.077	117.489	104.573	78.481	40.411
	KB Cao							
1	Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	59.296	64.268	92.889	85.142	73.615	43.223	2.600
1.1	*Than trong nước*	*36.799*	*37.678*	*40.029*	*35.777*	*27.594*	*10.121*	*0*
1.2	*Than Bitum và á bitum trong nước*	*0*	*0*	*0*	*0*	*180*	*3.060*	*2.600*
1.3	*Than nhập khẩu*	*22.497*	*26.590*	*52.860*	*49.365*	*45.841*	*30.042*	*0*
2	Nhu cầu năng lượng cuối cùng	34.077	31.406	32.429	29.811	24.883	17.914	7.029
2.1	*Công nghiệp - Xây dưng*	28.714	*30.519*	*31.613*	*29.127*	*24.375*	*17.615*	*7.011*
2.2	*Thương mại dịch vụ*	40	*40*	*33*	*28*	*24*	*20*	*18*

2.3	*Dân dụng*	708	*847*	*783*	*656*	*484*	*278*	*0*
3	Nhu cầu phi năng lượng	1.508	1.835	2.232	3.716	7.293	15.304	23.932
3.1	*Sản xuất phân đạm*	1.117	*1.359*	*1.653*	*2.012*	*2.447*	*2.978*	*3.623*
3.2	*Hóa chất (hóa dược, mỹ phẩm)*	391	476	579	704	856	1.042	1.268
3.3	*Sản xuất H2*	0	0	0	500	2.125	6.367	11.842
3.4	*Sản xuất methanol, PVC*	0	0	0	500	1.865	4.917	7.200
4	Tổng nhu cầu trong nước	94.881	*97.509*	*127.550*	*118.669*	*105.791*	*76.441*	*33.561*
5	Khai thác	43.913	45.829	46.073	42.264	42.021	44.581	40.411
6	Nhập khẩu	54.810	53.950	83.604	78.430	65.661	35.994	0
7	Xuất khẩu, dự trữ, dự phòng	2.151	2.270	2.127	2.024	1.891	4.135	6.850
8	Tổng nhu cầu	95.400	99.779	129.677	120.694	107.682	80.576	40.411

Đối với khí tự nhiên, khí tự nhiên khai thác trong nước sẽ được sử dụng tối đa cho các hộ tiêu thụ trong nước. Trong đó, ưu tiên sử dụng khí tự nhiên cho hộ tiêu thụ công nghiệp và sản xuất sản phẩm phi năng lượng, giảm dần sử dụng khí tự nhiên cho sản xuất điện để giảm phát thải KNK. Phần thiếu hụt cung cấp khí tự nhiên sẽ được bù đắp bằng nhập khẩu LNG. Khí tự nhiên sử dụng ở các nhà máy điện sẽ dần được thay thế theo một lộ trình bằng nhiên liệu hydro để đảm bảo giảm phát thải trong sản xuất điện. Cân bằng cung cầu khí tự nhiên được thể hiện ở bảng sau:

Bảng 6-14 Cân bằng cung cầu khí tự nhiên (Đơn vị: tỷ m^3)

TT	Hạng mục	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	KB Cơ sở							
1	Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	7.028	13.178	24.534	33.382	27.934	20.487	10.080
1.1	*- Khí trong nước*	7.028	*10.182*	*10.859*	*7.700*	*7.743*	*7.747*	*7.700*
1.2	*- LNG*	0	*2.996*	*13.675*	*25.682*	*20.191*	*12.740*	*2.380*
2	Nhu cầu năng lượng cuối cùng	865	2.122	3.979	6.053	8.756	11.932	16.253
2.1	*Công nghiệp - Xây dựng*	*841*	*2.058*	*3.799*	*5.672*	*8.120*	*10.975*	*14.550*
2.2	*Giao thông vận tải*	*24*	*64*	*179*	*381*	*636*	*957*	*1.703*
3	Nhu cầu phi năng lượng	*797*	*1.133*	*2.356*	*2.756*	*3.265*	*3.916*	*4.747*
3.1	*Sản xuất đạm*	*797*	*1.133*	*1.446*	*1.846*	*2.355*	*3.006*	*3.837*
3.2	*Sản xuất sản phẩm hóa dầu*	*0*	*0*	*910*	*910*	*910*	*910*	*910*
4	Tổng nhu cầu trong nước	8.690	16.433	30.869	42.191	39.955	36.335	31.080
5	Khai thác	8.690	9.600	19.369	16.536	15.994	16.138	15.875
6	Nhập khẩu LNG	0	6.833	11.500	25.655	23.961	20.197	15.205
	KB Cao							
1	Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	7.028	13.181	27.590	38.006	32.186	23.634	11.480
1.1	*- Khí trong nước*	7.028	*10.184*	*11.018*	*7.700*	*7.743*	*7.747*	*7.700*
1.2	*- LNG*	0	*2.997*	*16.572*	*30.306*	*24.443*	*15.887*	*3.780*
2	Nhu cầu năng lượng cuối cùng	865	2.186	4.206	6.533	9.623	13.354	18.602
2.1	*Công nghiệp - Xây dựng*	841	*2.120*	*4.012*	*6.090*	*8.837*	*12.096*	*16.219*
2.2	*Giao thông vận tải*	24	*66*	*194*	*443*	*787*	*1.257*	*2.383*
3	Nhu cầu phi năng lượng	*797*	*1.133*	*2.575*	*3.356*	*4.504*	*5.951*	*7.656*
3.1	*Sản xuất đạm*	797	*1.133*	*1.665*	*2.446*	*3.594*	*5.041*	*6.746*

3.2	*Sản xuất sản phẩm hóa dầu*	*0*	*0*	*910*	*910*	*910*	*910*	*910*
4	Tổng nhu cầu trong nước	8.690	16.500	34.370	47.894	46.313	42.939	37.738
5	Khai thác	8.690	9.600	25.957	26.190	25.890	26.483	25.875
6	Nhập khẩu LNG	0	6.900	8.413	21.704	20.423	16.456	11.863

Đối với dầu thô và sản phẩm xăng dầu, dầu thô khai thác trong nước sẽ được sử dụng tối đa cho các nhà máy lọc dầu trong nước. Năng lực lọc dầu được phát triển đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu xăng dầu trong nước và đẩy mạnh công nghiệp hóa dầu. Nhu cầu xăng dầu trong giao thông vận tải sẽ dần được thay thế bởi nhiên liệu sinh học, điện và các nhiên liệu ít phát thải để giảm phát thải KNK. Cân bằng cung cầu dầu thô và sản phẩm dầu thể hiện ở bảng sau:

Bảng 6-15 Cân bằng cung cầu dầu thô và sản phẩm dầu (Đơn vị: nghìn tấn)

TT	Hạng mục	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	KB Cơ sở							
1	Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	185	93					
2	Nhu cầu xăng dầu năng lượng cuối cùng	17.173	23.255	26.029	27.287	27.066	25.534	11.158
2.1	*Nông lâm thủy sản*	*1.718*	*2.643*	*2.890*	*3.106*	*3.296*	*3.471*	*3.603*
2.2	*Thương mại - Dịch vụ*	*317*	*581*	*763*	*992*	*1.270*	*1.627*	*2.068*
2.3	*Công nghiệp - Xây dựng*	*1.467*	*2.109*	*2.536*	*2.795*	*2.995*	*3.100*	*2.948*
2.4	*Tiêu dùng dân cư*	*1.718*	*1.604*	*1.512*	*1.319*	*1.041*	*698*	*207*
2.5	*Giao thông vận tải*	*11.954*	*16.318*	*18.328*	*19.076*	*18.464*	*16.638*	*2.330*
3	Nhu cầu phi năng lượng	1.236	1.433	1.661	1.926	2.233	2.465	2.722
3.1	*Sản phẩm hóa dầu*	1.236	1.433	1.661	1.926	2.233	2.465	2.722
4	Tổng nhu cầu xăng dầu trong nước	18.594	24.781	27.690	29.213	29.299	28.000	13.880
5	Sản xuất trong nước	13.528	14.571	23.652	23.652	19.557	19.557	15.489
6	Nhập khẩu tịnh SP dầu	8.397	10.210	4.038	5.561	9.742	8.443	1.609
7	Nhu cầu dầu thô	17.210	16.190	26.280	26.280	21.730	21.730	17.210
7.1	*Khai thác trong nước*	*9.650*	*8.070*	*12.218*	*8.971*	*5.733*	*4.717*	*4.273*
7.2	*Nhập khẩu dầu thô*	*11.768*	*11.770*	*18.582*	*18.579*	*15.997*	*17.013*	*12.937*
8	*Xuất khẩu dầu thô*	*4.590*	*3.650*	*4.520*	*1.270*			
9	**Khai thác dầu thô ở nước ngoài*	2.120	2.000	1.370	800	330	140	
	KB Cao							
1	Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	185	122					
2	Nhu cầu xăng dầu năng lượng cuối cùng	17.173	23.985	27.758	30.446	31.484	30.915	13.207
2.1	*Nông lâm thủy sản*	*1.718*	*2.679*	*2.975*	*3.237*	*3.474*	*3.699*	*3.879*
2.2	*Thương mại - Dịch vụ*	*317*	*647*	*880*	*1.174*	*1.542*	*2.027*	*2.644*
2.3	*Công nghiệp - Xây dựng*	*1.467*	*2.190*	*2.723*	*3.077*	*3.372*	*3.572*	*3.481*
2.4	*Tiêu dùng dân cư*	*1.718*	*1.620*	*1.531*	*1.324*	*1.018*	*636*	*84*
2.5	*Giao thông vận tải*	*11.954*	*16.848*	*19.649*	*21.635*	*22.078*	*20.981*	*3.119*
3	Nhu cầu phi năng lượng	1.236	1.433	1.661	1.926	2.233	2.465	2.722
3.1	*Sản phẩm hóa dầu*	1.236	1.433	1.661	1.926	2.233	2.465	2.722
4	Tổng nhu cầu xăng dầu trong nước	18.594	25.539	29.420	32.373	33.717	33.380	15.929
5	Sản xuất trong nước	13.528	14.571	23.652	23.652	19.557	19.557	15.489

6	Nhập khẩu tịnh SP dầu	8.397	10.968	5.768	8.721	14.160	13.823	440
7	Nhu cầu dầu thô	17.210	16.190	26.280	26.280	21.730	21.730	17.210
7.1	*Khai thác trong nước*	9.650	*8.070*	*12.218*	*8.971*	*5.733*	*4.717*	*4.273*
7.2	*Nhập khẩu dầu thô*	11.768	*11.770*	*18.582*	*18.579*	*15.997*	*17.013*	*12.937*
8	*Xuất khẩu dầu thô*	*4.590*	*3.650*	*4.520*	*1.270*			
9	**Khai thác dầu thô ở nước ngoài*	2.120	2.000	1.370	800	330	140	

Đối với năng lượng sinh khối, sinh khối được ưu tiên sử dụng tối đa trong sản xuất điện và đồng phát nhiệt điện trong các ngành công nghiệp để thay thế các loại nhiên liệu hóa thạch. Ngoài ra, cần đẩy mạnh phát triển nhiên liệu sinh học cao cấp giai đoạn sau 2030 để thay thế nhiên liệu hóa thạch trong giao thông vận tải. Cân bằng cung cầu năng lượng sinh khối thể hiện ở bảng sau:

Bảng 6-16 Cân bằng cung cầu năng lượng sinh khối và nhiên liệu sinh học (Đơn vị: KTOE)

	Hạng mục	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
	KB Cơ sở							
1	Nhu cầu sinh khối cho sản xuất điện	897	450	2.160	6.204	8.878	10.855	12.000
2	Nhu cầu năng lượng cuối cùng	7.075	9.158	11.775	12.739	15.329	18.111	22.980
2.1	*Công nghiệp*	*4.100*	*5.622*	*7.654*	*7.921*	*9.396*	*10.753*	*11.934*
2.2	*Thương mại dịch vụ*	*95*	*117*	*141*	*168*	*197*	*231*	*270*
2.3	*Tiêu dùng dân cư*	*2.802*	*2.844*	*2.624*	*2.227*	*1.693*	*1.065*	*219*
2.4	*Nhiên liệu sinh học GTVT*	*77,81*	*574*	*1.356*	*2.423*	*4.043*	*6.062*	*10.557*
3	Tổng nhu cầu trong nước	7.972	9.608	13.935	18.943	24.207	28.965	34.980
	KB Cao							
1	Nhu cầu sinh khối cho sản xuất điện	897	450	2.160	6.204	8.878	10.855	12.000
2	Nhu cầu năng lượng cuối cùng	7.075	9.416	12.437	13.786	17.098	20.909	27.777
2.1	*Công nghiệp*	4.100	*5.827*	*8.158*	*8.589*	*10.317*	*11.932*	*13.341*
2.2	*Thương mại dịch vụ*	*95*	*120*	*147*	*178*	*212*	*253*	*299*
2.3	*Tiêu dùng dân cư*	2.802	*2.870*	*2.652*	*2.224*	*1.638*	*942*	
2.4	*Nhiên liệu sinh học GTVT*	78	*600*	*1.481*	*2.796*	*4.931*	*7.783*	*14.136*
3	Tổng nhu cầu trong nước	7.972	9.866	14.597	19.990	25.976	31.764	39.777

Đối với nhiên liệu hydro, giai đoạn đến 2030 cần phát triển các dự án sản xuất hydro ở quy mô nhỏ thông qua công nghệ điện phân hoặc khí hóa than. Sau giai đoạn 2030 nhu cầu hydro sẽ tăng nhanh trong sản xuất điện, giao thông vận tải và công nghiệp nặng. Hydro sẽ chủ yếu được sản xuất qua các quá trình điện phân sử dụng nguồn điện năng lượng tái tạo. Một phần hydro có thể được cung cấp thông qua các quá trình khí hóa than kết hợp với các thiết bị thu giữ các-bon. Cân bằng cung cầu năng lượng hydro thể hiện ở bảng sau:

Bảng 6-17 Cân bằng cung cầu nhiên liệu hydro (Đơn vị: triệu tấn)

	Hạng mục	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
	Kịch bản cơ sở							
1	Nhu cầu H2 cho sản xuất điện	-	0,0	0,3	1,3	4,3	9,2	14,0

2	Nhu cầu H2 để tổng hợp NH3	-	-	0,0	1,1	3,7	9,9	18,5
3	Nhu cầu H2 cho năng lượng cuối cùng	-	-	-	0,0	0,6	1,8	7,6
3.1	*Công nghiệp - Xây dựng*	-	-	-	*0,0*	*0,2*	*0,3*	*0,9*
3.2	*Giao thông vận tải*	-	-	-	-	*0,5*	*1,5*	*6,8*
4	Tổng nhu cầu H2 trong nước	-	0,0	0,4	2,5	8,6	21,0	40,1
5	Sản xuất H2 trong nước	-	0,0	0,3	2,1	7,3	17,8	34,1
5.1	*Từ khí hóa than*	-	-	-	*0,04*	*0,19*	*0,57*	*1,14*
5.2	*Từ điện phân*	-	*0,0*	*0,3*	*2,0*	*7,1*	*17,3*	*33,0*
	Kịch bản cơ sở							
1	Nhu cầu H2 cho sản xuất điện	-	0,0	0,4	1,8	6,4	10,6	22,0
2	Nhu cầu H2 để tổng hợp NH3	-	-	0,0	1,1	3,7	9,9	18,5
3	Nhu cầu H2 cho năng lượng cuối cùng	-	-	-	0,1	0,7	2,2	10,2
3.1	*Công nghiệp - Xây dựng*	-	-	-	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,8*
3.2	*Giao thông vận tải*	-	-	-	-	*0,6*	*1,9*	*9,4*
4	Tổng nhu cầu H2 trong nước	-	0,0	0,4	2,9	10,8	22,8	50,7
5	Sản xuất H2 trong nước	-	0,0	0,3	2,3	8,7	18,3	40,6
5.1	*Từ khí hóa than*	-	-	-	*0,04*	*0,19*	*0,57*	*1,05*
5.2	*Từ điện phân*	-	*0,0*	*0,3*	*2,3*	*8,5*	*17,7*	*39,5*

Dựa trên nhu cầu và cân bằng sơ bộ cung cầu sinh khối và các dạng năng lượng tái tạo khác, Phương án quy hoạch phân ngành năng lượng tái tạo sẽ được xây dựng chi tiết ở các phần sau.

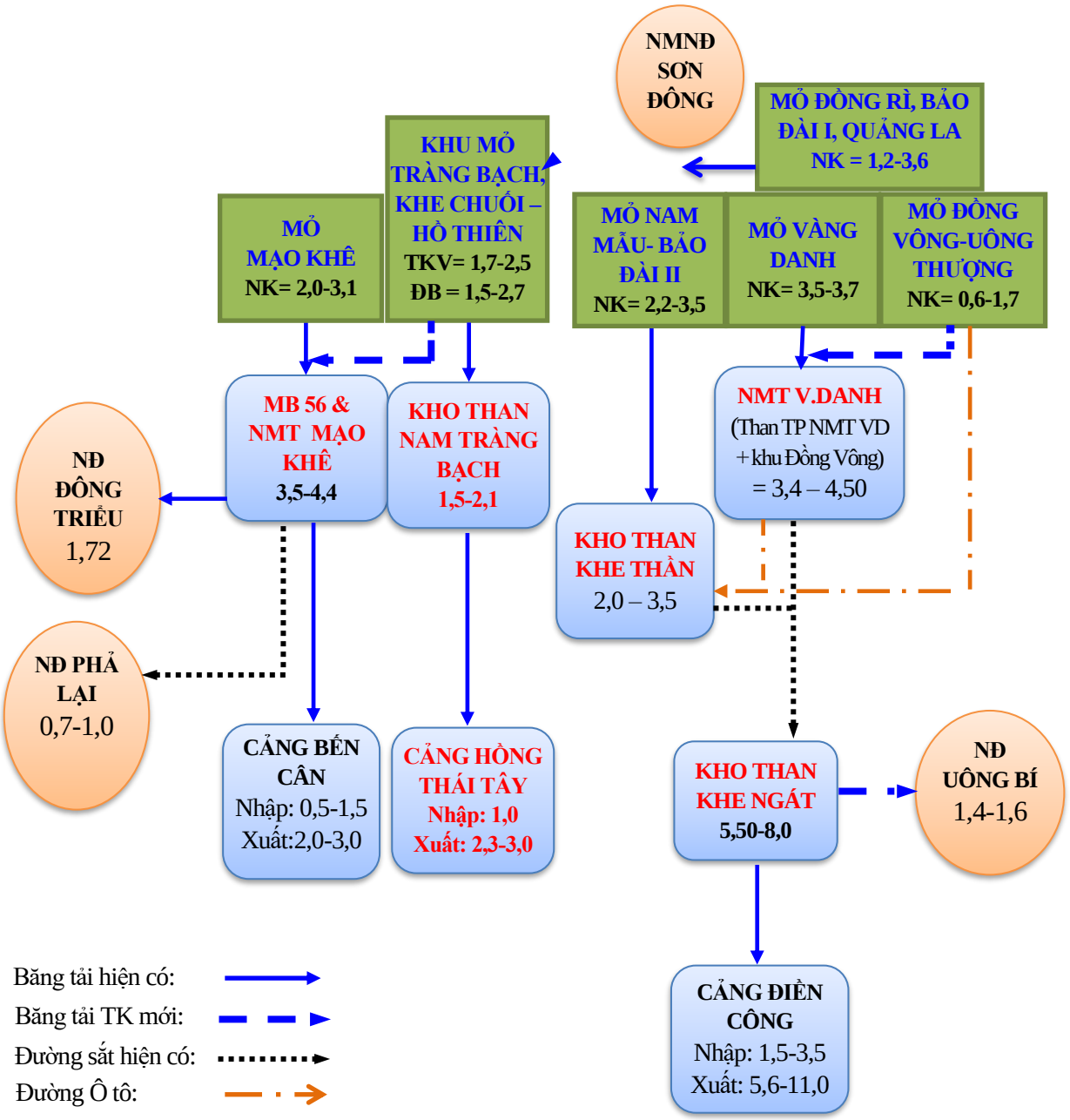
6.5 Phân bố không gian phát triển của hệ thống kết cấu hạ tầng năng lượng quốc gia trên phạm vi cả nước và các vùng lãnh thổ

6.5.1 Phân ngành than

Khu vực Đông Triều - Mạo Khê: Than thành phẩm cấp đủ cho Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê bằng băng tải, cấp một phần cho nhiệt điện Phả Lại 1, Phả Lại 2 bằng đường sắt theo tuyến đường sắt quốc gia hiện có. Khối lượng còn lại vận tải bằng băng tải tiêu thụ nội địa qua cảng Bến Cân (TKV) và cảng Hồng Thái Tây (TCT Đông Bắc).

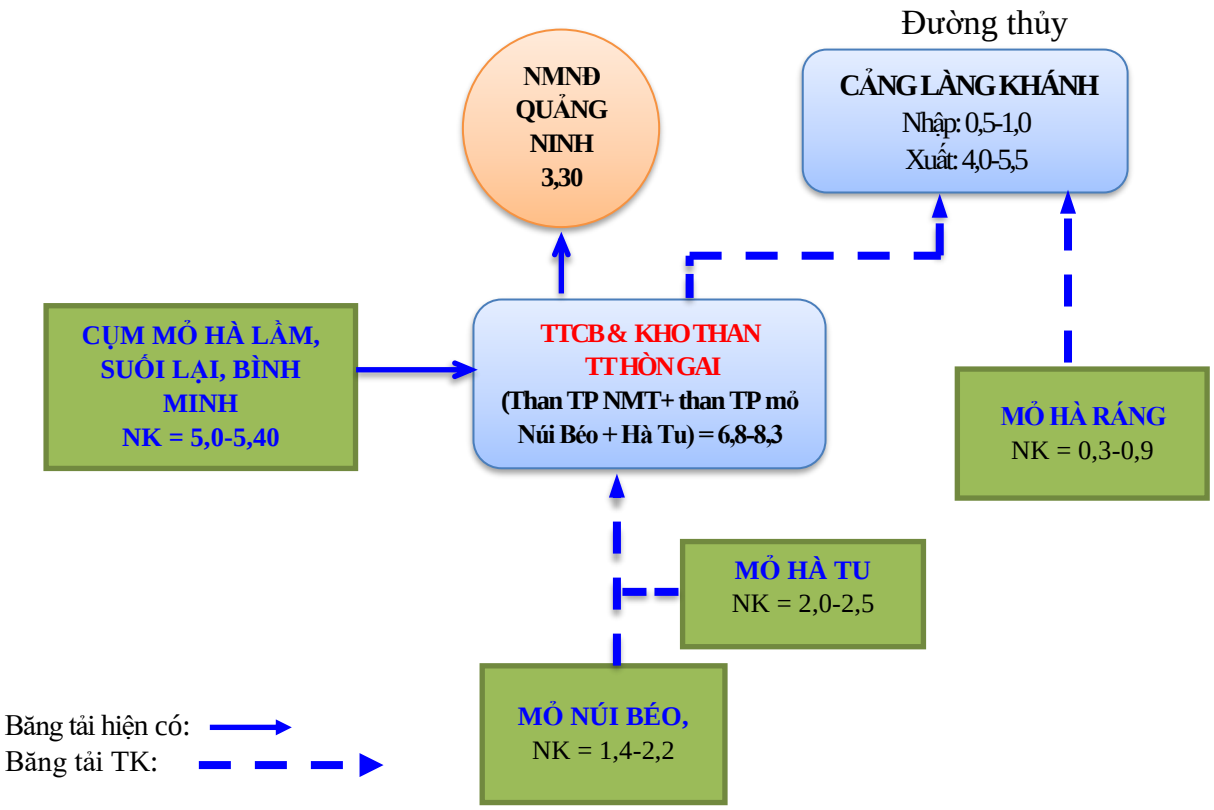
Khu vực Uông Bí - Hoành Bồ:

- Than thành phẩm các mỏ khu vực Uông Bí (Nam Mẫu, Vàng Danh, Đồng Vông) vận chuyển ra Uông Bí bằng đường sắt kết hợp băng tải để cấp cho nhà máy nhiệt điện Uông Bí và tiêu thụ qua cảng Điền Công để vận chuyển bằng đường thủy tới các hộ Nội địa.
- Than thành phẩm mỏ Đồng Rì, Quảng La Bảo Đài I cấp chủ yếu cho nhà máy nhiệt điện Sơn Động bằng băng tải, còn lại vận chuyển sang Nam Mẫu hoặc Vàng Danh để vận chuyển đi tiêu thụ tại cảng Điền Công.



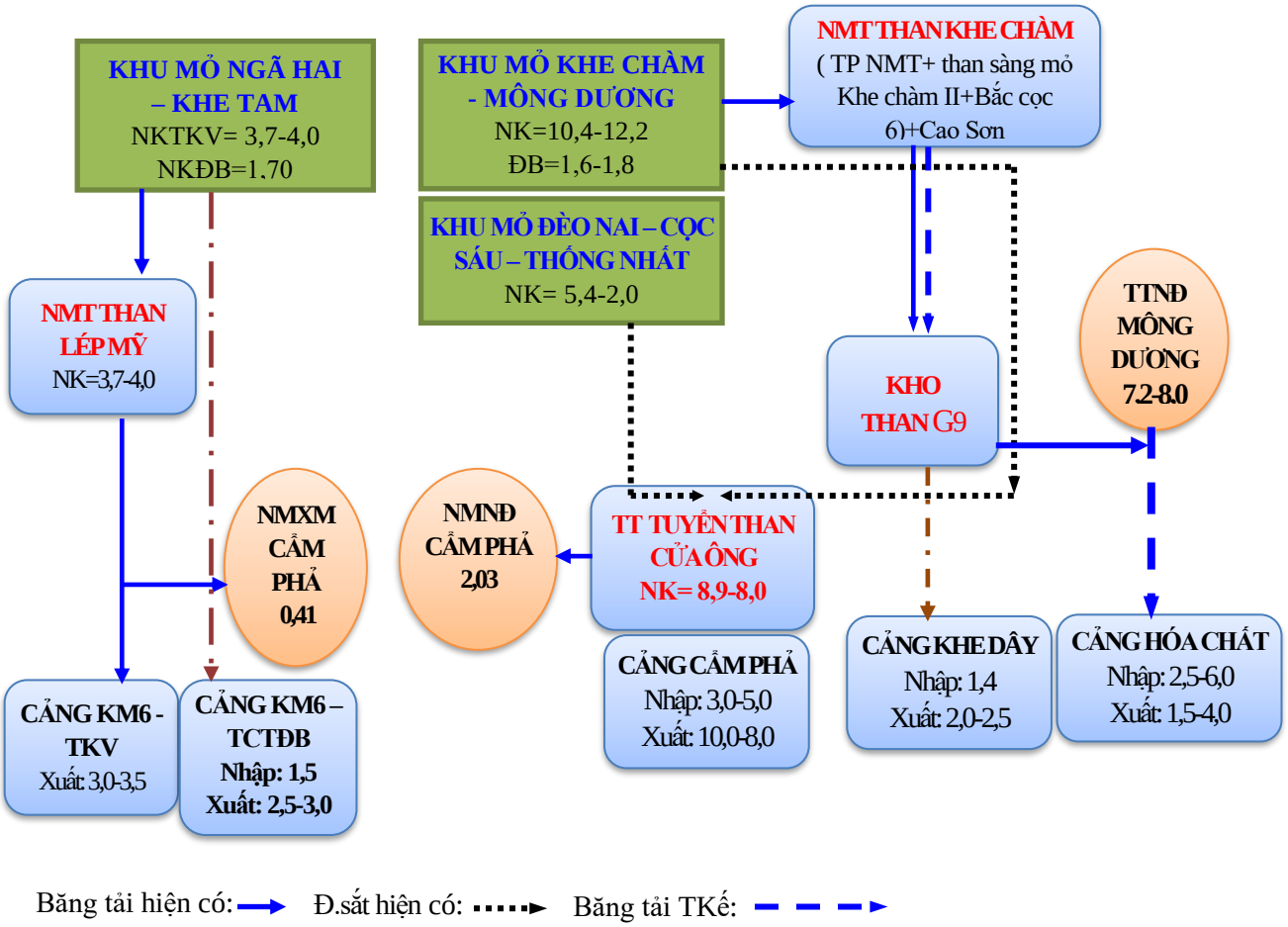
Hình 6-4 Sơ đồ tiêu thụ than khu vực Uông Bí

Vùng Hòn Gai: Than thành phẩm vùng than Hòn Gai cấp đủ cho Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh, còn lại tiêu thụ qua cảng Làng Khánh để cấp cho nhiệt điện Thăng Long, cho các nhà máy xi măng trong khu vực và các hộ tiêu thụ nội địa khác.



Hình 6-5 Sơ đồ tiêu thụ than vùng Hòn Gai

Vùng Cẩm Phả: Than thành phẩm cấp cho các hộ tiêu thụ tại chỗ như nhà máy nhiệt điện Cẩm Phả, trung tâm nhiệt điện Mông Dương, nhà máy xi măng Cẩm Phả; còn lại vận chuyển ra các cảng trong vùng để vận chuyển bằng đường thủy cấp cho các hộ tiêu thụ nằm sâu trong nội địa miền Trung, miền Nam và một phần cho xuất khẩu.



Hình 6-6 Sơ đồ tiêu thụ than vùng Cẩm Phả

6.5.2 Phân ngành dầu khí

Cơ sở hạ tầng ngành dầu khí được phân bố theo không gian theo các nguyên tắc chính sau:

- Ưu tiên sử dụng hạ tầng đã đầu tư để giảm chi phí đầu tư bổ sung;
- Tận dụng tối đa lợi thế tự nhiên để hình thành các Cụm, Trung tâm năng lượng chia sẻ hạ tầng nhằm tối ưu chi phí vận hành.

Các nguyên tắc trên áp dụng cụ thể cho từng loại công trình dầu khí như sau:

Đối với các công trình khai thác dầu ngoài khơi: chia sẻ hạ tầng xử lý/tồn trữ dầu chung cho các giàn khai thác có sản lượng nhỏ hoặc khoảng cách đến hạ tầng xử lý/tồn trữ lân cận ngắn;

Đối với các công trình khai thác, thu gom khí ngoài khơi, đường ống dẫn khí vào bờ và nhà máy xử lý khí trên bờ:

- Ưu tiên kết nối các công trình khai thác khí ngoài khơi vào hệ thống đường ống dẫn khí vào bờ sẵn có;

- Nếu từ khu vực lân cận chưa có đường ống dẫn khí vào bờ, tập trung thu gom về mỏ phát triển sớm nhất hoặc có sản lượng cao nhất hoặc có điều kiện khai thác thuận lợi nhất từ đó dẫn khí vào bờ. Địa điểm tiếp bờ và nhà máy xử lý khí được quy hoạch dựa trên các tiêu chí chính:
    - Khoảng cách từ giàn khai thác tập trung đến điểm tiếp bờ;
    - Quy mô hộ tiêu thụ, đặc biệt nhà máy điện khí, khu vực xung quanh nhà máy xử lý khí;
    - Diện tích đất khả dụng (phù hợp với quy hoạch);
    - Tiện ích có thể cung cấp.

Đối với kho LNG (trên bờ hay kho nổi-FSRU):

- Sử dụng nhập (từ nước ngoài/khu vực khác) LNG, tồn trữ và tái hoá khí:
    - Gần hộ tiêu thụ (đặc biệt các nhà máy điện khí) hiện hữu/quy hoạch;
    - Theo tính toán chi phí tái hoá khí tập trung và vận chuyển khí bằng đường ống trong bán kính 100 km thấp hơn chi phí tái hoá khí phân tán và vận chuyển bằng tàu thuỷ, nếu các nhà máy điện khí được phân bố trong khu vực có bán kính 100 km và địa hình khu vực thuận lợi, việc đầu tư kho tồn trữ LNG và tái hoá khí tập trung tại địa điểm có lợi thế để xây dựng cảng nhập LNG (tải trọng tàu, vũng quay tàu, khí hậu) hiệu quả hơn kho tồn trữ LNG và tái hoá khí phân tán;
    - Phù hợp với quy mô kết cấu hạ tầng các cảng biển và khu bến cảng theo phê duyệt Quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển Việt Nam thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050;
- Sử dụng nhập (từ nước ngoài/khu vực khác hoặc từ nhà máy hoá lỏng khí thiên nhiên), tồn trữ và phân phối LNG (bằng xe bồn/xà lan/tàu thuỷ):
    - Điều kiện tự nhiên thích hợp để làm cảng biển, ưu tiên cảng biển nước sâu để có thể tiếp nhận tàu có tải trọng lớn, giảm chi phí vận chuyển;
    - Điều kiện khí hậu thuận lợi (sóng, gió, thuỷ triều, dòng chảy, tần suất bão) để có thể tiếp nhận nhiều kích cỡ xà lan/tàu thuỷ và có tổng thời gian hoạt động trong năm cao;
    - Phù hợp với quy mô kết cấu hạ tầng các cảng biển và khu bến cảng theo phê duyệt Quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển Việt Nam thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050;

Đối với hệ thống đường ống trên bờ: phân phối khí đến các hộ tiêu thụ lớn (nhà máy điện khí, khu công nghiệp);

Đối với nhà máy lọc dầu:

- Nâng cấp/mở rộng các nhà máy hiện hữu theo hướng hoá dầu;
- Tích hợp với kho LNG, nhà máy điện khí, kho LPG/kho xăng dầu để hình thành các Trung tâm năng lượng, sử dụng chung cơ sở hạ tầng, nâng cao khả năng cạnh tranh.

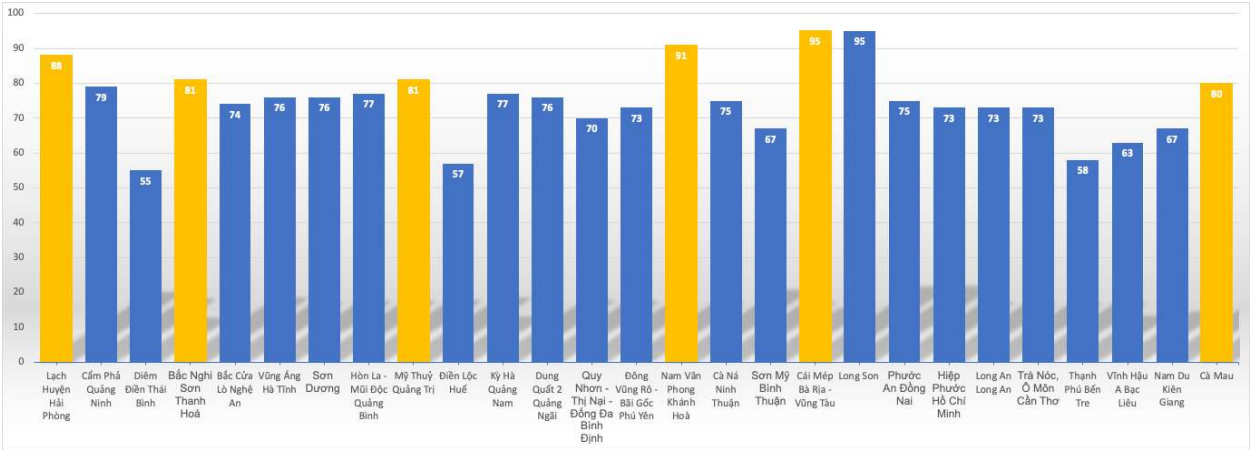
Đối với kho LPG/xăng dầu:

- Ưu tiên mở rộng kho hiện hữu;
- Đầu tư mới tại địa điểm có lợi thế về cảng.

❖ **Đánh giá địa điểm xây dựng kho LNG**

Theo tiêu chí lựa chọn kho sử dụng nhập, tồn trữ và phân phối LNG tại mục (iii), Quy hoạch đề xuất các địa điểm sau là địa điểm tiềm năng để đánh giá bằng hệ thống tiêu chí đã xây dựng: Lạch Huyện – Hải Phòng, Cẩm Phả – Quảng Ninh, Diêm Điền – Thái Bình, Bắc Nghi Sơn – Thanh Hoá, Bắc Cửa Lò – Nghệ An, Vũng Áng – Hà Tĩnh, Sơn Dương – Hà Tĩnh, Hòn La/Mũi Độc – Quảng Bình, Mỹ Thuỷ – Quảng Trị, Phong Điền – Huế, Kỳ Hà – Quảng Nam, Dung Quất 2 – Quảng Ngãi, Quy Nhơn/Thị Nại/Đống Đa – Bình Định, Đông Vũng Rô/Bãi Gốc – Phú Yên, Nam Vân Phong – Khánh Hoà, Cà Ná – Ninh Thuận, Sơn Mỹ – Bình Thuận, Cái Mép – Bà Rịa Vũng Tàu, Long Sơn – Bà Rịa Vũng Tàu, Phước An – Đồng Nai, Hiệp Phước – TP.HCM, Cảng Quốc tế Long An – Long An, Trà Nóc/Ô Môn – Cần Thơ, Thạnh Phú – Bến Tre, Vĩnh Hậu A – Bạc Liêu, Nam Du – Kiên Giang, Cà Mau.

Các địa điểm tiềm năng sẽ được đánh giá chi tiết theo các nhóm tiêu chí lập trong mục 6.6.2 để lựa chọn các địa điểm có ưu thế vượt trội. Kết quả đánh giá được thể hiện trong biểu đồ sau:



Hình 6.7. Kết quả đánh giá định lượng các địa điểm tiềm năng

Các địa điểm tiềm năng để xây dựng kho cảng phân phối LNG sau khi được đánh giá định lượng bằng hệ thống tiêu chí đã xây dựng sẽ phân loại được một số địa điểm phù hợp nhất. Các địa điểm này có các đặc điểm chung:

- Điều kiện tự nhiên phù hợp để xây dựng cảng tiếp nhận và kho tồn trữ LNG;
- Điều kiện hạ tầng – tiện ích – dịch vụ tại chỗ có thể đáp ứng tốt nhu cầu sử dụng kho cảng LNG trong tương lai;

- Khả năng kết nối giao thông (đường sắt, đường bộ, hàng hải) quốc tế và trong nước thuận lợi;
- Là trung tâm của mỗi vùng/liên vùng nên thuận lợi cho việc phân phối LNG đến hộ tiêu thụ hoặc các trạm vệ tinh;
- Được định hướng sẽ là đầu mối tiếp nhận LNG nhập khẩu hoặc lân cận nguồn LNG từ khí nội địa.

Các địa điểm này được phân bổ trải dài ở các khu vực: Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ nằm đảm bảo mỗi khu vực sẽ có kho LNG cung cấp cho thị trường. Các địa điểm này được mô tả sự phù hợp theo các tiêu chí đã xây dựng trong bảng sau:

Bảng 6.1 Đánh giá địa điểm phù hợp xây dựng kho cảng phân phối LNG

Khu vực	Bắc Bộ	Bắc Trung Bộ	Trung Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ
Tiêu chí	**Địa điểm 1: Lạch Huyện – Hải Phòng**	**Địa điểm 2: Nghi Sơn – Thanh Hoá**	**Địa điểm 3: Mỹ Thuỷ – Quảng Trị**	**Địa điểm 4: Nam Vân Phong – Khánh Hoà**	**Địa điểm 5: Cái Mép – Bà Rịa Vũng Tàu**	**Địa điểm 6: Cà Mau**
Tổng quát	Bến cảng Lạch Huyện là cảng biển cửa ngõ quốc tế của khu vực Bắc Bộ, gồm khu bến container, tổng hợp, chuyên dùng và hành khách. Bến cảng hàng lỏng/khí có thể tiếp nhận tàu lên đến 150.000 DWT hoặc lớn hơn khi đủ điều kiện.	Bến cảng Nghi Sơn là cảng biển của khu vực Bắc Trung Bộ (tỉnh Thanh Hoá) bao gồm các bến tổng hợp, container, hang rời, hang lỏng/khí có thể tiếp nhận tàu trọng tải 100.000 DWT hoặc lớn hơn khi đủ điều kiện.	Bến cảng Mỹ Thuỷ là cảng biển chuyên dùng, phục vụ chủ yếu cho ngành năng lượng tại khu vực tỉnh Quảng Trị. Dự kiến, khi đi vào hoạt động, bến cảng Mỹ Thuỷ sẽ có thể tiếp nhận tàu có trọng tải lên đến 100.000 DWT và đến 300.000 DWT trong giai đoạn 2030 – 2050	Bến cảng Nam Vân Phong là cảng biển tổng hợp và chuyên dùng có thể tiếp nhận tàu 50.000 DWT hoặc hơn. Dự kiến đến 2030 có thể tiếp nhậu tàu lên đến 320.000 DWT (bến tổng hợp) và 70.000 DWT (bến chuyên dùng).	Bến cảng tại Cái Mép là cảng biển tổng hợp và chuyên dùng có thể tiếp nhận tàu lên đến 100.000 DWT – 150.000 DWT hoặc lớn hơn khi đủ điều kiện.	Bến cảng tại Cà Mau là bến cảng chuyên dụng cho LNG và kho nổi tại khu vực miền Tây.
Vị trí địa lý - Điều	Nằm tại đảo Cát Hải, Hải Phòng phía Tây Nam đảo	Nằm tại xã Nghi Sơn, thị xã Nghi Sơn, tỉnh Thanh	Nằm trong Khu kinh tế Đông Nam, tỉnh Quảng Trị,	Nằm tại phường Ninh Thuỷ, thị xã Ninh Hoà, tỉnh	Nằm trên sông Thị Vải với độ sâu luồng vào cảng	Nằm phía Tây của tỉnh Cà Mau nên nhìn chung có độ

Khu vực	Bắc Bộ	Bắc Trung Bộ	Trung Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ
Tiêu chí	**Địa điểm 1: Lạch Huyện – Hải Phòng**	**Địa điểm 2: Nghi Sơn – Thanh Hoá**	**Địa điểm 3: Mỹ Thuỷ – Quảng Trị**	**Địa điểm 4: Nam Vân Phong – Khánh Hoà**	**Địa điểm 5: Cái Mép – Bà Rịa Vũng Tàu**	**Địa điểm 6: Cà Mau**
kiện tự nhiên	Cát Bà nên được che chắn khá tốt về hướng Đông Bắc. Mặc dù nằm trong vùng chịu tác động nhiều bởi bão hàng năm nhưng vị trí vũng vịnh khá kín nên phần nào giảm bớt tác động tiêu cực. Độ sâu luồng -7.0 đến - 12.8 m. Cần phải nạo vét thêm vùng nước trước bến và luồng tàu. Là cửa ngõ quốc tế nên được ưu tiên nạo vét thường xuyên.	Hoá. Phía Đông giáp biển Đông. Mặc dù ở vị trí thường xuyên chịu tác động của bão hàng năm nhưng khu vực này đã được đầu tư hệ thống đê chắn song khá hoàn chỉnh nên giảm bớt phần nào ảnh hưởng. Độ sâu đạt -10 đến -14.8m. Có thể tiếp nhận được tàu trọng tải lên đến 100.000 DWT khi đủ điều kiện. Khu vực có địa hình là dải đồng bằng hẹp gần biển,	phía Nam bến cảng Cửa Việt hiện tại. Dự kiến bến cảng Mỹ Thuỷ sẽ được đào vào khu đất thuộc Khu kinh tế cùng với hệ thống đê chắn sóng từ hai phía để đảm bảo việc vận hành cảng được an toàn hiệu quả. Khi hoàn thành dự án đưa vào sử dụng, mớn nước cho luồng tàu vào cảng đạt khoảng -12 m, có thể tiếp nhận tàu cỡ lớn lên đến 100.000 DWT.	Khánh Hoà. Đây là vùng trung tâm công nghiệp, vùng kinh tế trọng điểm của khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nguyên. Đặc biệt là nằm liền kề KCN Ninh Thủy với diện tích 207.9 ha. Bến cảng có độ sâu luồng rất tốt lên đến -20m và có bề rộng lớn, dễ dàng lưu thông quay trở. Khu vực này được che chắn rất tốt bởi nằm trong một vịnh kín gió nên ít bị ảnh	khoảng -12 đến -14m. Bến cảng nằm sâu trong vịnh Gành Rái nên độ che chắn tự nhiên rất tốt. Địa hình khu vực này là đặc trưng của vùng đồng bằng Đông Nam Bộ. Địa chất ở mức khá, cần công tác khảo sát chi tiết và gia cố khi xây dựng công trình quy mô lớn.	che chắn khá tốt về hướng Đông, ít chịu ảnh hưởng của bão. Vùng biển tại đây có độ sâu thay đổi không nhiều. Vùng đất liền rộng và bằng phẳng, đồng thời có thể kết nối bằng đường bộ, đường sông đến các tỉnh miền Tây Nam Bộ khá nên khá thuận lợi để xây dựng kho đầu mối và phân phối LNG. Khu vực này có địa hình nhìn chung tương đối tốt hơn với chiều dày lớp đất yếu chỉ dao

Khu vực	Bắc Bộ	Bắc Trung Bộ	Trung Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ
Tiêu chí	**Địa điểm 1: Lạch Huyện – Hải Phòng**	**Địa điểm 2: Nghi Sơn – Thanh Hoá**	**Địa điểm 3: Mỹ Thuỷ – Quảng Trị**	**Địa điểm 4: Nam Vân Phong – Khánh Hoà**	**Địa điểm 5: Cái Mép – Bà Rịa Vũng Tàu**	**Địa điểm 6: Cà Mau**
	Khu vực có địa hình chung khá bằng phẳng nên tương đối thuận lợi khi cần thi công xây dựng. Địa chất khu vực nhìn chung có lớp đất yếu khá dày (20 – 30m) nên có thể cần thêm công tác gia cố.	sâu vào trong là núi đồi nhỏ. Địa chất sơ bộ được đánh giá khá tốt, lớp đất yếu khá mỏng.	Khu vực trên bờ trong Khu kinh tế Đông Nam hiện tại đã có mặt bằng khả dụng rộng lớn và bằng phẳng. Địa chất khu vực miền Trung Trung Bộ nhìn chung tốt hơn, lớp đất chịu lực yếu khá mỏng, giảm bớt chi phí gia cố.	hưởng bởi bão hàng năm. Địa hình chủ yếu của khu vực này là đồng bằng ven biển và sâu vào đất liền nên thuận tiện để xây dựng công trình quy mô lớn. Địa chất khu vực này nhìn chung tốt, lớp đất chịu lực yếu khá mỏng, giảm bớt chi phí gia cố.		động trung bình từ 10 – 20m.
Cơ sở hạ tầng – tiện ích –	Khu vực có mặt bằng khả dụng để xây dựng kho cảng LNG. Do địa điểm nằm trong khu vực có hoạt động vận tải	Phục vụ trực tiếp các cơ sở công nghiệp (lọc dầu, xi măng, điện, khu công nghiệp liền kề) và vùng phụ	Khi các dự án động lực tại Khu kinh tế Đông Nam được đưa vào vận hành (cảng Mỹ Thuỷ, nhiệt điện, khí Kèn	Cơ sở hạ tầng khu vực lân cận địa điểm này nhìn chung tốt, có thể đáp ứng được nhu cầu phát triển dự án	Cơ sở hạ tầng và dịch vụ hiện hữu kho cảng tại khu vực này là rất tốt do hoạt động hàng hải giao thương nhộn	Khu vực gần với trung tâm khí – điện – đạm Cà Mau và các khu công nghiệp lân cận nên có thể thừa hưởng

Khu vực	Bắc Bộ	Bắc Trung Bộ	Trung Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ
Tiêu chí	**Địa điểm 1: Lạch Huyện – Hải Phòng**	**Địa điểm 2: Nghi Sơn – Thanh Hoá**	**Địa điểm 3: Mỹ Thuỷ – Quảng Trị**	**Địa điểm 4: Nam Vân Phong – Khánh Hoà**	**Địa điểm 5: Cái Mép – Bà Rịa Vũng Tàu**	**Địa điểm 6: Cà Mau**
phụ trợ	– kho vận hàng hải tấp nập nên có thể tận dụng dịch vụ kho cảng dùng chung tại chỗ. Nguồn cung cấp tiện ích – phụ trợ (điện, nước, xử lý thải) có thể đáp ứng tốt cho nhu cầu hoạt động của kho cảng LNG.	cận, có bến hàng lỏng / khí, hàng rời, tổng hợp, container. Có khả năng tiếp nhận tàu đến 100.000 tấn hoặc lớn hơn khi đủ điều kiện. Nguồn cung cấp tiện ích – phụ trợ (điện, nước, xử lý thải) có thể đáp ứng tốt cho nhu cầu hoạt động của kho cảng LNG.	Bầu – Lô 114) thì hệ thống cung ứng tiện ích – phụ trợ đã sẵn sàng để đáp ứng nhu cầu sử dụng.	kho cảng LNG quy mô lớn.	nhịp tại đây. Cung ứng phụ trợ - tiện ích cũng hoàn toàn có thể đáp ứng cho việc xây dựng công trình kho cảng LNG.	và kết nối sử dụng các hệ thống này.
Khả năng kết nối và thị trường nguồn	Địa điểm nằm tại cửa ngõ khu vực Bắc Bộ nên thuận lợi về mặt kết nối giao thông hàng hải quốc tế / nội địa có	Địa điểm nằm tại khu vực tiếp giáp của Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ nên khá thuận lợi về mặt kết nối giao thông liên	Địa điểm nằm ở vị trí chiến lược xét về không gian biển (ra Bắc hoặc vào Nam, đi đến các khu vực hàng hải quốc tế	Địa điểm này được định hướng là cửa ngõ quốc tế thông thương trong khu vực, có thể tiếp nhận được các loại	Địa điểm này là cửa ngõ đường biển và đường thuỷ cho khu vực Đông Nam Bộ / Tây Nam Bộ với quốc tế. Do đó, khá	Địa điểm này là nơi cực nam của Việt Nam nên có thuận lợi là cửa ngõ kết nối giữa khu vực đất liền (các tỉnh

Khu vực	Bắc Bộ	Bắc Trung Bộ	Trung Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ
Tiêu chí	**Địa điểm 1: Lạch Huyện – Hải Phòng**	**Địa điểm 2: Nghi Sơn – Thanh Hoá**	**Địa điểm 3: Mỹ Thuỷ – Quảng Trị**	**Địa điểm 4: Nam Vân Phong – Khánh Hoà**	**Địa điểm 5: Cái Mép – Bà Rịa Vũng Tàu**	**Địa điểm 6: Cà Mau**
cung và tiêu thụ	thể tiếp nhận các tàu LNG cỡ lớn. Ngoài ra, hệ thống giao thông được bộ ở khu vực Bắc Bộ phát triển nhanh và trải rộng nên thuận lợi khi có nhu cầu phân phối LNG bằng đường bộ hoặc vận chuyển khí bằng đường ống trên bờ đến các hộ tiêu tụ công nghiệp ven biển. Khu vực lân cận địa điểm tập trung nhiều khu công nghiệp, nhà máy điện / điện khí (tương lai) nên	vùng cũng như đường biển quốc tế. Ngoài ra, địa điểm có lợi thế gần thị trường tiêu thụ LNG chính trong tương lai tại Bắc Bộ nên thuận lợi để xây dựng kho tiếp nhận và phân phối LNG. Mật độ khu công nghiệp/ hộ công nghiệp tại địa phương khá cao. Nhiều thuận lợi cho việc tìm kiếm đầu ra sử dụng nguồn nhiệt lạnh hoặc đầu tư cụm tiêu thụ nhiệt lạnh khi có	đều thuận tiện) và không gian đất liền (kết nối dọc với các tỉnh Bắc Bộ / Bắc Trung Bộ và Nam Trung Bộ/Tây Nguyên/Nam Bộ cũng như kết nối ngang theo hành lang Đông Tây với Đông Bắc Thái Lan / Lào). Do đó, việc xuất / nhập / phân phối LNG là rất thuận lợi. Địa điểm này đặc biệt là sát nguồn cung khí từ mỏ Kèn Bầu – Lô 114 là nguồn cung khí rất lớn, có tiềm năng	tàu cỡ lớn mà không cần thêm công tác nạo vét nâng cấp luồng tàu, tạo thuận lợi khi cần tiếp nhận tàu LNG cơ lỡn. Địa điểm này có lợi thế kết nối dọc miền đất nước tốt, dễ dàng tiếp cận với hệ thống đường bộ và đường sắt quốc gia. Khả năng kết nối ngang thì tương đối khá, có thể kết nối trực tiếp đến khu vực Tây Nguyên.	thuận tiện để nhập khẩu, tồn trữ và phân phối LNG đến các khu vực công nghiệp trong vùng Đông – Tây Nam Bộ. Lợi thế chính của địa điểm này còn là nơi gần sát các khu công nghiệp và cụm các nhà máy điện khí hiện hữu cũng như quy hoạch tương lai. Đồng thời hệ thống đường ống dẫn khí cao/thấp áp sẵn có trong khu vực nên phù hợp để làm đầu	miền Tây Nam Bộ) và các quốc gia trong vịnh Thái Lan. Là đầu mối cung cấp LNG cho cả vùng Tây Nam Bộ. Ngoài ra, mật độ khu công nghiệp tại đây cũng đạt mức khá, đặc biệt là các ngành chế biến thuỷ hải sản nên có thể tìm kiếm thị trường đầu ra cho nguồn nhiệt lạnh LNG.

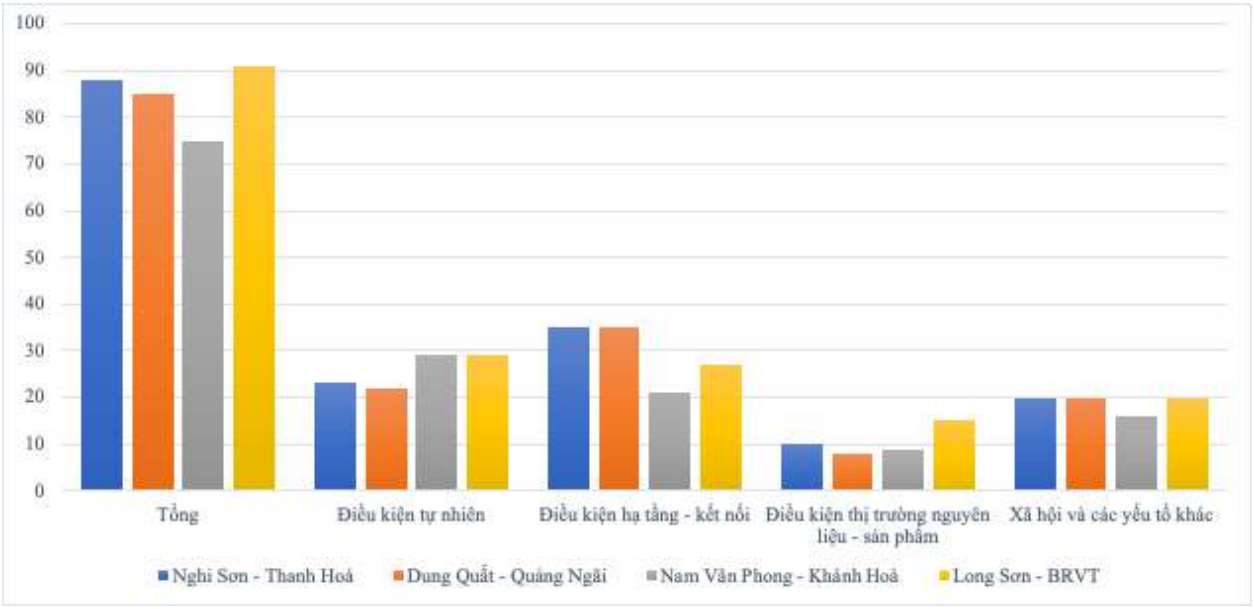
Khu vực	Bắc Bộ	Bắc Trung Bộ	Trung Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ
Tiêu chí	**Địa điểm 1: Lạch Huyện – Hải Phòng**	**Địa điểm 2: Nghi Sơn – Thanh Hoá**	**Địa điểm 3: Mỹ Thuỷ – Quảng Trị**	**Địa điểm 4: Nam Vân Phong – Khánh Hoà**	**Địa điểm 5: Cái Mép – Bà Rịa Vũng Tàu**	**Địa điểm 6: Cà Mau**
	thuận lợi cho việc phân phối tiêu thụ khí.	nhu cầu tái hoá khí LNG.	để trở thành trung tâm sản xuất – phân phối LNG đi các khu vực và các tỉnh.		mối cung cấp LNG cho cả vùng.	

❖ **Đánh giá địa điểm xây dựng Nhà máy lọc dầu**

Trên cơ sở sàng lọc bằng các tiêu chí tiên quyết (mục 6.6.2), có 04 địa điểm phù hợp nhất để xây dựng Nhà máy lọc dầu bao gồm:

- Nghi Sơn, Thanh Hoá;
- Dung Quất, Quảng Ngãi;
- Nam Vân Phong, Khánh Hoà;
- Long Sơn, Bà Rịa – Vũng Tàu.

Kết quả đánh giá so sánh các địa điểm trên được thể hiện qua biểu đồ sau:



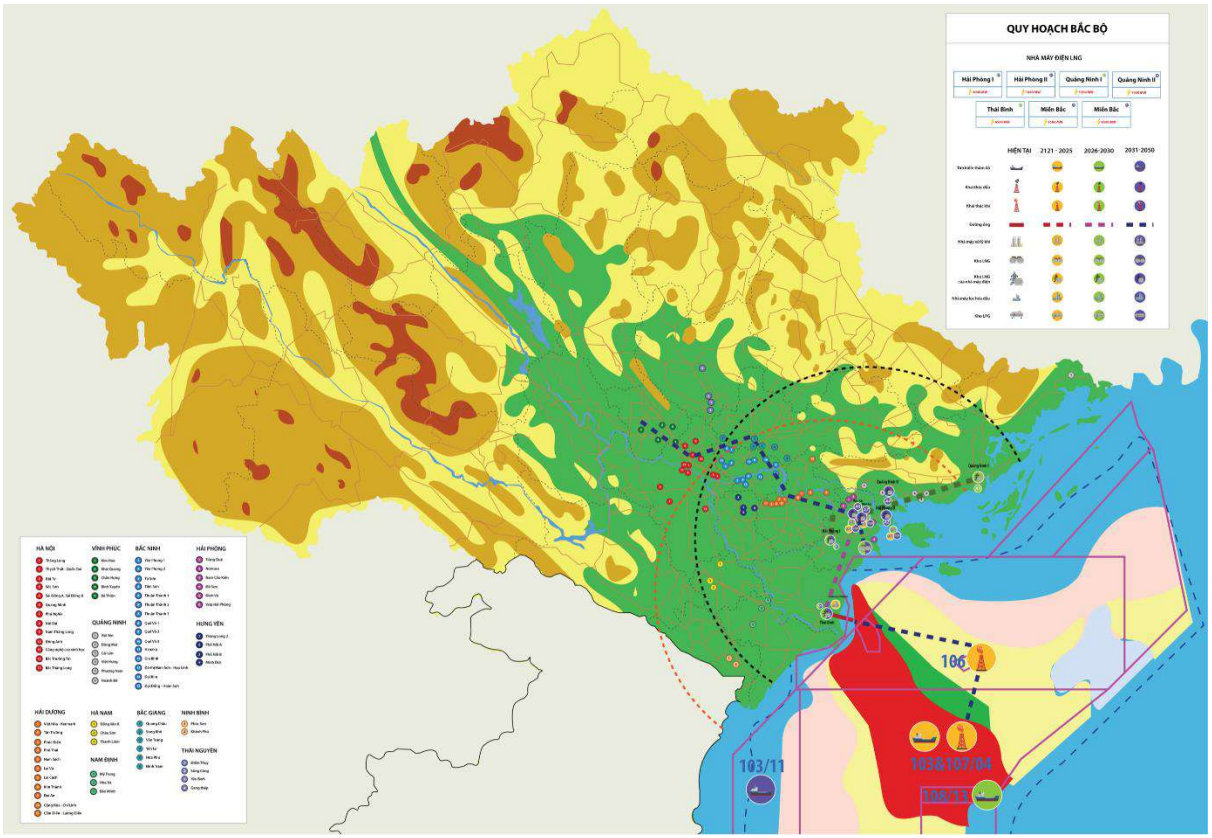
- Hình 6.8. So sánh đánh giá các địa điểm tiềm năng xây dựng NMLD

Khu vực Bắc Bộ

Khu vực Bắc Bộ có địa hình đồng bằng ở khu vực ven và gần biển, miền núi địa hình dốc, ít sông và cạn nước vào mùa khô. Hệ thống đường bộ phát triển tốt. Mật độ dân cư cao và các khu công nghiệp tập trung ở các tỉnh ven và gần biển (Hải Phòng, Hải Dương, Hưng Yên, Bắc Ninh, Vĩnh Phúc). Hạ tầng khu vực hiện có cảng hàng lỏng Lạch huyện và Đình Vũ tại Hải Phòng; đường ống trên bờ đến Thái Bình. Do đó sản phẩm dầu khí nên được phân phối bằng đường ống ở khu vực đồng bằng và bằng đường bộ ở khu vực miền núi.

Theo quy hoạch điện VIII, các nhà máy điện LNG được phân bố không tập trung (không trong bán kính 100 km) tại các tỉnh ven biển (Quảng Ninh, Hải Phòng hoặc Thái Bình) và vào các giai đoạn khác nhau. Ngoài ra theo quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển, khu vực này có các cảng: cảng biển Hải Phòng là cảng biển đặc biệt có khu bến Lạch Huyện cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 100.000 DWT; Cảng biển Quảng

Ninh là cảng biển loại I có khu bến Cẩm Phả cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 50.000 DWT; cảng biển Thái Bình là cảng biển loại III có khu bến Diêm Điền cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 3.000 DWT, tuy nhiên, tại đây không có cảng biển nước sâu chung cho cả khu vực. Do đó việc nhập và tái hoá khí LNG tập trung rồi phân phối đến các nhà máy điện LNG bằng đường ống là không thuận lợi. Nên phát triển hệ thống đường ống cung cấp khí thiên nhiên/LNG sau tái hoá khí cho các hộ công nghiệp tập trung ở các tỉnh ven và gần biển để thay thế các loại nhiên liệu có tác động đến môi trường xấu hơn khác đang sử dụng (than, DO, FO), đáp ứng cam kết của Việt Nam về giảm phát thải khí nhà kính.



Hình 6.9. Phương án theo vùng – Bắc Bộ

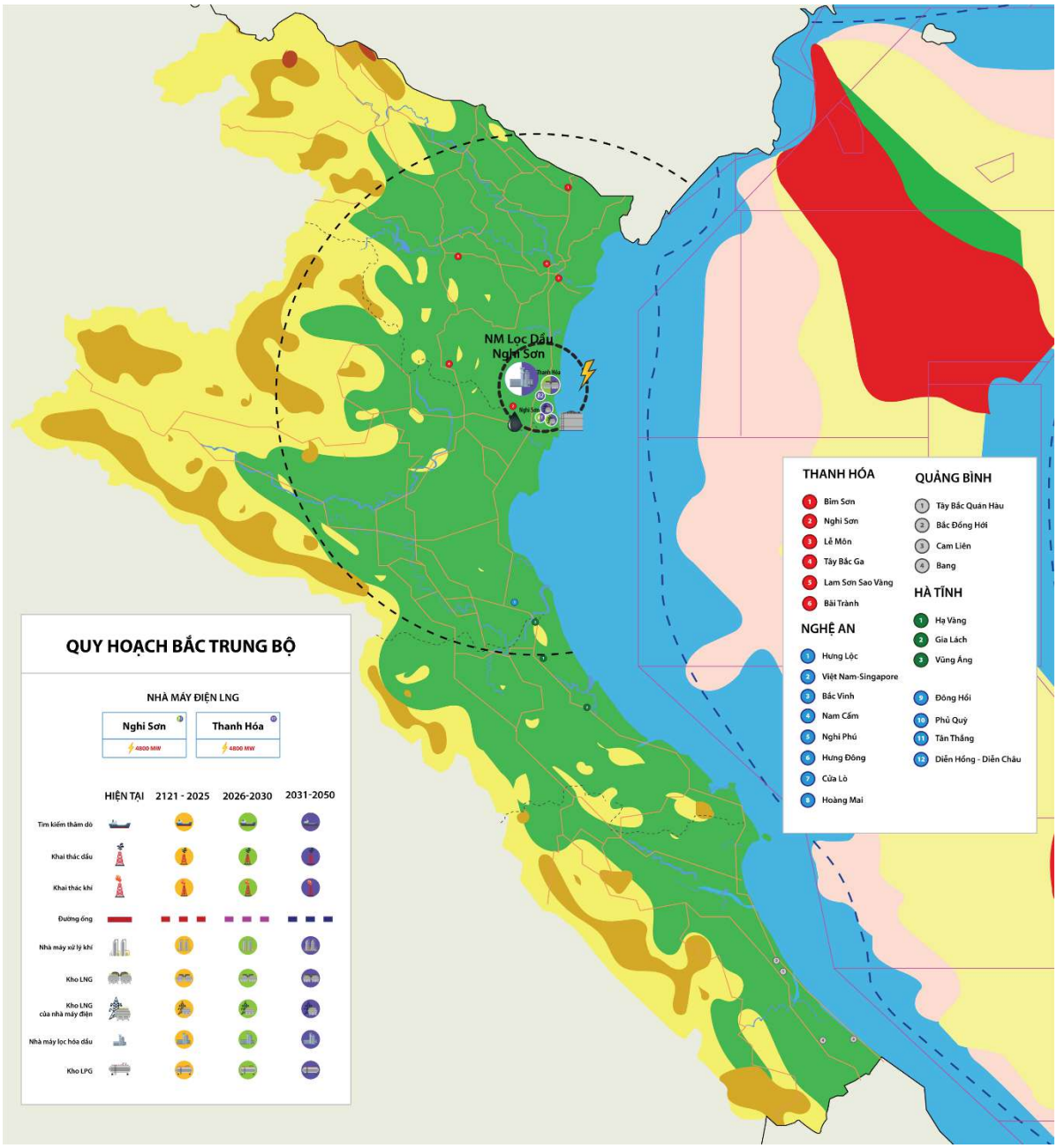
Khu vực Bắc Trung Bộ

Khu vực Bắc Trung Bộ có địa hình dốc, ít sông với dải đồng bằng hẹp dọc theo bờ biển. Hệ thống đường bộ liên tỉnh khá phát triển, có kết nối với Lào. Mật độ dân cư khá thấp, ít khu công nghiệp và phân bố rải rác. Hạ tầng hiện có các cảng hàng lỏng Nghi Sơn, Thanh Hóa; Vũng Áng, Sơn Dương, Hà Tĩnh và Hòn La, Quảng Bình. Do đó sản phẩm dầu khí nên được phân phối trong khu vực bằng đường bộ, từ hoặc sang khu vực khác bằng đường biển.

Theo quy hoạch điện VIII, các nhà máy điện LNG được phân bố tại Thanh Hoá. Ngoài ra theo quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển, khu vực này có các cảng

biển: cảng biển Thanh Hóa loại I có khu bến Bắc Nghi Sơn cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 100.000 DWT; Cảng biển Nghệ An loại I có khu bến Bắc Cửa Lò cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 50.000 DWT; cảng biển Hà Tĩnh loại I có khu bến Sơn Dương cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 100.000 DWT; cảng biển loại II Quảng Bình có khu bến Hòn La cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 50.000 DWT và khu bến Mũi Độc cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 100.000 DWT. Do đó việc nhập LNG tập trung rồi phân phối đến các nhà máy điện LNG là không thuận lợi.

Để tận dụng hạ tầng đã đầu tư tại Liên hiệp lọc hoá dầu Nghi Sơn và khu vực lân cận, nên hình thành Trung tâm năng lượng Nghi Sơn bao gồm nhà máy Lọc hoá dầu mở rộng theo hướng hoá dầu, Nhà máy điện LNG, kho LNG và kho LPG/xăng dầu để giảm chi phí đầu tư và chi phí vận hành, nâng cao khả năng cạnh tranh.



Hình 6.10. Phương án theo vùng – Bắc Trung Bộ

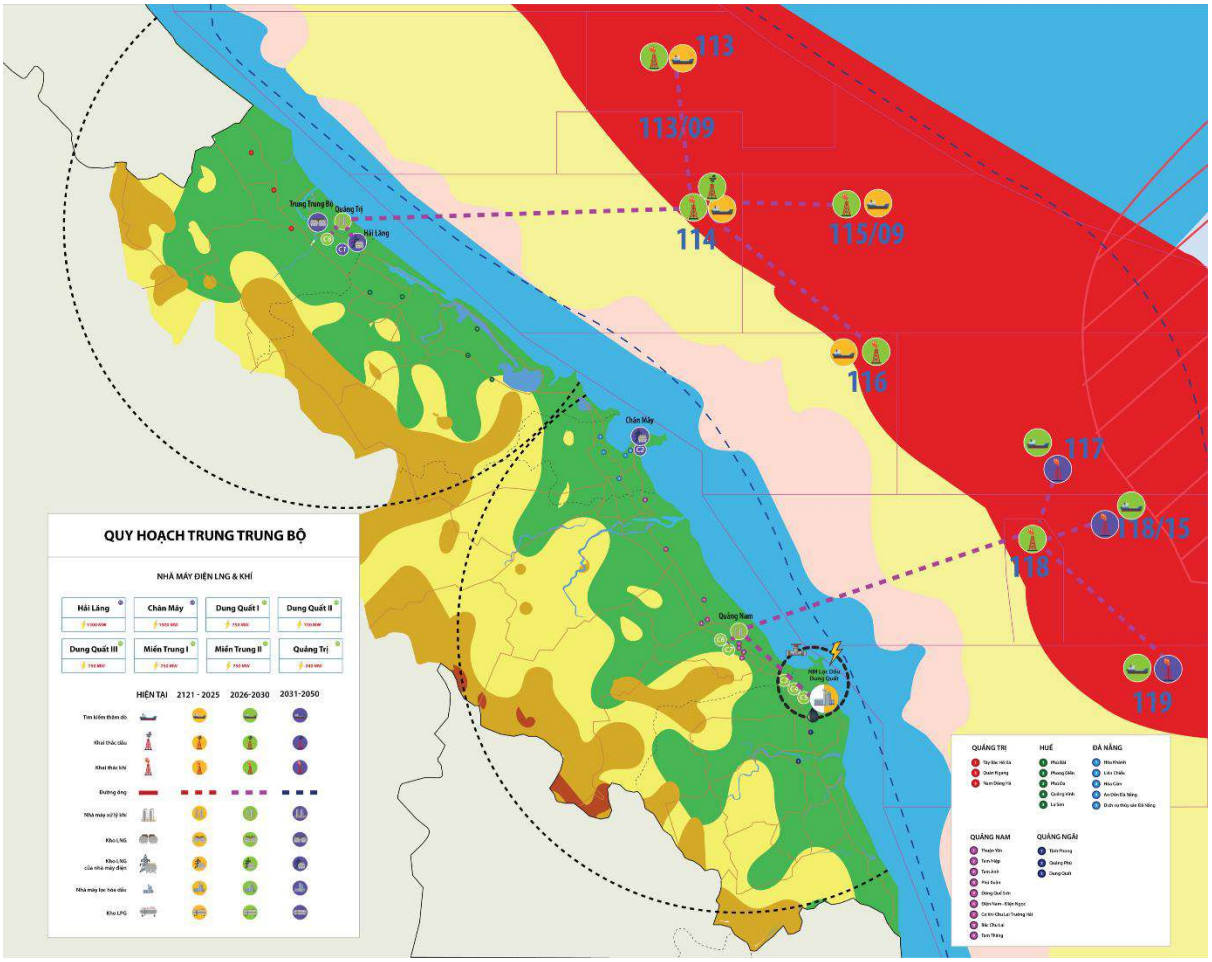
Khu vực Trung Trung Bộ

Khu vực Trung Trung Bộ cũng có địa hình dốc, ít sông, bờ biển dài. Hệ thống đường bộ liên tỉnh khá phát triển, thuận lợi kết nối với Lào. Mật độ dân cư thấp, các khu công nghiệp nằm rải rác. Hiện khu vực có cảng hàng lỏng Dung Quất I tại Quảng Ngãi. Do đó sản phẩm dầu khí nên được phân phối trong khu vực bằng đường bộ, từ hoặc sang khu vực khác bằng đường biển.

Theo quy hoạch điện VIII, các nhà máy điện LNG và điện khí được phân bố không tập trung tại các tỉnh ven biển cách xa nhau (Hải Lăng, Quảng Trị). Theo quy hoạch tổng

thể phát triển hệ thống cảng biển, khu vực Trung Trung Bộ có các cảng biển: cảng biển Quảng Trị loại II có khu bến Mỹ Thủy cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 100.000 DWT; Cảng biển Thừa Thiên – Huế loại I có khu bến Điền Lộc chuyên dùng nhập khẩu LNG phục vụ cho các dự án điện khí hoặc tổng kho khí được phát triển phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực quốc gia; cảng biển loại I Quảng Ngãi có khu bến Dung Quất II cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 70.000 DWT. Tiềm năng khí thiên nhiên ngoài khơi tại khu vực này rất lớn. Do đó nên ưu tiên phát triển điện khí hơn điện LNG để khai thác và sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên trong nước. Nếu trữ lượng và sản lượng khai thác khí từ Lô 114 và khu vực lân cận đủ lớn, có thể xây dựng nhà máy hoá lỏng khí thiên nhiên thành LNG, kho tồn trữ và phân phối LNG đến các khu vực khác trong nước.

Để tận dụng hạ tầng đã đầu tư tại Nhà máy lọc dầu Dung Quất và khu vực lân cận, nên hình thành Trung tâm năng lượng Dung Quất bao gồm nhà máy Lọc dầu mở rộng theo hướng hoá dầu, nhà máy điện khí và kho xăng dầu/LPG để giảm chi phí đầu tư và chi phí vận hành, nâng cao khả năng cạnh tranh.



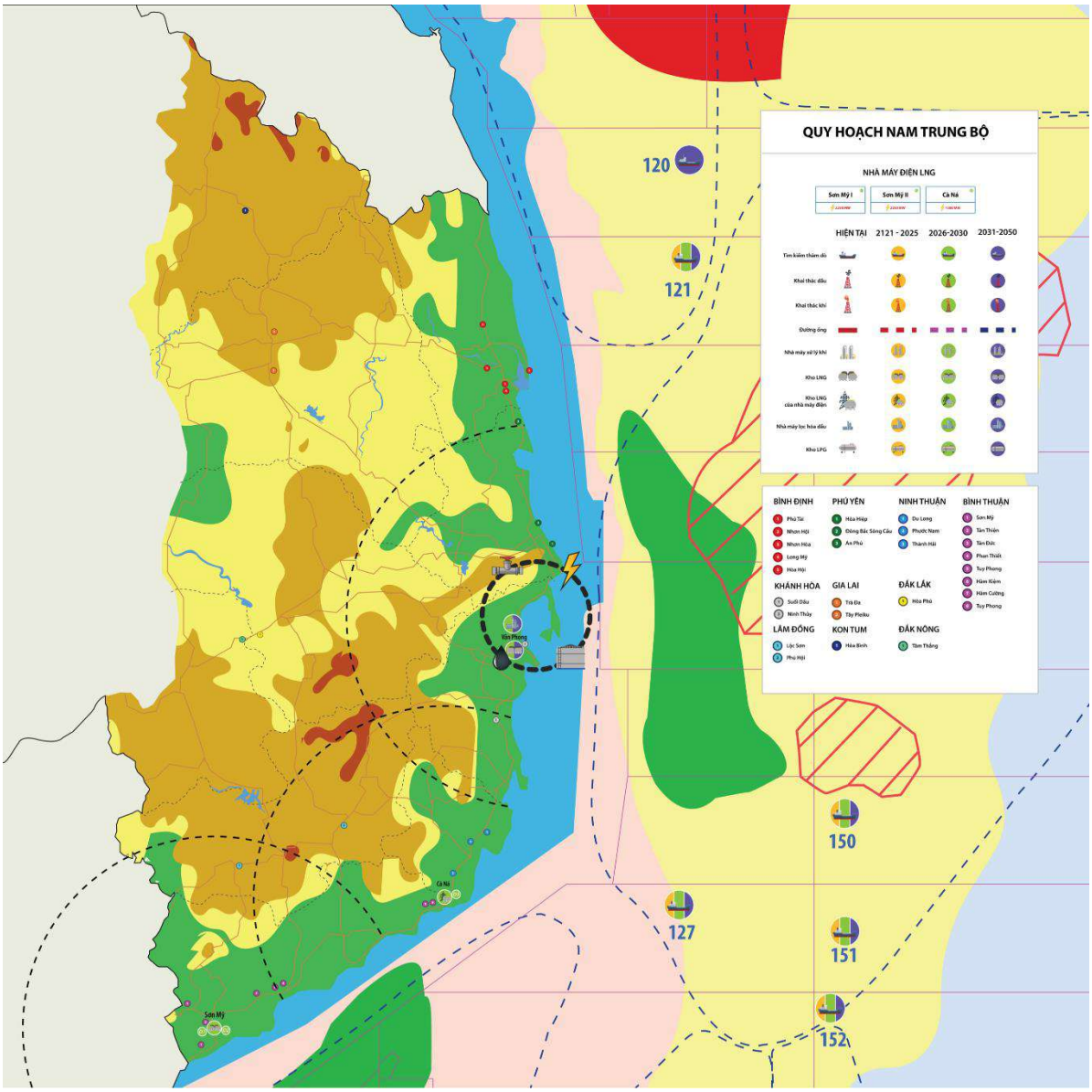
Hình 6.11. Phương án theo vùng – Trung Trung Bộ

Khu vực Nam Trung Bộ

Khu vực Nam Trung Bộ có địa hình dốc, ít sông, ven biển có một số địa điểm phù hợp để làm cảng biển nước sâu theo quy hoạch cảng biển, đặc biệt khu vực Vân Phong có lợi thế địa lý tự nhiên về cảng biển hàng đầu khu vực. Hệ thống đường bộ liên tỉnh khá phát triển. Mật độ dân cư thấp, ít khu công nghiệp và nằm rải rác. Khu vực có các cảng hàng lỏng Quy Nhơn, Bình Định và Nam Vân Phong, Khánh Hòa. Do đó sản phẩm dầu khí nên được phân phối trong khu vực bằng đường bộ, từ hoặc sang khu vực khác bằng đường biển.

Theo quy hoạch điện VIII, các nhà máy điện LNG được phân bố tại các tỉnh ven biển (Cà Ná (2029-2030), Sơn Mỹ (2026-2030)). Theo quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển, khu vực này có các cảng biển: cảng biển Bình Định loại I có khu bến Quy Nhơn cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 10.000 DWT; Cảng biển loại III Phú Yên có bến Đông Vũng Rô, Bãi Gốc- Đông Hòa Cầm là bến cảng chuyên dùng phục vụ cho các ngành năng lượng; cảng biển Khánh Hòa loại I có khu bến Nam Vân Phong cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 150.000 DWT; cảng biển loại II Ninh Thuận có khu bến Cà Ná cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 100.000 DWT và cảng biện loại II Bình Thuận có khu bến Sơn Mỹ cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 100.000 DWT.

Để tận dụng lợi thế địa lý thuận lợi làm cảng biển nước sâu, nên xây dựng kho LNG quy mô lớn từ đó cung cấp không chỉ cho các kho LNG khác trong cả nước mà còn cho cả khu vực, nhà máy điện LNG. Ngoài ra kho cảng LNG khu vực Sơn Mỹ có thể sử dụng để nhập khí LNG và cung cấp bằng đường ống cho khu vực Đông Nam Bộ



Hình 6.12. Phương án theo vùng – Nam Trung Bộ

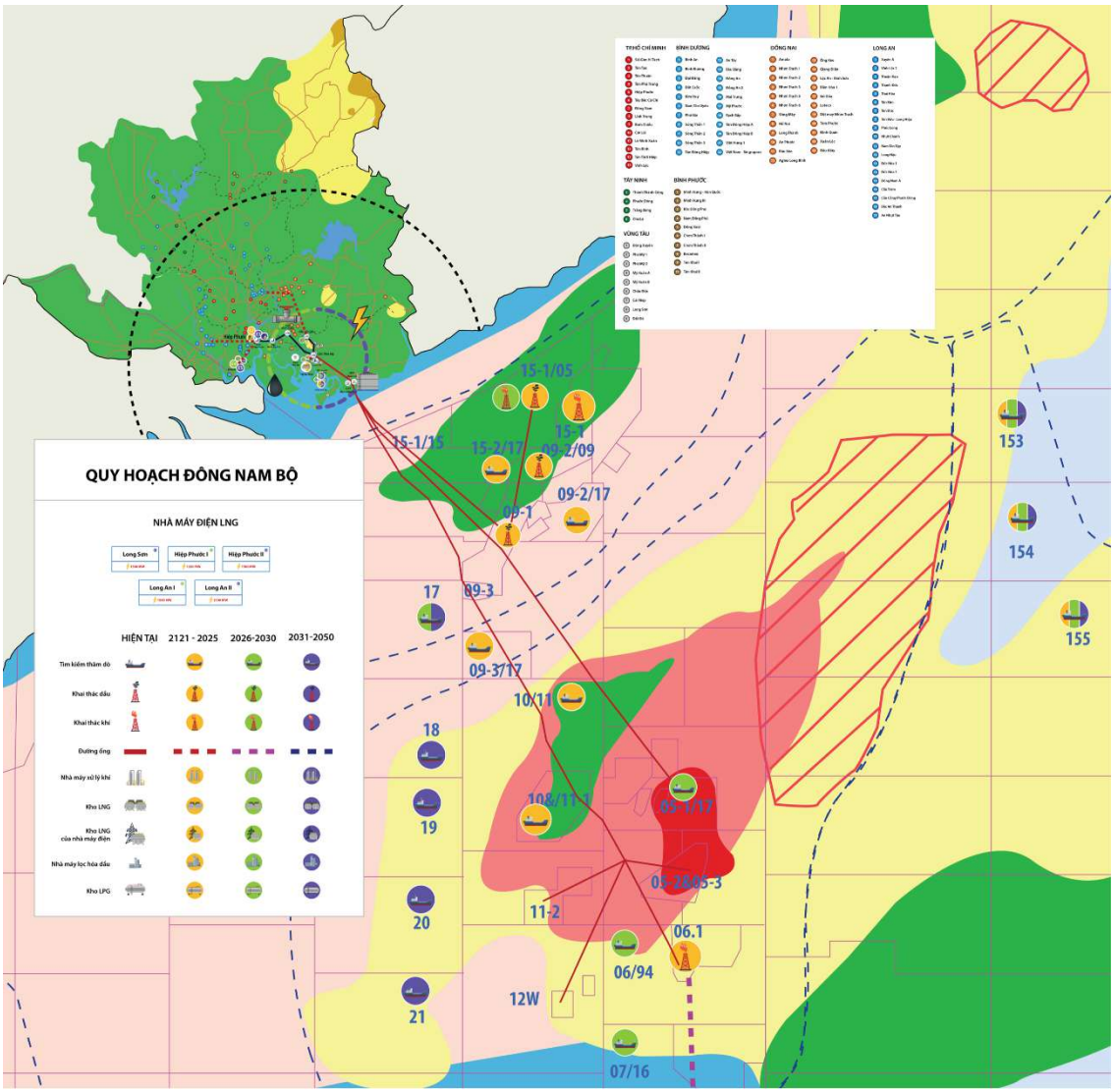
Khu vực Đông Nam Bộ

Khu vực Đông Nam Bộ có địa hình bằng phẳng, ít sông. Hệ thống đường bộ liên tỉnh phát triển tốt. Mật độ dân cư cao và nhiều khu công nghiệp tập trung ở các tỉnh ven và gần biển (Bà Rịa-Vũng Tàu, Đồng Nai, Bình Dương, Tp. Hồ Chí Minh, Long An). Hiện Đông Nam Bộ đã có hệ thống đường ống khí khá phát triển trong khu vực (từ Bà Rịa-Vũng Tàu đến Hiệp Phước, Tp. Hồ Chí Minh đến Nhơn Trạch, Đồng Nai) và các cảng hàng lỏng trên sông Cái Mép-Thị Vải, sông Nhà Bè, sông Soài Rạp. Do đó khí thiên nhiên/LNG nên được phân phối bằng đường ống. Các sản phẩm dầu khí khác nên được phân phối bằng đường bộ, từ hoặc sang khu vực khác bằng đường biển.

Khu vực hiện đã có các nhà máy điện khí Phú Mỹ, Nhơn Trạch, Hiệp Phước. Theo

quy hoạch điện VIII, các nhà máy điện khí và LNG được phân bố khá tập trung tại các tỉnh gần nhau (Bà Rịa-Vũng Tàu, Tp. Hồ Chí Minh, Long An trong bán kính 100 km). Theo quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển, khu vực này có các cảng biển: cảng biển đặc biệt Bà Rịa-Vũng Tàu có khu bến Cái Mép cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 150.000 DWT, khu bến Long Sơn cho tàu trọng tải tới 100.000 DWT; cảng biển loại I Đồng Nai có khu bến Phước An cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 60.000 DWT; cảng biển Thành phố Hồ Chí Minh loại I có khu bến Hiệp Phước cho tàu hàng lỏng trọng tải đến 70.000 DWT, khu bến Nhà Bè với tàu trọng tải tới 40.000 ĐWT; cảng biển loại I Long An cho tàu hàng lỏng tải trọng đến 70.000 DWT. Do đó nên tập trung nhập và tái hoá khí LNG tại một số địa điểm có lợi thế tự nhiên (cảng, đất như đảo Long Sơn) hoặc mở rộng cơ sở hạ tầng sẵn có (Thị Vải) rồi phân phối khí bằng đường ống đến các hộ tiêu thụ (nhà máy điện khí, nhà máy đạm, khu công nghiệp), đặc biệt các hộ công nghiệp tại các khu công nghiệp tại Bà Rịa-Vũng Tàu, Đồng Nai, Bình Dương, Tp. Hồ Chí Minh, Long An để thay thế các loại nhiên liệu có tác động đến môi trường xấu hơn khác đang sử dụng (than, DO, FO), đáp ứng cam kết của Việt Nam về giảm phát thải khí nhà kính.

Để tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có về cảng biển, đường ống khí trên bờ, tổ hợp hoá dầu Long Sơn, nên mở rộng thêm kho LNG đang xây dựng, phát triển Trung tâm năng lượng Đông Nam Bộ gồm tổ hợp hoá dầu Long Sơn đang xây dựng, nhà máy lọc hoá dầu theo hướng hoá dầu, nhà máy điện LNG và kho LNG Bà Rịa - Vũng Tàu cung cấp cho cả khu vực thông qua hệ thống đường ống.



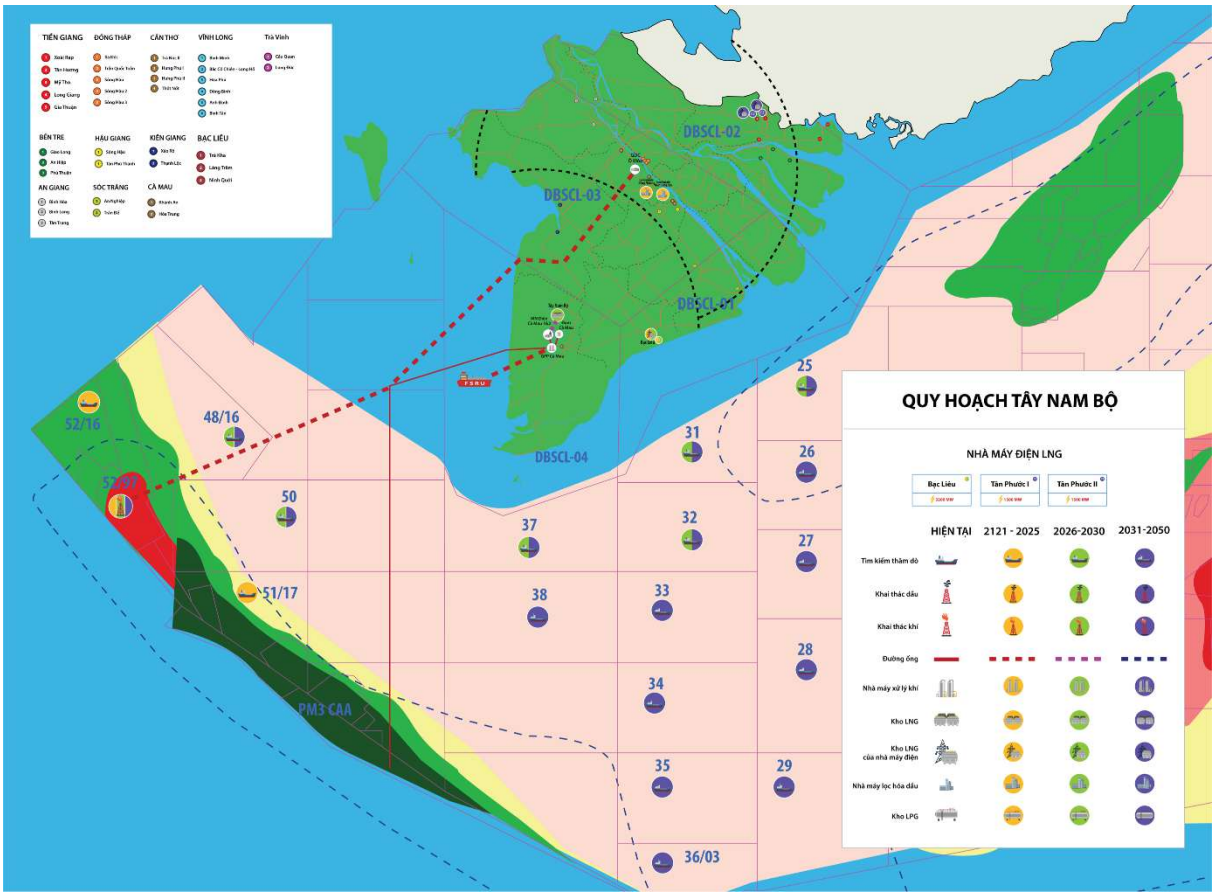
Hình 6.13. Phương án theo vùng – Đông Nam Bộ

Khu vực Tây Nam Bộ

Khu vực Tây Nam Bộ có địa hình bằng phẳng nhưng bị chia cắt bởi nhiều sông ngòi. Hệ thống đường bộ liên tỉnh chưa phát triển nhiều như khu vực Đông Nam Bộ. Mật độ dân cư khá cao và có một số khu công nghiệp nằm rải rác. Khu vực hiện có cảng hàng lỏng sông Hậu qua kênh Quan Chánh Bố và đường ống khu vực Cà Mau. Do đó sản phẩm dầu khí nên được phân phối trong khu vực bằng đường sông hoặc đường bộ, từ hoặc sang khu vực khác bằng đường biển.

Theo quy hoạch điện VIII, các nhà máy điện khí và LNG được phân bố tại Bạc Liêu, Tiền Giang. Theo quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển, khu vực này có cảng biển hàng lỏng: cảng biển loại I Cần Thơ với khu bến Trà Nóc, Ô Môn cho tàu tải trọng tới 20.000 DWT; cảng biển Tiền Giang loại III với khu bến Gò Công cho tàu trọng tải đến 70.000 DWT, cảng biển Bến Tre loại III có khu bến Thạch Phú; cảng biển

Bạc Liêu loại III với bến cảng ngoài khơi Vĩnh Hậu A; cảng biển loại III Cà Mau phát triển bến chuyên dùng LNG và kho nổi; cảng biển Kiên Giang loại III với khu bến tiềm năng tại quần đảo Nam Du và không có cảng biển nước sâu chung cho cả khu vực. Do đó cần có hạ tầng nhập LNG riêng cho nhà máy điện LNG Bạc Liêu (do điều kiện địa lý nên phương án FSRU phù hợp hơn phương án cảng cứng). Đối với khu vực Cà Mau và Kiên Giang nên phát triển thêm đường ống dẫn khí từ Lô B về để bù đắp sản lượng khí PM3-CAA đang giảm dần.



Hình 6.14. Phương án theo vùng – Tây Nam Bộ

6.5.3 Phân ngành điện lực

Định hướng phát triển

+ Phát triển cân đối, hài hòa công suất nguồn trên từng vùng: Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam Bộ, hướng tới đảm bảo cân bằng cung - cầu nội vùng; nâng cao độ tin cậy cung cấp điện nhằm giảm tổn thất truyền tải và khai thác hiệu quả các nguồn điện.

+ Phát triển đồng bộ, hợp lý và đa dạng hóa các loại hình nguồn điện. Tiếp tục phát triển các nguồn năng lượng tái tạo (đặc biệt là điện gió ngoài khơi), năng lượng mới và điện khí trong nước nhằm tận dụng hiệu quả nguồn năng lượng quốc gia. Xem xét nâng cao

tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo so với các mục tiêu đặt ra trong các chính sách hiện hành.

+ Ưu tiên phát triển nguồn điện tại các khu vực có nhu cầu điện lớn, thuận lợi đầu tư cơ sở hạ tầng và có khả năng mở rộng trong tương lai. Có lộ trình phù hợp chuyển dần các nguồn điện LNG sang sử dụng hydrogen (tăng dần tỷ trọng đốt kèm), chuyển dần các nguồn điện than sang dùng biomass hoặc amoniac (tăng dần tỷ trọng đốt kèm).

+ Tăng cường nhập khẩu điện và liên kết lưới điện với các nước láng giềng và các nước trong khu vực có tiềm năng, trên nguyên tắc đảm bảo an ninh năng lượng, an toàn vận hành hệ thống điện.

+ Phát triển các loại hình nguồn điện vận hành linh hoạt (thủy điện tích năng, hệ thống lưu trữ năng lượng, ...) phù hợp với quy mô và tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo trong hệ thống điện.

+ Đa dạng hóa các hình thức đầu tư, nguồn vốn đầu tư phát triển nguồn điện.

+ Đa dạng hóa các nguồn nhiên liệu sử dụng cho phát điện để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, cân đối hài hòa giữa nhiên liệu trong nước và nhiên liệu nhập khẩu.

Phương án phát triển nguồn điện:

Tổng công suất các nhà máy điện năm 2030 đạt 120.995-145.930 MW, định hướng năm 2045 đạt 284.660-387.875 MW (không tính điện mặt trời mái nhà và các nguồn đồng phát). Trong đó, nhiệt điện than đạt 37.467 MW (25,7-31%) vào năm 2030 và giữ nguyên cho tới năm 2045 (9,7-13,2%); nguồn điện LNG đạt 14.800-23.900 MW (12,2-16,4%) vào năm 2030 và đạt 28.400-31.400 MW (10-15,1%) vào năm 2035 sau đó giữ nguyên đến năm 2045; điện gió trên bờ đạt 11.700-16.121 MW (9,7-11%) vào năm 2030 và đạt 36.170-55.950 MW (12,7-14,4%) vào năm 2045; điện gió ngoài khơi đạt 7.000 MW vào năm 2030 (4,8%), đạt 30.000-64.500 MW (10,5-16,6%) vào năm 2045; điện mặt trời tập trung vào năm 2030 đạt 8.736 MW (6-7,2%) và đạt khoảng 58.521-76.000 MW (19,6-20,6%) vào năm 2045; điện sinh khối và năng lượng tái tạo khác đạt 1.230 MW (0,8-1%) vào năm 2030 và đạt 5.160-5.210 MW (1,3-1,8%) vào năm 2045; thủy điện tích năng và pin lưu trữ đạt 1.250-2.450 MW (1-1,7%) vào năm 2030 và đạt 5.160-28.950 MW (1,8-7,5%) vào năm 2045.

Phương án phát triển lưới điện:

- Kịch bản phụ tải cơ sở: giai đoạn 2021-2030 xây dựng mới 46.650 MVA, cải tạo 35.550 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 10.994 km, cải tạo 1.324 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 70.775 MVA, cải tạo 32.997 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 15.659 km, cải tạo 6.500 km đường dây 220 kV.
- Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành: giai đoạn 2021-2030 xây dựng mới 46.650 MVA, cải tạo 37.800 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới

- 12.490 km, cải tạo 1.324 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 74.275 MVA, cải tạo 34.497 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 16.061 km, cải tạo 6.484 km đường dây 220 kV.

Cân bằng công suất theo toàn quốc và theo 3 miền giai đoạn 2021-2050 được thể hiện dưới đây:

Bảng 6-18 Cân bằng công suất nguồn điện giai đoạn 2021-2050 (Đơn vị: GW)

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
IV	Nhu cầu toàn quốc (Pmax)	38706	61357	93343	128791	162904	189917	209332
	Tổng công suất đặt toàn quốc	69338	107599	156385	219599	315929	413054	490916
	Tổng công suất đặt (không tính ĐMT áp mái, nguồn đồng phát)	60233	98394	145930	208034	298156	387875	458854
	Tỷ lệ dự phòng thô	*55,6%*	*60,4%*	*56,3%*	*61,5%*	*83,0%*	*104,2%*	*119,2%*
	Tỷ lệ dự phòng trừ mặt trời	*33,0%*	*46,1%*	*47,0%*	*42,3%*	*53,6%*	*64,2%*	*62,4%*
	NĐ than/biomass/amoniac	19825	28867	37467	37467	37467	37467	37467
	TBKHH+NĐ khí nội, chuyển dùng LNG/hydrogen	7076	10886	14930	14930	14930	14930	14930
	TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	0	3500	23900	31400	31400	31400	31400
	Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	0	0	150	5100	19500	27300	34400
	NĐ+TBK dầu	1596	561	0	0	0	0	0
	Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	20789	26795	28946	33654	34414	35139	36016
	Điện gió trên bờ, gần bờ	539	13616	16121	26600	41300	55950	59050
	Điện gió offshore	0	0	7000	16000	38500	64500	71500
	Điện mặt trời quy mô lớn (MW)	8736	8736	8736	24701	47893	75987	118985
	Điện sinh khối và NLTT khác	400	980	1230	3090	4960	5210	6015
	Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	0	0	2450	7350	17550	28950	38050
	Nhập khẩu	1272	4453	5000	7742	10242	11042	11042
	ĐMT mái nhà	*7755*	*7755*	*7755*	*8265*	*13273*	*20679*	*27561*

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	*1350*	*1450*	*2700*	*3300*	*4500*	*4500*	*4500*
I	Nhu cầu miền Bắc	19175	30346	46069	63638	80476	93684	102991
	Tổng nguồn Miền Bắc	26263	41254	57116	85739	120799	155049	181245
	Tổng công suất đặt (không tính ĐMT áp mái, nguồn đồng phát)	24886	39777	54689	82202	113702	144412	167386
	Tỷ lệ dự phòng thô	*29,8%*	*31,1%*	*18,7%*	*29,2%*	*41,3%*	*54,1%*	*62,5%*
	Tỷ lệ dự phòng trừ mặt trời	*29,1%*	*30,6%*	*18,4%*	*22,6%*	*24,4%*	*24,5%*	*23,1%*
	NĐ than/biomass/amoniac	12145	17235	19635	19635	19635	19635	19635
	TBKHH+NĐ khí nội, chuyển dùng LNG/hydrogen	0	0	0	0	0	0	0
	TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	0	0	7500	12000	12000	12000	12000
	Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	0	0	150	2700	11700	15600	20300
	NĐ+TBK dầu	0	0	0	0	0	0	0
	Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	11814	16377	16531	20445	21205	21605	22482
	Điện gió trên bờ, gần bờ	0	2816	2816	5150	7150	9550	9550
	Điện gió offshore	0	0	4000	9000	13000	18000	18000
	Điện mặt trời quy mô lớn (MW)	137	137	137	4152	13592	27752	40640
	Điện sinh khối và NLTT khác	90	470	720	1720	2420	2570	2779
	Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	0	0	50	2250	5850	9750	14050
	Nhập khẩu	700	2742	3150	5150	7150	7950	7950
	ĐMT mái nhà	*528*	*528*	*528*	*1038*	*3398*	*6938*	*10160*
	NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	*849*	*949*	*1899*	*2499*	*3699*	*3699*	*3699*
II	Nhu cầu miền Trung	2835	5016	7870	10907	13848	16197	17905
	Tổng nguồn Miền Trung	9485	14802	25397	27988	33658	44284	52921
	Tổng công suất đặt (không tính ĐMT áp mái, nguồn đồng phát)	7187	12504	22799	25390	30786	40765	49202

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Tỷ lệ dự phòng thô	*153,5%*	*149,3%*	*189,7%*	*132,8%*	*122,3%*	*151,7%*	*174,8%*
	Tỷ lệ dự phòng trừ mặt trời	*110,5%*	*125,0%*	*174,2%*	*112,1%*	*96,5%*	*123,1%*	*112,2%*
	NĐ than/biomass/amoniac	30	30	1230	1230	1230	1230	1230
	TBKHH+NĐ khí nội, chuyển dùng LNG/hydrogen	0	0	4090	4090	4090	4090	4090
	TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	0	0	1500	1500	1500	1500	1500
	Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	0	0	0	0	0	0	0
	NĐ+TBK dầu	0	0	0	0	0	0	0
	Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	5148	6115	7722	8132	8132	8458	8458
	Điện gió trên bờ, gần bờ	89	3300	5059	5300	8600	14100	15700
	Điện gió offshore	0	0	0	0	0	3000	3000
	Điện mặt trời quy mô lớn (MW)	1218	1218	1218	2256	3581	4635	11205
	Điện sinh khối và NLTT khác	130	130	130	290	560	660	927
	Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	0	0	0	0	0	0	0
	Nhập khẩu	572	1711	1850	2592	3092	3092	3092
	ĐMT mái nhà	*1920*	*1920*	*1920*	*1920*	*2195*	*2841*	*3041*
	NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	*378*	*378*	*678*	*678*	*678*	*678*	*678*
III	Nhu cầu miền Nam	18459	28793	43399	59070	73663	84626	91880
	Tổng nguồn Miền Nam	33591	51544	73872	105872	161472	213722	256751
	Tổng công suất đặt (không tính ĐMT áp mái, nguồn đồng phát)	28161	46114	68442	100442	153669	202699	242267
	Tỷ lệ dự phòng thô	*52,6%*	*60,2%*	*57,7%*	*70,0%*	*108,6%*	*139,5%*	*163,7%*
	Tỷ lệ dự phòng trừ mặt trời	*12,6%*	*34,5%*	*40,7%*	*39,1%*	*66,9%*	*88,0%*	*90,6%*
	NĐ than/biomass/amoniac	7650	11602	16602	16602	16602	16602	16602
	TBKHH+NĐ khí nội, chuyển dùng LNG/hydrogen	7076	10886	10840	10840	10840	10840	10840

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	0	3500	14900	17900	17900	17900	17900
	Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	0	0	0	2400	7800	11700	14100
	NĐ+TBK dầu	1596	561	0	0	0	0	0
	Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	3828	4304	4692	5077	5077	5077	5077
	Điện gió trên bờ, gần bờ	450	7500	8246	16150	25550	32300	33800
	Điện gió offshore	0	0	3000	7000	25500	43500	50500
	Điện mặt trời quy mô lớn (MW)	7381	7381	7381	18293	30720	43600	67140
	Điện sinh khối và NLTT khác	180	380	380	1080	1980	1980	2309
	Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	0	0	2400	5100	11700	19200	24000
	Nhập khẩu	0	0	0	0	0	0	0
	ĐMT mái nhà	*5307*	*5307*	*5307*	*5307*	*7680*	*10900*	*14361*
	NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	*123*	*123*	*123*	*123*	*123*	*123*	*123*

Điện năng sản xuất và nhập khẩu khoảng 551,8-596,1 tỷ kWh, trong đó: thủy điện là 16,9-17,4%, nhiệt điện than 33,9-43,1%, nhiệt điện khí 24,1-28,9%, năng lượng tái tạo ngoài thủy điện 11,5-16,5%, nhập khẩu 2,9-3,2%.

6.6 Xây dựng danh mục dự án quan trọng, dự án ưu tiên đầu tư của ngành kết cấu hạ tầng năng lượng

Dự án quan trọng quốc gia

Dự án quan trọng quốc gia được Quốc hội quyết định hoặc chấp thuận chủ trương đầu tư theo quy định tại Điều 7 Luật Đầu tư công và Điều 30 Luật Đầu tư.

b) Dự án ưu tiên đầu tư

Dự án có quy mô từ nhóm B trở lên và đáp ứng được một trong các tiêu chí sau:

- Dự án tại địa bàn đặc biệt quan trọng đối với quốc gia về quốc phòng, an ninh, bảo vệ chủ quyền quốc gia và địa bàn đặc biệt khó khăn, miền núi, hải đảo;

- Dự án tìm kiếm, thăm dò các nguồn năng lượng sơ cấp, phát triển năng lượng mới.

- Dự án hạ tầng nhập khẩu năng lượng sơ cấp, đầu tư khai thác năng lượng ở nước ngoài để góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

- Dự án có tính chất kết nối liên vùng, liên kết chuỗi cung cấp, sản xuất, sử dụng năng lượng, hình thành các cụm, trung tâm năng lượng.

6.6.1 Phân ngành than

a. Đối với các Đề án thăm dò tài nguyên than

- Đề án đã xác định danh mục trong Quy hoạch phát triển ngành than Việt Nam được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt (Quy hoạch 403), phù hợp với Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia; đã và đang trong quá trình lập, trình cấp có thẩm quyền để đề nghị cấp Giấy phép thăm dò.
- Đề án cần thực hiện nhằm đánh giá tài nguyên, trữ lượng than để phục vụ lập Dự án đầu tư mỏ than ra than giai đoạn 2021-2030 và/hoặc ngay sau năm 2030).
- Đề án để phục vụ Dự án nghiên cứu, thử nghiệm công nghệ khai thác.

b. Đối với các Dự án đầu tư mỏ than

- Dự án đã xác định danh mục trong Quy hoạch 403, phù hợp với Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia; đã và đang được các đơn vị ngành than triển khai thực hiện.
- Dự án có quy mô công suất lớn (dự án hầm lò có công suất ≥ 1,0 triệu tấn/năm, dự án lộ thiên có công suất ≥ 2,0 triệu tấn/năm).
- Dự án nghiên cứu công nghệ khai thác than dưới công trình trên mặt cần bảo vệ, khu vực chứa nước; Dự án áp dụng thử nghiệm công nghệ khai thác tại bể than đồng bằng sông Hồng để tiến tới khai thác công nghiệp có hiệu quả bể than đồng bằng sông Hồng.

c. Đối với các dự án hạ tầng phục vụ phát triển ngành than

- Dự án hạ tầng phục vụ phát triển ngành than đã xác định danh mục trong Quy hoạch 403, phù hợp với Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia; đã và đang được các đơn vị ngành than triển khai thực hiện
- Dự án cải tạo, mở rộng, xây dựng mới nhà máy sàng tuyển tập trung nhằm hình thành các trung tâm sàng tuyển hiện đại, đồng bộ, bảo vệ môi trường.
- Dự án vận tải ngoài (băng tải, đường sắt) để kết nối đồng bộ giữa các khâu khai thác, chế biến và tiêu thụ đáp ứng hiệu quả kinh tế và bảo vệ môi trường.
- Dự án cải tạo, mở rộng, xây dựng mới hệ thống cảng tại các vùng sản xuất than để phục vụ xuất khẩu, nhập khẩu, pha trộn chế biến than với công nghệ tiên tiến, hiện đại, thân thiện với môi trường.
- Dự án xây dựng kho cảng đầu mối phục vụ nhập khẩu, trung chuyển, cung ứng than nhằm đáp ứng nhu cầu than của đất nước theo từng giai đoạn.

Danh mục các dự án dự án ưu tiên đầu tư của ngành than xem tại Phụ lục VII kèm theo.

6.6.2 Phân ngành dầu khí

Danh mục dự án quan trọng, dự án ưu tiên đầu tư của phân ngành dầu khí được xây dựng trên cơ sở:

a. Lĩnh vực Tìm kiếm thăm dò (bao gồm điều tra cơ bản):

- Các Lô dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư và ưu đãi đầu tư đặc biệt (khu vực nước sâu, xa bờ, phi truyền thống (đá phiến, băng cháy)).

- Các Lô dầu khí góp phần khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển và thềm lục địa.

- Các Lô dầu khí mở, đặc biệt là các Lô dầu khí tại Bể Cửu Long và Bể Nam Côn Sơn có khả năng tận dụng cơ sở hạ tầng khai thác sẵn có để thuận lợi khi phát triển khai thác nếu có phát hiện dầu khí và trữ lượng có tính thương mại.

- Các dạng năng lượng mới: hydro tự nhiên, địa nhiệt.

b. Phát triển khai thác:

- Các mỏ khí thiên nhiên tiền đề phát triển cả chuỗi hoặc các mỏ khí cung cấp cho nhà máy điện khí sẵn có tại khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ.

- Các mỏ dầu khí đã được Thủ tướng chính phủ phê duyệt tài nguyên, điều kiện khai thác có hiệu quả; các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu khí, tận thu mỏ nhỏ/khối sót.

c. Lĩnh vực Công nghiệp khí:

- Các dự án đường ống dẫn khí ngoài khơi:

+ Các dự án đường ống kết nối với dự án khai thác khí.

+ Dự án phát triển từ cơ sở hạ tầng sẵn có để giảm chi phí đầu tư và chia sẻ chi phí vận hành.

- Các dự án xử lý và phân phối khí trên bờ:

+ Trung tâm xử lý khí mới công suất từ 2 tỷ m3/năm trở lên.

+ Đường ống dẫn khí phục vụ kết nối giữa các khu vực (vùng miền).

+ Dự án phát triển từ cơ sở hạ tầng sẵn có để giảm chi phí đầu tư và chia sẻ chi phí vận hành: công suất đường ống 0,5 tỷ m3/năm trở lên.

- Dự án hạ tầng nhập khẩu khí bằng đường ống, LNG và phân phối khí:

+ Có vị trí xây dựng thuận lợi, chi phí đầu tư thấp; điều kiện xây dựng hạ tầng cơ sở thuận lợi (phù hợp với Quyết định số 1579/QĐ-TTg ngày 22/9/2021), có khả năng mở rộng trong tương lai, có thể kết hợp phân phối nhiều loại khí (khí tự nhiên khai thác trong nước, nhập khẩu bằng đường ống, LNG) và cấp khí cho nhiều hộ tiêu thụ khác nhau.

+ Hạ tầng đường ống nhập khẩu khí, kho cảng nhập LNG phục vụ các nhà máy điện trong Quy hoạch điện.

+ Phù hợp với các quy hoạch quốc gia, các quy hoạch chung của địa phương;

+ Các kho/cảng nổi nhập khẩu LNG có công suất nhập 1 triệu tấn/năm trở lên; (Vụ DKT)

+ + Công suất kho cảng LNG 1 triệu tấn/năm trở lên.

d. Lĩnh vực Chế biến Dầu khí

- Nhà máy lọc hóa dầu, chế biến dầu khí có công suất chế biến 500.000 tấn nguyên liệu/năm trở lên.

- Dự án nâng cấp tiêu chuẩn chất lượng sản phẩm xăng dầu, định hướng hóa dầu.

- Dự án hình thành trung tâm năng lượng quy mô khu vực nhằm tạo lợi thế cạnh tranh.

e. Lĩnh vực vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu mỏ:

- Dự án xây mới kho LPG có công suất 10.000 tấn trở lên.

- Dự án kho dự trữ dầu thô và sản phẩm xăng dầu quốc gia.

- Dự án xây mới kho xăng dầu có sức chứa 100.000 m3 trở lên"

Danh mục các dự án phân ngành dâu khí được trình bày cụ thể ở Chương 8.

6.6.3 Phân ngành điện lực

a. Dự án nguồn điện quan trọng, ưu tiên đầu tư

Các dự án quan trọng, ưu tiên đầu tư trong quy hoạch điện là những nguồn điện lớn, đóng vai trò quan trọng trong cân đối điện năng của hệ thống điện quốc gia tuân thủ theo tiêu chí sau:

- Nhà máy nhiệt điện than: phát triển nhiệt điện than ở mức hợp lý, ưu tiên phát triển những tổ máy hiệu suất cao, sử dụng công nghệ tiên tiến, hiện đại như công nghệ siêu tới hạn trở lên. Giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than một cách hợp lý. Không phát triển thêm nhiệt điện than ngoài các nhà máy đã có danh mục trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh.

- Nhà máy nhiệt điện khí: phát triển nhiệt điện khí theo hướng ưu tiên sử dụng nguồn khí trong nước. Chú trọng phát triển nhanh nhiệt điện khí sử dụng LNG. Theo đó, ưu tiên phát triển những dự án nhiệt điện khí đồng bộ với tiến độ khai thác khí của các mỏ khí Cá Voi Xanh, Lô B,... Phát triển hợp lý những dự án nhiệt điện khí sử dụng LNG theo những 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.

+ Có khả năng giải tỏa công suất, ít ảnh hưởng đến lưới điện truyền tải liên vùng.

+ Phù hợp với quy hoạch hạ tầng toàn quốc, các quy hoạch chung của tỉnh. Được sự ủng hộ của chính quyền địa phương.

+ Ít tác động tới môi trường, đảm bảo phát triển bền vững.

+ Có vị trí xây dựng thuận lợi, chi phí đầu tư thấp. Điều kiện xây dựng hạ tầng cơ sở (kho cảng) thuận lợi, có khả năng mở rộng trong tương lai, có thể kết hợp cấp khí cho các hộ tiêu thụ ngoài điện (đối với các dự án sử dụng nhiên liệu LNG).

+ Các dự án LNG sẽ được đánh giá, chấm điểm xếp hạng để lựa chọn khả năng phát triển.

+ Quy mô công suất của các tổ máy, nhà máy nhiệt điện có trong danh mục các dự án quan trọng, ưu tiên là quy mô công suất điển hình theo công nghệ. Để thuận tiện cho các CĐT lựa chọn công suất tối ưu của các tổ máy sau này, quy mô công suất có thể thay đổi trong phạm vi ± 10%.

- Các dự án nguồn nhiệt điện lớn tuân thủ nguyên tắc kế thừa: các dự án nhiệt điện than, khí đã được phê duyệt trong QHĐ7 ĐC và bổ sung QHĐ VII ĐC, 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.

- Đảm bảo cân đối tối đa nguồn – tải vùng miền, hạn chế truyền tải xa, giảm tổn thất truyền tải, tăng cường độ tin cậy cung cấp điện. Theo đó, ưu tiên phát triển những dự án có vị trí, quy mô, thời điểm phù hợp với các tính toán tối ưu tại chương trình phát triển nguồn điện. Ưu tiên phát triển các dự án nguồn điện ở khu vực phía Bắc (là nơi đang thiếu nguồn điện).

b. Dự án nguồn điện khuyến khích đầu tư

Ngoài ra, Quy hoạch điện khuyến khích phát triển các dự án NLTT tự dùng, phục vụ sản xuất nội tại, trong đó có sản xuất hydro, amoniac; Khuyến khích tăng cường nhập khẩu từ các nước láng giềng khi phía các nước xuất khẩu có các dự án với giá bán điện hợp lý, đấu nối phù hợp. Quy hoạch điện khuyến khích phát triển các dự án đốt rác thải, các dự án điện sinh khối các dự án có tác động giảm thiểu trực tiếp tác động môi trường, các dự án tận dụng nhiệt của quá trình công nghệ, các dự án đồng phát, cụ thể:

- Các dự án phát điện từ rác thải: ưu tiên phát triển các dự án đốt rác có quy mô vừa và nhỏ, góp phần xử lý rác thải tại từng địa phương.

- Các dự án sinh khối: phát triển các dự án sinh khối có quy mô hợp lý gắn liền với vùng nguyên liệu/ nhiên liệu của từng địa phương.

- Các dự án đồng phát: khuyến khích phát triển loại hình nhà máy điện đồng phát trong khu công nghiệp; các dự án tận dụng nhiệt dư, khí lò cao, các sản phẩm phụ của quá trình công nghệ cho sản xuất điện.

- Các dự án điện gió, điện mặt trời: khuyến khích phát triển phù hợp với khả năng đảm bảo vận hành an toàn hệ thống điện và giá thành điện năng hợp lý. Khuyến khích phát triển điện mặt trời trên mái nhà. Khuyến khích phát triển điện gió ngoài khơi khi hội đủ những điều kiện về kinh tế, kỹ thuật thích hợp.

c. Dự án lưới điện truyền tải quan trọng, ưu tiên đầu tư

Các dự án quan trọng cấp quốc gia:

- ĐZ 500 kV truyền tải liên miền;
- ĐZ 500 kV đấu nối nguồn quan trọng, ĐZ 500 kV liên kết với lưới điện khu vực;
- TBA 500 kV cấp điện cho phụ tải và ĐZ đấu nối;

Các dự án ưu tiên đầu tư ngành điện lực:

- ĐZ 220 kV đấu nối nguồn và giải phóng công suất các nguồn điện ưu tiên đầu tư của ngành điện lực;
- ĐZ 220 kV liên kết vùng, khu vực;
- TBA 220 kV cấp điện cho phụ tải và ĐZ đấu nối;
- ĐZ 220 kV và TBA 220 kV đảm bảo vận hành (N-1, N - 2…).

Danh mục các dự án phân ngành điện lực được trình bày cụ thể ở Chương 9.

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Chương 7 Phương án quy hoạch phát triển phân ngành than

Chương 7 Phương án quy hoạch phát triển phân ngành than 2
7.1 Tổng hợp nhu cầu than 2
7.1.1 Dự báo nhu cầu than đến năm 2050 2
7.1.2 Dự báo xuất khẩu than 4
7.1.3 Dự báo nhập khẩu than 5
7.2 Phương án quy hoạch công tác thăm dò 8
7.2.1 Quy hoạch thăm dò 8
7.2.2 Danh mục các đề án thăm dò 8
7.3 Phương án quy hoạch khai thác 11
7.3.1 Danh mục các dự án đầu tư mỏ than 11
7.3.2 Quy hoạch sản lượng khai thác 12
7.3.3 Quy hoạch đóng cửa mỏ 12
7.4 Phương án quy hoạch công tác sàng tuyển, chế biến than 13
7.4.1 Vùng than Quảng Ninh 13
7.4.2 Vùng khác 18
7.5 Phương án quy hoạch tổng mặt bằng, vận tải ngoài và cảng xuất, nhập khẩu than 18
7.5.1 Phương án quy hoạch tổng mặt bằng 18
7.5.2 Phương án quy hoạch hệ thống vận tải ngoài 20
7.5.3 Quy hoạch các cảng xuất, nhập than 28
7.5.4 Quy hoạch hệ thống cảng nhập than 32
7.6 Dự kiến nguồn nhập than 34

Chương 7 Phương án quy hoạch phát triển phân ngành than

7.1 Tổng hợp nhu cầu than

7.1.1 Dự báo nhu cầu than đến năm 2050

Nhu cầu sử dụng than trong các ngành kinh tế trong nước không đa dạng, chủ yếu phục vụ ngành công nghiệp (như đốt than cho điện, xi măng, phân bón, hoá chất) và làm chất đốt trong dân dụng. Nhu cầu than phi năng lượng như làm phụ gia nguyên liệu trong các ngành hoá mỹ phẩm, dược liệu, phụ gia phân bón, hoá chất... Nhu cầu cho nông nghiệp chủ yếu chỉ dùng than bùn địa phương (tiêu thụ tại chỗ), các ngành thương mại và giao thông vận tải gần như không có.

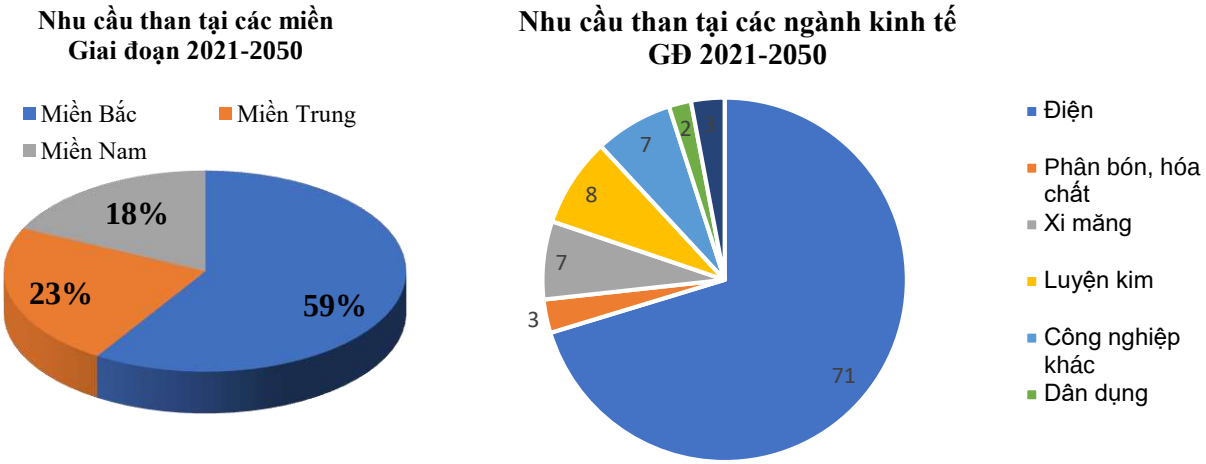
Tổng hợp dự báo nhu cầu than sử dụng trong nước xem bảng dưới đây:

Bảng 7-1 Tổng hợp dự báo nhu cầu sử dụng than trong nước

Đơn vị: 1000 tấn

Nội dung	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	**59 296**	**64 268**	**92 889**	**85 142**	**73 435**	**43 223**	**2 600**
Than Antraxit trong nước	36 799	37 678	40 029	35 777	27 594	10 121	0
Than Bitum và á bitum trong nước						3 060	2 600
Than nhập khẩu	22 497	26 590	52 860	49 365	45 841	30 042	0
Nhu cầu năng lượng cuối cùng cho các ngành khác	**29 462**	**31 406**	**32 429**	**29 811**	**24 883**	**17 913**	**7 029**
Công nghiệp - xây dựng	28 714	30 519	31 613	29 127	24 375	17 615	7 011
Thương mại dịch vụ	40	40	33	28	24	20	18
Dân dụng	708	847	783	656	484	278	0
Nhu cầu phi năng lượng	**1 508**	**1 835**	**2 232**	**2 716**	**4 303**	**10 631**	**23 932**
Sản xuất phân đạm	1 117	1 359	1 653	2 012	2 447	2 978	3 623
Hoá mỹ dược phẩm	391	476	579	704	856	1 042	1 268
Sản xuất H_2					500	3 537	11 425
Sản xuất methanol, PVC					500	3 073	7 616
Tổng nhu cầu trong nước	90 266	97 509	127 550	117 669	102 621	71 767	33 561
Than sản xuất - Khai thác	40 884	46 166	46 158	42 093	41 841	44 581	40 411
Nhập khẩu	47 230	49 027	79 253	73 575	58 910	23 050	0
Xuất khẩu, dự trữ, dự phòng	2 151	2 316	2 139	2 001	1 871	4 135	6 850
Tổng nhu cầu	92 417	99 824	129 688	119 671	104 492	75 902	40 411

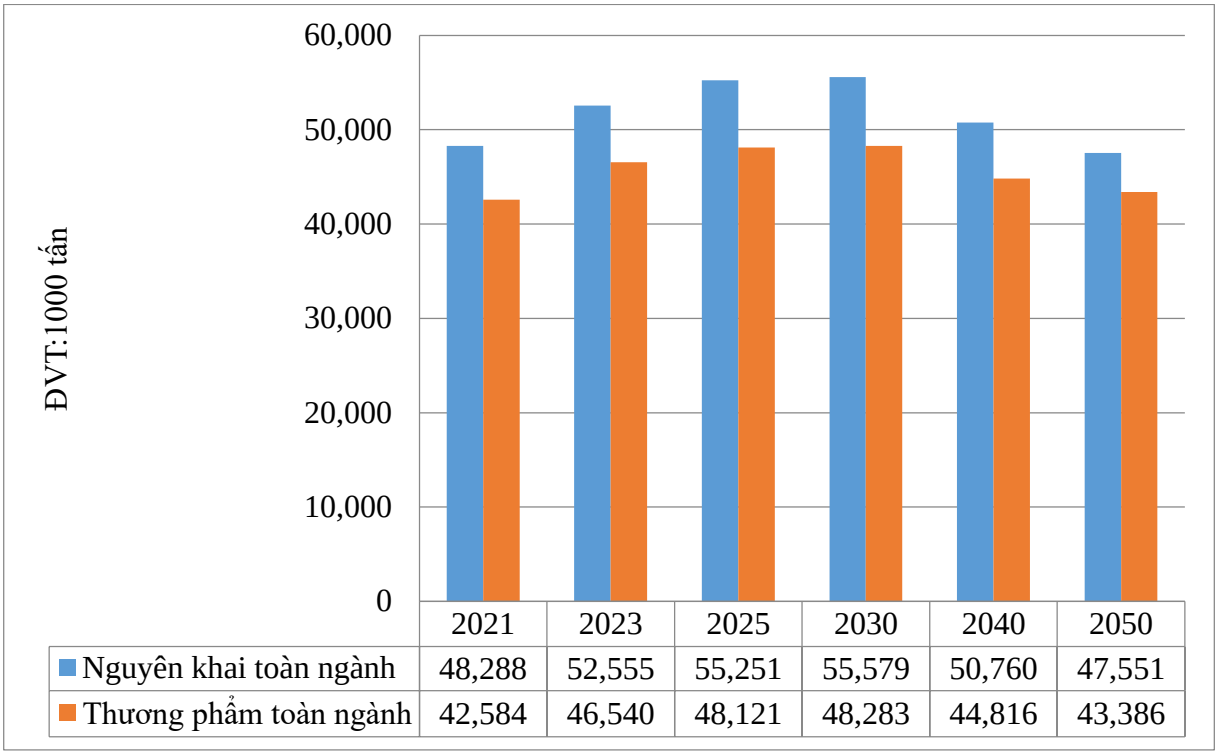
Ghi chú: Dự báo nhu cầu than được định kỳ cập nhật và điều chỉnh trong các kỳ, kế hoạch 5 năm và hàng năm để phù hợp với tình hình thực tế.



Hình 7-1 Biểu đồ nhu cầu than cho nền kinh tế theo các năm

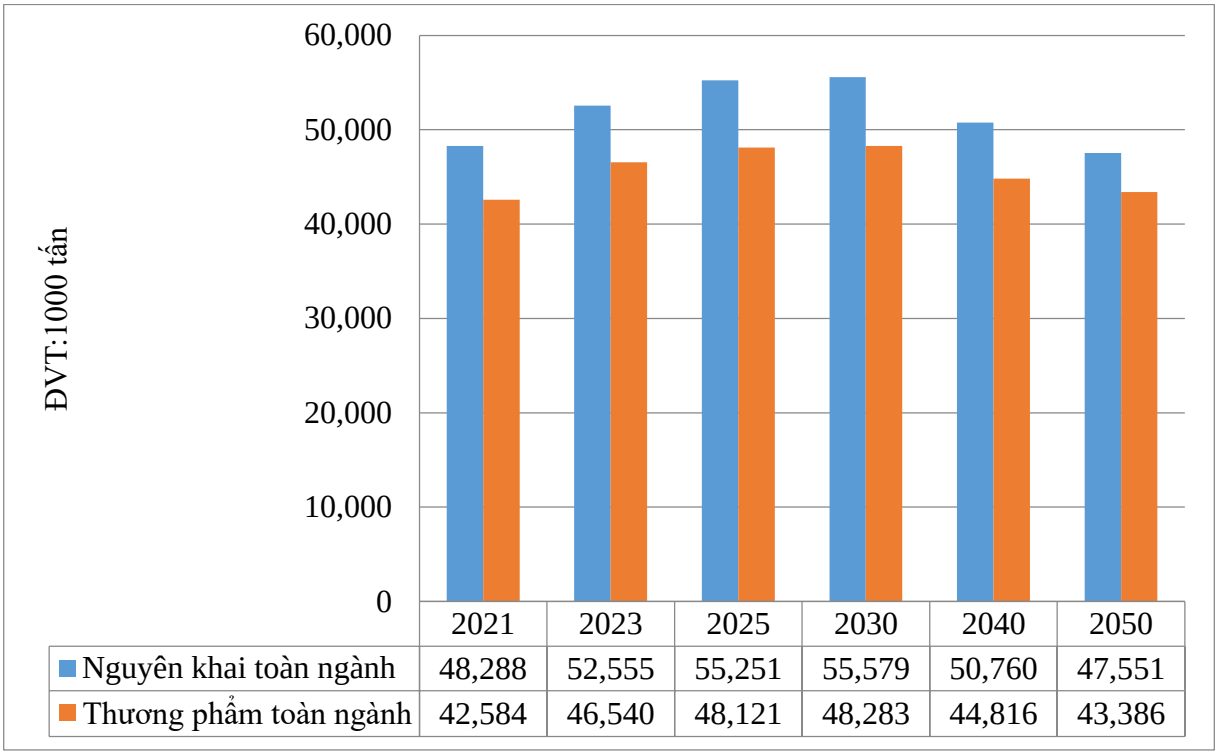
Bảng 7-2 Tổng hợp sản lượng than thương phẩm toàn ngành dự báo

TT	Chủng loại than	Sản lượng hàng năm (1000 tấn						
		2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
A	**Than nguyên khai**	**48 288**	**52 320**	**54 911**	**55 429**	**52 285**	**52 380**	**54 877**
+	TKV	38 600	41 720	44 531	43 284	41 407	40 550	41 865
+	Đông Bắc	6 640	7 020	6 720	7 950	6 087	6 150	7 850
+	Các đơn vị khác	3 048	3 580	3 660	4 195	4 791	5 680	5 162
B	**Than thương phẩm**	**42 584**	**46 540**	**48 121**	**48 283**	**45 068**	**44 816**	**47 556**
+	TKV	34 041	37 209	38 981	37 974	35 525	35 808	37 740
+	Đông Bắc	5 915	6 255	5 979	6 692	5 403	5 370	6 701
+	Các đơn vị khác	2 629	3 076	3 160	3 617	4 139	3 638	3 116
C	**Cơ cấu sản phẩm**							
C1	**Than sạch TCVN**	**39 713**	**44 415**	**44 453**	**40 445**	**40 180**	**43 026**	**39 167**
C1.1	Than cục	1 465	1 598	1 529	1 454	1 417	1 729	1 824
C1.2	Than cám	37 942	42 353	42 516	38 596	38 410	40 980	37 053
C1.3	Than bùn tuyển	306	465	408	395	353	317	290
C2	**TCCS**	**1 123**	**1 548**	**1 571**	**1 540**	**1 589**	**1 556**	**1 245**
C3	**Than bùn ĐP**	**1 700**	**1 955**	**2 125**	**2 975**	**2 975**	**2 975**	**2 975**
C4	**Than mỡ**	**49**	**202**	**135**	**108**	**72**	**0**	**0**



	2021	2023	2025	2030	2040	2050
Nguyên khai toàn ngành	48,288	52,555	55,251	55,579	50,760	47,551
Thương phẩm toàn ngành	42,584	46,540	48,121	48,283	44,816	43,386

Hình 7-2 Biểu đồ sản lượng than nguyên khai và thương phẩm theo các năm



	2021	2023	2025	2030	2040	2050
Nguyên khai toàn ngành	48,288	52,555	55,251	55,579	50,760	47,551
Thương phẩm toàn ngành	42,584	46,540	48,121	48,283	44,816	43,386

Hình 7-3 Cơ cấu thương phẩm các đơn vị

7.1.2 Dự báo xuất khẩu than

Với tiêu chí sản xuất than đáp ứng tối đa nhu cầu các hộ tiêu thụ trong nước (đặc biệt là hộ điện) góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và khả năng mềm dẻo hóa cơ cấu các sản phẩm than cho phù hợp thị trường, Quy hoạch dự kiến khối lượng xuất khẩu than giai đoạn 2021-

2040 của Việt Nam từ 2,0 đến 3,0 triệu tấn (duy trì khoảng 2,2-2,5 triệu). Chủng loại than xuất khẩu chủ yếu là than đặc chủng, chất lượng cao (than cám 1,2 và than cục tiêu chuẩn), đáp ứng yêu cầu của các hộ tiêu thụ quốc tế, đặc biệt là các khách hàng lâu năm có hợp đồng dài hạn hoặc các hợp tác thương mại mang tính chính trị.

Dự báo nhu cầu than sau năm 2040 bắt đầu có dấu hiệu sụt giảm, đặc biệt sau 2045. Để phù hợp cân đối cung cầu, sau 2040 tăng cường xuất khẩu những chủng loại than có giá trị kinh tế cao, nhiệt lượng cao, chủng loại từ cám 1,2,3,4 và than cục tiêu chuẩn. Khối lượng hàng năm khoảng 4-6 triệu tấn.

7.1.3 Dự báo nhập khẩu than

Dự báo nhu cầu

Theo dự báo, nhu cầu than tăng cao trong khu vực công nghiệp, trọng điểm là các hộ điện, các ngành công nghiệp khác như luyện kim, xi măng, hoá chất. Lượng than sản xuất trong nước không đáp ứng đủ, cần thiết phải nhập khẩu than đáp ứng cho nền kinh tế quốc gia.

Bảng 7-3 Cân đối cung cầu than trong nước

Đơn vị tính: 1000 tấn

Nội dung cân đối	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1. Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	**59 296**	**64 268**	**92 889**	**85 142**	**73 435**	**43 223**	**2 600**
Than Antraxit trong nước	36 799	37 678	40 029	35 777	27 594	10 121	0
Than Bitum và á bitum trong nước	0	0	0	0	0	3 060	2 600
Than nhập khẩu	22 497	26 590	52 860	49 365	45 841	30 042	0
Khả năng đáp ứng	32 878	35 653	35 719	32 852	27 594	13 181	2 600
Cân đối	-3 921	-2 577	-4 310	-2 925	0	0	0
2. Nhu cầu năng lượng cuối cùng cho các ngành khác	**29 462**	**31 406**	**32 429**	**29 811**	**24 883**	**17 913**	**7 029**
Công nghiệp - xây dựng	28 714	30 519	31 613	29 127	24 375	17 615	7 011
Thương mại dịch vụ	40	40	33	28	24	20	18
Dân dụng	708	847	783	656	484	278	0
Khả năng đáp ứng	4 596	6 607	6 253	4 839	8 358	16 634	7 029
Cân đối	-24 866	-24 799	-26 176	-24 672	-15 525	-1 382	
3. Nhu cầu phi năng lượng	**1 508**	**1 835**	**2 232**	**2 716**	**4 303**	**10 631**	**23 932**
Sản xuất phân đạm	1 117	1 359	1 653	2 012	2 447	2 978	3 623
Hoá mỹ dược phẩm	391	476	579	704	856	1 042	1 268
Sản xuất H2					500	3 537	11 425
Sản xuất methanol, PVC					500	3 073	7 616
Khả năng đáp ứng	1 260	1 590	2 047	2 400	4 018	10 631	23 932
Cân đối	-248	-245	-184	-316	-286	0	0

Nội dung cân đối	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
4. Tổng nhu cầu trong nước không bao gồm xuất khẩu dự phòng	**90 266**	**97 509**	**127 550**	**117 669**	**102 621**	**71 767**	**33 561**
Than sản xuất - Khai thác	40 884	46 166	46 158	42 093	41 841	44 581	40 411
Nhập khẩu	47 230	49 027	79 253	73 575	58 910	23 050	0
Xuất khẩu, dự trữ, dự phòng	2 151	2 316	2 139	2 001	1 871	4 135	6 850
Tổng nhu cầu bao gồm cả xuất khẩu và dự phòng	**92 417**	**99 824**	**129 688**	**119 671**	**104 492**	**75 902**	**40 411**

Khả năng đáp ứng của hạ tầng nhập khẩu than

Trên các cơ sở nhận định và đánh giá về cân đối cung cầu, thị trường than thế giới hiện nay và tương lai, các đánh giá về cơ sở hạ tầng kho bãi, năng lực các bến cảng.. xây dựng khả năng nhập khẩu của các đơn vị. Việt Nam là quốc gia có bờ biển trải dài, hệ thống cảng biển rộng khắp. Theo khảo sát hiện trạng các đơn vị đang nhập khẩu than trong nước cho thấy khối lượng nhập chủ yếu cho nhiệt điện, các đơn vị nhập than điện chính như PVN, EVN, TKV và các Công ty tư nhân hoặc một số đơn vị nước ngoài đầu tư, ngoài ra còn có các đơn vị khác nhập than cung cấp cho xi măng và luyện kim như Tập đoàn Hòa Phát. Hầu hết các đơn vị trên đều có hệ thống hạ tầng kho bãi, bến cảng đáp ứng nhu cầu tại chỗ. Khi nhu cầu than cho các hộ tiêu thụ tăng, đặc biệt là các hộ than điện, các đơn vị chính nhập khẩu than cần cải tạo mở rộng hệ thống kho cảng hiện có và xây dựng hệ thống hạ tầng kho bãi bến cảng phù hợp đáp ứng nhu cầu:

- Cải tạo nâng công suất và hiện đại hóa các cảng hiện có như cảng Bến Cân, Hồng Thái Tây, Điền Công, Làng Khánh, Cẩm Phả, Km6 Hóa Chất – Mông Dương.
- Quy hoạch cảng biển phục vụ nhập, trung chuyển than tại 3 vùng Miền Bắc – Miền Trung - Miền Nam. Đồng thời hoàn thiện hệ thống hạ tầng kho bãi phục vụ trung chuyển than giữa các vùng và nhập khẩu.
- PVN đã thành lập PV Power Coal để làm đầu mối cung ứng than, trong đó trọng tâm là than nhập khẩu cho các dự án nhiệt điện của PVN là Long Phú 1 và Sông Hậu 1.
- Các đơn vị khác như Otran Energy, Hòa Phát, EVN....chủ động hệ thống kho bãi và cảng hiện có để nhập khẩu than theo số lượng và chủng loại cần.
- Tỷ lệ pha trộn tối ưu giữa than nhập khẩu và than sản xuất trong nước (42%)

⇒ xây dựng khối lượng than nhập khẩu căn cứ vào khối lượng than sản xuất của các đơn vị.

Bảng 7-4 Khả năng nhập than các đơn vị (ĐVT: 1000 tấn)

Danh mục	Nhu cầu than hàng năm						
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Khối lượng cần nhập	47 230	49 027	79 253	73 575	58 910	23 050	0
TKV	*10 500*	*14 000*	*17 500*	*20 000*	*20 000*	*10 000*	
Tổng công ty Đông Bắc	*5 000*	*10 000*	*10 500*	*10 500*	*10 500*	*5 000*	
Doanh nghiệp khác	*36 730*	*25 027*	*61 253*	*43 075*	*28 410*	*8 050*	

Qua bảng trên cho thấy, để đảm bảo khả năng nhập khẩu than đáp ứng nhu cầu của các hộ tiêu thụ trong nước, việc cần làm là đầu tư hoàn thiện hệ thống hạ tầng kho bãi, bến cảng theo tiến độ xây dựng được đề ra trong quy hoạch.

Dự báo nguồn nhập khẩu

Theo dự báo của World Energy Outlook 2019 của Tổ chức Năng lượng Quốc tế IEA, giao dịch than trên thế giới từ nay đến năm 2040 tương đối ổn định, ước khoảng 1100 Mcte mỗi năm (tấn than quy ước).

Các nước tăng xuất khẩu so với hiện nay chủ yếu gồm Úc và Nga. Các nước giảm xuất khẩu chủ yếu là Indonesia do chính sách giảm xuất khẩu để phục vụ nhu cầu trong nước, cho phát điện. Nam Phi gần như không tăng xuất khẩu do trữ lượng than hạn chế.

Các nước nhập khẩu lớn như Trung Quốc, các nước EU có xu hướng giảm nhập khẩu than sau khi đạt đỉnh do nhu cầu bảo vệ môi trường. Trong khí đó, nhu cầu tăng mạnh ở các nước Đông Nam Á. Xuất hiện tăng nhu cầu sử dụng than của các nước Châu Phi do phát triển kinh tế.

Việt Nam hiện nay chưa nằm trong 10 nước nhập khẩu than hàng đầu thế giới. Hình thức nhập khẩu than còn chưa đa dạng, chủ yếu mua theo chuyến, theo lô chưa có các hợp đồng nhập khẩu than dài hạn, chưa đầu tư khai thác than ở nước ngoài. Vì vậy, vẫn còn nhiều tiềm năng để nhập khẩu than trong tương lai.

Theo khảo sát và đánh giá các thị trường xuất than trên thế giới cho thấy các nguồn cấp than lớn như:

- Úc là quốc gia có nguồn than dồi dào với tổng trữ lượng lên đến 783 tỉ tấn, trong đó trữ lượng có thể khai thác là 91 tỷ tấn, chiếm 8,8% lượng than có thể khai thác được trên thế giới.
- Indonexia là quốc gia xuất khẩu than lớn (Nhật Bản, Hàn Quốc, Đài Loan, Hồng Kông), gần 10% sang các nước ASEAN và khoảng 15% sang Châu Âu, năm 2017 xuất khẩu là 369 triệu tấn.
- Nam Phi là quốc gia hiện có 11 cụm mỏ chủ yếu nằm ở phía bắc và phía đông. Than của Nam Phi được xuất khẩu qua 3 cảng biển chính: Richards Bay, Durban và Maputo. Xuất khẩu than của Nam Phi vẫn ổn định ở mức 72 triệu tấn trong vài năm qua chủ yếu do hạn chế về cơ sở hạ tầng nội địa.
- Nga là quốc gia có trữ lượng tài nguyên than lớn nhất thế giới bao gồm 7 bể than lớn. Sản lượng khai thác hàng năm tại Nga dao động từ 300-400 triệu tấn. Trong đó, khối lượng xuất khẩu là 90,7 triệu tấn.

$\Rightarrow$ Như vậy, trong ngắn hạn và trung hạn, nên tập trung vào thị trường nhập khẩu từ Úc và Indonesia, về lâu dài cần xem xét thêm đến việc đầu tư nhập khẩu than từ Nga, Nam Phi và một số nước khác.

Từ các cơ sở nhận định và đánh giá trên, khả năng nhập khẩu than đáp ứng nhu cầu các hộ tiêu thụ trong nước là đảm bảo. Việc cần làm là khẩn trương hoàn thiện hệ thống hạ tầng các cơ sở kho bãi bến cảng theo tiến độ xây dựng của các hạ tầng hộ tiêu thụ và thành lập hành lang pháp lý, cơ chế, hợp đồng mua bán than lâu dài với các quốc gia cung cấp than chính.

Khả năng nhập khẩu than của Việt Nam phụ thuộc nhiều vào khả năng hoà nhập với chuỗi cung ứng than trên thế giới.

7.2 Phương án quy hoạch công tác thăm dò

7.2.1 Quy hoạch thăm dò

Giai đoạn 2021-2025:

- Bể than Đông Bắc: 20 đề án, trong đó:

  + Các đề án đã có giấy phép thăm dò: 06 đề án (Mạo Khê, Đồng Rì, Quảng La, Bảo Đài I, Hà Lầm, Bắc Cọc Sáu).

  + Các đề án chưa có giấy phép thăm dò: 14 đề án.

- Vùng Nội địa, địa phương: 04 đề án, trong đó:

  + Các đề án đã có giấy phép thăm dò: 01 đề án (Núi Hồng).

  + Các đề án chưa có giấy phép thăm dò: 03 đề án.

- Thăm dò trong các giấy phép khai thác: công tác thăm dò nâng cấp trữ lượng trong ranh giới giấy phép khai thác được thực hiện theo nhu cầu sản xuất của doanh nghiệp.
- Các mỏ than bùn, than mỡ: thực hiện theo nhu cầu của các doanh nghiệp địa phương.

Giai đoạn 2026-2030:

- Bể than Đông Bắc: 06 đề án;
- Vùng Nội địa, địa phương: 06 đề án;
- Bể than Sông Hồng: 01 đề án;
- Thăm dò trong các giấy phép khai thác: công tác thăm dò nâng cấp trữ lượng trong ranh giới giấy phép khai thác được thực hiện theo nhu cầu sản xuất của doanh nghiệp.
- Các mỏ than bùn, than mỡ: thực hiện theo nhu cầu của các doanh nghiệp địa phương.

Giai đoạn 2031-2050:

- Bể than Đông Bắc: 15 đề án
- Bể than Sông Hồng: 08 đề án;
- Thăm dò trong các giấy phép khai thác: công tác thăm dò nâng cấp trữ lượng trong ranh giới giấy phép khai thác được thực hiện theo nhu cầu sản xuất của doanh nghiệp.
- Các mỏ than bùn, than mỡ: thực hiện theo nhu cầu của các doanh nghiệp địa phương.

7.2.2 Danh mục các đề án thăm dò

Giai đoạn 2021-2025:

- Bể than Đông Bắc: thực hiện công tác thăm dò với 20 đề án, tương ứng 810÷974 nghìn mét khoan.

- Các mỏ than Nội địa và địa phương: cơ bản hoàn thành công tác thăm ở các khoáng sàng với 04 đề án thăm dò, tương ứng 89÷111 nghìn mét khoan.
- Công tác thăm dò nâng cấp trữ lượng trong ranh giới giấy phép khai thác được thực hiện theo nhu cầu sản xuất của doanh nghiệp.
- Các mỏ than bùn, than mỡ: thực hiện thăm dò theo nhu cầu của các doanh nghiệp địa phương.

Bảng 7-5 Danh mục và khối lượng thăm dò giai đoạn 2021-2030

TT	Tên đề án thăm dò	Khối lượng thăm dò (1.000m)	Đơn vị quản lý
	TỔNG TOÀN NGÀNH	**899÷1.085**	
I	**Bể than Đông Bắc**	**810÷974**	
I.1	Vùng Uông Bí	549÷647	
I.2	Vùng Hòn Gai	221÷269	
I.3	Vùng Cẩm Phả	40÷58	
II	**Vùng Nội địa, địa phương**	**89÷111**	
III	**Đề án thăm dò NCTL trong ranh giới các GPKT**	Khối lượng được xác định theo từng đề án thăm dò cụ thể	Các đơn vị được cấp phép khai thác
IV	**Các đề án thăm dò mỏ than bùn, than mỡ (do địa phương quản lý)**	Khối lượng được xác định theo từng đề án thăm dò cụ thể	Các doanh nghiệp địa phương

Chi tiết các đề án thăm dò xem tại phụ lục

Giai đoạn 2026-2030:

- Bể than Đông Bắc: thực hiện công tác thăm dò với 06 đề án, tương ứng 541÷670 nghìn mét khoan.
- Các mỏ than Nội địa và địa phương: cơ bản hoàn thành công tác thăm ở các khoáng sàng với 06 đề án thăm dò, tương ứng 40÷55 nghìn mét khoan.
- Bể than Sông Hồng: thực hiện 01 đề án thăm dò trong ranh giới dự kiến áp dụng khai thác thử nghiệm (mỏ than Nam Thịnh).
- Công tác thăm dò nâng cấp trữ lượng trong ranh giới giấy phép khai thác được thực hiện theo nhu cầu sản xuất của doanh nghiệp.
- Các mỏ than bùn, than mỡ: thực hiện thăm dò theo nhu cầu của các doanh nghiệp địa phương.

Bảng 7-6 Danh mục và khối lượng thăm dò giai đoạn 2026-2030

TT	Tên đề án thăm dò	Khối lượng thăm dò (1.000m)	Đơn vị quản lý
	TỔNG TOÀN NGÀNH	**581÷729**	

TT	Tên đề án thăm dò	Khối lượng thăm dò (1.000m)	Đơn vị quản lý
I	**Bể than Đông Bắc**	**541÷674**	
I.1	Vùng Uông Bí	132÷178	
I.2	Vùng Hòn Gai	100÷125	
I.3	Vùng Cẩm Phả	309÷371	
II	**Vùng Nội địa, địa phương**	**40÷55**	
III	**Bể than sông Hồng**		
1	**Mỏ Nam Thịnh**		
1.1	Đề án thăm dò than mỏ Nam Thịnh (diện tích khai thác thử nghiệm)	Khối lượng được xác định theo đề án thăm dò	TKV
IV	**Đề án thăm dò NCTL trong ranh giới các GPKT**	Khối lượng được xác định theo từng đề án thăm dò cụ thể	Các đơn vị được cấp phép khai thác
V	**Các đề án thăm dò mỏ than bùn, than mỡ (do địa phương quản lý)**	Khối lượng được xác định theo từng đề án thăm dò cụ thể	Các doanh nghiệp địa phương

Chi tiết các đề án thăm dò xem tại phụ lục

Giai đoạn 2031-2050:

- Bể than Đông Bắc: cơ bản hoàn thành công tác thăm dò với 15 đề án, tương ứng 789÷963 nghìn mét khoan.
- Bể than Sông Hồng: thực hiện 08 đề án thăm dò than, trong đó có 01 đề án thăm dò trong ranh giới dự kiến áp dụng khai thác thử nghiệm (mỏ than Nam Phú II)
- Công tác thăm dò nâng cấp trữ lượng trong ranh giới giấy phép khai thác được thực hiện theo nhu cầu sản xuất của doanh nghiệp.
- Các mỏ than bùn, than mỡ: thực hiện thăm dò theo nhu cầu của các doanh nghiệp địa phương.

Bảng 7-7 Danh mục và khối lượng thăm dò giai đoạn 2031-2050

TT	Tên đề án thăm dò	Khối lượng thăm dò (1.000m)	Đơn vị quản lý
	TỔNG TOÀN NGÀNH	**789÷963**	
I	**Bể than Đông Bắc**	**789÷963**	
I.1	Vùng Uông Bí	596÷711	
I.2	Vùng Hòn Gai	162÷204	
I.3	Vùng Cẩm Phả	40÷48	
II	**Bể than sông Hồng**		
III	**Đề án thăm dò NCTL trong ranh giới các GPKT**	Khối lượng được xác định theo từng đề án thăm dò cụ thể	Các đơn vị được cấp phép khai thác

TT	Tên đề án thăm dò	Khối lượng thăm dò (1.000m)	Đơn vị quản lý
IV	**Các đề án thăm dò mỏ than bùn, than mỡ (do địa phương quản lý)**	Khối lượng được xác định theo từng đề án thăm dò cụ thể	Các doanh nghiệp địa phương

Chi tiết các đề án thăm dò xem tại phụ lục

7.3 Phương án quy hoạch khai thác

7.3.1 Danh mục các dự án đầu tư mỏ than

Giai đoạn 2021-2025

Thực hiện 103 dự án đầu tư mỏ than, trong đó:

- Tiếp tục DTSX 67 dự án:
  + Bể than Đông Bắc 53 dự án;
  + Các mỏ than Nội địa 5 dự án;
  + Các mỏ khác, than bùn và địa phương 9 dự án.
- Cải tạo mở rộng, xây dựng mới 36 dự án:
  + Bể than Đông Bắc 25 dự án;
  + Các mỏ than Nội địa 4 dự án;
  + Các mỏ khác, than bùn và địa phương: 7 dự án.

Giai đoạn 2026-2030

Thực hiện 89 dự án đầu tư mỏ than, trong đó:

- Tiếp tục DTSX 73 dự án:
  + Bể than Đông Bắc 53 dự án;
  + Các mỏ than Nội địa 5 dự án;
  + Các mỏ khác, than bùn và địa phương 15 dự án.
- Cải tạo mở rộng, xây dựng mới 16 dự án:
  + Bể than Đông Bắc 13 dự án;
  + Các mỏ than Nội địa 1 dự án;
  + Các mỏ khác, than bùn và địa phương: 2 dự án.

Giai đoạn 2031-2050

Thực hiện 109 dự án đầu tư mỏ than, trong đó:

- Tiếp tục DTSX 68 dự án:
  + Bể than Đông Bắc 49 dự án;

+ Các mỏ than Nội địa 4 dự án;

+ Các mỏ khác, than bùn và địa phương 15 dự án.

- Cải tạo mở rộng, xây dựng mới 41 dự án:

+ Bể than Đông Bắc 30 dự án;

+ Các mỏ than Nội địa 2 dự án;

+ Các mỏ khác, than bùn và địa phương: 3 dự án;

+ Bể than Sông Hồng 6 dự án.

Chi tiết các dự án xem tại phụ lục.

7.3.2 Quy hoạch sản lượng khai thác

Giai đoạn 2021-2025: thực hiện 103 dự án đầu tư mỏ than (đầu tư duy trì sản xuất 67 dự án; cải tạo, mở rộng, xây dựng mới 36 dự án). Sản lượng than nguyên khai khai thác toàn ngành khoảng 45-55 triệu tấn (tương ứng khoảng 40-50 triệu tấn than thương phẩm).

Giai đoạn 2026-2030: thực hiện 89 dự án đầu tư mỏ than (đầu tư duy trì sản xuất 73 dự án; cải tạo, mở rộng, xây dựng mới 16 dự án). Sản lượng than nguyên khai khai thác toàn ngành khoảng 50-55 triệu tấn (tương ứng khoảng 45-50 triệu tấn than thương phẩm).

Giai đoạn 2031-2050: thực hiện 109 dự án đầu tư mỏ than (đầu tư duy trì sản xuất 68 dự án; cải tạo, mở rộng, xây dựng mới 41 dự án). Sản lượng than nguyên khai khai thác toàn ngành khoảng 55-45 triệu tấn (tương ứng khoảng 50-40 triệu tấn than thương phẩm).

7.3.3 Quy hoạch đóng cửa mỏ

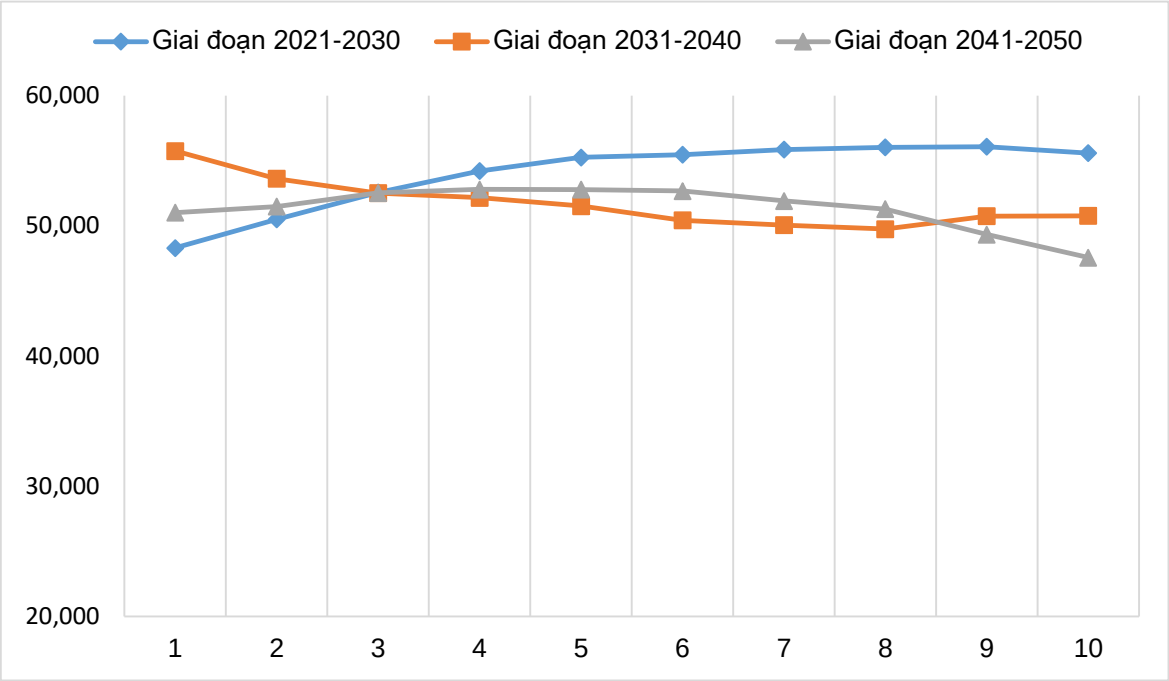
Thực hiện theo các quy định hiện hành; có xem xét thời điểm, hình thức đóng cửa mỏ phù hợp để đảm bảo khai thác triệt để, tiết kiệm tài nguyên và sử dụng tối đa các công trình đã đầu tư phục vụ sản xuất các dự án xuống sâu, lân cận.

- Giai đoạn 2021-2025: dự kiến thực hiện 27-31 đề án đóng cửa mỏ.
- Giai đoạn 2026-2030: dự kiến thực hiện 23-27 đề án đóng cửa mỏ.
- Giai đoạn 2031-2050: dự kiến thực hiện 68-72 đề án đóng cửa mỏ.

Bảng 7-8 Sản lượng than nguyên khai khai thác dự kiến (Đơn vị 1000 tấn)

TT	Năm	Sản lượng	Năm	Sản lượng	Năm	Sản lượng
1	2021	48.288	2031	55.742	2041	51.006
2	2022	50.490	2032	53.615	2042	51.475
3	2023	52.555	2033	52.514	2043	52.517
4	2024	54.210	2034	52.156	2044	52.797
5	2025	55.251	2035	51.515	2045	52.777
6	2026	55.464	2036	50.425	2046	52.670
7	2027	55.855	2037	50.054	2047	51.910
8	2028	56.025	2038	49.745	2048	51.279
9	2029	56.075	2039	50.739	2049	49.330

TT	Năm	Sản lượng	Năm	Sản lượng	Năm	Sản lượng
10	2030	55.579	2040	50.760	2050	47.551
Tổng		**539.792**		**517.266**		**513.310**
Max		56.075		55.742		52.797
Min		48.288		49.745		47.551
BQ		**53.979**		**51.727**		**51.331**



Hình 7-4 Sản lượng than khai thác dự kiến toàn ngành theo các giai đoạn (Đơn vị: 1000 tấn)

7.4 Phương án quy hoạch công tác sàng tuyển, chế biến than

7.4.1 Vùng than Quảng Ninh

Đề xuất định hướng công tác chế biến than vùng Uông Bí

Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam

Định hướng công tác chế biến than vùng Uông Bí đến năm 2030, tầm nhìn 2050 như sau:

- Giai đoạn 2021- 2025: Giai đoạn 2021- 2025: Triển khai công tác chuẩn bị đầu tư xây dựng nhà máy sàng tuyển than Nam Mẫu và tận dụng các cơ sở hạ tầng hiện có tại các mỏ (các cụm sàng mỏ, nhà máy tuyển hiện có - nhà máy sàng tuyển than Vàng Danh 2); Đầu tư xây dựng nhà máy sàng tuyển than Mạo Khê với công suất 2,0-2,5 triệu tấn/năm, sàng tuyển chế biến phục vụ các dự án mỏ Mạo Khê; Dự án cải tạo nâng cao năng lực sàng tuyển Nhà máy tuyển than Vàng Danh 1 phục vụ chế biến than mỏ Vàng Danh khu trung tâm.

- Giai đoạn 2026-2030: Đầu tư xây dựng xưởng sàng mỏ Đồng Vông, công suất 1,5 triệu tấn/năm để sàng tuyển chế biến than nguyên khai các mỏ Đồng Vông và Đồng Vông - Uông Thượng và **Dự án cải tạo xưởng sàng +24 Tràng Khê** với công suất 2,0-2,5 triệu tấn/năm **phục vụ chế biến than nguyên khai cụm** Tràng Bạch, Đông Tràng Bạch....
- Từ sau năm 2030: Tiếp tục duy trì sản xuất các cơ sở sàng tuyển chế biến hiện có như nhà máy sàng tuyển than Vàng Danh 1;2...; Khi mỏ Bảo Đài II đi vào hoạt động, than nguyên khai mỏ Bảo Đài II vận chuyển về mặt bằng nhà máy sàng tuyển than Nam Mẫu, song song với đó là duy trì sản xuất nhà máy sàng tuyển than Nam Mẫu công suất 2,5 triệu tấn/năm. Sau 2040 cải tạo, đổi mới công nghệ, đẩy mạnh chế biến sâu tại các nhà máy sàng tuyển chế biến tập trung, nâng cao chất lượng than thương phẩm, tăng tỷ lệ thu hồi than chất lượng cao phục vụ xuất khẩu.

Chi tiết tại bảng Danh mục các dự án duy trì sản xuất và đầu tư mới khu vực Uông Bí.

Bảng 7-9 Danh mục các dự án duy trì sản xuất và đầu tư mới khu vực Uông Bí

TT	Tên dự án	Công suất (1.000 tấn/năm)	Hình thức đầu tư	Đơn vị quản lý
A	**GIAI ĐOẠN 2021-2025**			
I	**DUY TRÌ SẢN XUẤT**			
1	**Nhà máy sàng - tuyển than Vàng Danh 2**			
-	Dự án đầu tư XDCT Nhà máy sàng tuyển than Vàng Danh 2-Công ty Cổ phần than Vàng Danh – TKV (dự án điều chỉnh)	2.000	DTSX	TKV
II	**CẢI TẠO, MỞ RỘNG VÀ XÂY DỰNG MỚI**			
1	**Nhà máy sàng tuyển than Mạo Khê**			
-	Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy sàng tuyển than Mạo Khê	2.000-2.500	Xây dựng mới (XDM)	TKV
2	**Nhà máy sàng tuyển than Vàng Danh 1**			
-	Dự án cải tạo nâng cao năng lực sàng tuyển Nhà máy tuyển than Vàng Danh 1	2.500	Cải tạo	TKV
3	**Nhà máy sàng - tuyển than Nam Mẫu**			
-	Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy sàng tuyển than Nam Mẫu	2.000-2.500	XDM	TKV
B	**GIAI ĐOẠN 2026-2030**			
I	**DUY TRÌ SẢN XUẤT**			
1	**Nhà máy tuyển than Vàng Danh 1**			
-	Dự án cải tạo nâng cao năng lực sàng tuyển Nhà máy tuyển than Vàng Danh 1	2.500	DTSX	TKV
2	**Nhà máy sàng - tuyển than Vàng Danh 2**			
-	Dự án đầu tư XDCT Nhà máy sàng tuyển than Vàng Danh 2-Công ty Cổ phần than Vàng Danh – TKV (dự án điều chỉnh)	2.000	DTSX	TKV

TT	Tên dự án	Công suất (1.000 tấn/năm)	Hình thức đầu tư	Đơn vị quản lý
3	**Nhà máy sàng tuyển than Mạo Khê**			
-	Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy sàng tuyển than Mạo Khê	2.000-2.500	DTSX	TKV
4	**Nhà máy sàng - tuyển than Nam Mẫu**			
-	Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy sàng tuyển than Nam Mẫu	2.000-2.500	DTSX	TKV
II	**CẢI TẠO, MỞ RỘNG VÀ XÂY DỰNG MỚI**			
1	**Dự án đầu tư xây dựng hệ thống sàng tuyển mỏ Đồng Vông**	1.500-2.000	XDM	TKV
2	**Dự án cải tạo xưởng sàng +24 Tràng Khê**	2.000 - 2.500	Cải tạo	TKV

Tổng công ty Đông Bắc - Bộ Quốc Phòng

- Tại vùng Uông Bí hiện có 4 mỏ do TCT Đông Bắc quản lý với tổng sản lượng khoảng 2,7-5,7 triệu tấn. Sàng tại mỏ hiện đang chiếm 100% tổng lượng than sản xuất trong khu vực. Trong thời gian tới TCT Đông Bắc tiếp tục duy trì các cơ sở sàng tuyển hiện có để phục vụ công tác chế biến khoáng sản.

Đề xuất định hướng công tác chế biến than vùng Hòn Gai

Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam

- Giai đoạn 2021-2025: tiếp tục tận dụng các cơ sở chế biến hiện có tại các mỏ (cụm sàng mỏ Bình Minh; Hà Lầm); thực hiện đầu tư mới các xưởng sàng mỏ Núi Béo công suất 2,0 triệu tấn/năm (theo dự án khai thác hầm lò mỏ Núi Béo), xưởng sàng Bắc Bàng Danh công suất 2,5 triệu tấn/năm (theo dự án khai thác lộ thiên mỏ Bắc Bàng Danh); thực hiện đầu tư xây dựng trung tâm chế biến và kho than tập trung vùng Hòn Gai - giai đoạn 2.
- Giai đoạn 2026-2030: khi diện tích mặt bằng đủ yêu cầu và địa chất ổn định xây dựng hệ thống tuyển sâu tại mặt bằng +55. Hoàn thiện khép kín khâu sàng tuyển chế biến tại khu vực.
- Giai đoạn sau 2030: tiếp tục duy trì sản xuất các cơ sở hạ tầng sàng tuyển chế biến hiện có. Tập trung nghiên cứu đổi mới hoàn thiện công nghệ chế biến và pha trộn. Sau 2040 cải tạo, đổi mới công nghệ, đẩy mạnh chế biến sâu tại các nhà máy sàng tuyển chế biến tập trung, nâng cao chất lượng than thương phẩm, tăng tỷ lệ thu hồi than chất lượng cao phục vụ xuất khẩu.

Chi tiết tại bảng Danh mục các dự án duy trì sản xuất và đầu tư mới khu vực Hòn Gai.

Bảng 7-10 Danh mục các dự án duy trì sản xuất và đầu tư mới khu vực Hòn Gai

TT	Tên dự án	Công suất (1.000 tấn/năm)	Hình thức đầu tư	Đơn vị quản lý
A	**GIAI ĐOẠN 2021-2025**			
I	**DUY TRÌ SẢN XUẤT**	-	-	-
II	**CẢI TẠO, MỞ RỘNG VÀ XÂY DỰNG**			

TT	Tên dự án	Công suất (1.000 tấn/năm)	Hình thức đầu tư	Đơn vị quản lý
A	**GIAI ĐOẠN 2021-2025**			
I	**DUY TRÌ SẢN XUẤT**	-	-	-
	MỚI			
1	Trung tâm chế biến và Kho than tập trung vùng Hòn Gai			
-	Dự án đầu tư xây dựng Trung tâm chế biến và Kho than tập trung vùng Hòn Gai (giai đoạn 2)	5.000	Mở rộng, nâng công suất	TKV
B	**GIAI ĐOẠN 2026-2030**			
I	**DUY TRÌ SẢN XUẤT**			
1	Trung tâm chế biến và Kho than tập trung vùng Hòn Gai			
-	Dự án đầu tư xây dựng Trung tâm chế biến và Kho than tập trung vùng Hòn Gai	5.000	Duy trì sản xuất	TKV
II	**CẢI TẠO, MỞ RỘNG VÀ XÂY DỰNG MỚI**	-	-	-

Tổng công ty Đông Bắc - Bộ Quốc Phòng

- Tại vùng Hòn Gai hiện có 01 mỏ (mỏ Tân Lập) do TCT Đông Bắc quản lý với tổng sản lượng khoảng 0,5 triệu tấn. Sàng tại mỏ hiện đang chiếm 100% tổng lượng than sản xuất trong khu vực. Trong thời gian tới TCT Đông Bắc tiếp tục duy trì các cơ sở sàng tuyển hiện có đến khi kết thúc khai thác (dự kiến năm 2029) để phục vụ công tác chế biến khoáng sản.

Đề xuất định hướng công tác chế biến than vùng Cẩm Phả

Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam

Công tác sàng tuyển than các mỏ vùng Cẩm Phả được định hướng **duy trì** và **tận dụng** tối đa các cơ sở hạ tầng hiện có như sau:

Giai đoạn 2021-2025

- Cải tạo, hoàn thiện công nghệ nhà máy tuyển than Cửa Ông hiện có.
- Nâng cao năng lực sàng tuyển chế biến tại nhà máy sàng tuyển than Lép Mỹ.
- Duy trì sàng mỏ tại các mỏ độc lập công suất nhỏ và có vị trí địa lý ở xa các nhà máy tuyển trung tâm (bao gồm các mỏ còn lại). Công suất xưởng sàng phù hợp công suất mỏ.

Giai đoạn 2026-2030:

- Hoàn thiện công nghệ và đầu tư hệ thống tuyển sâu, nâng cao chất lượng than thương phẩm, tăng thu hồi than sạch tại nhà máy sàng tuyển than Khe Chàm.

Giai đoạn 2031-2050:

- Tiếp tục duy trì sản xuất các cơ sở hạ tầng sàng tuyển chế biến hiện có. Tập trung nghiên cứu đổi mới hoàn thiện công nghệ chế biến và pha trộn. Sau 2040 cải tạo, đổi mới công nghệ, đẩy mạnh chế biến sâu tại các nhà máy sàng tuyển chế biến tập trung, nâng cao chất lượng than thương phẩm, tăng tỷ lệ thu hồi than chất lượng cao phục vụ xuất khẩu.

Chi tiết tại bảng Danh mục các dự án duy trì sản xuất và đầu tư mới khu vực Cẩm Phả.

Bảng 7-11 Danh mục các dự án duy trì sản xuất và đầu tư mới khu vực Cẩm Phả

TT	Tên dự án	Công suất (1.000 tấn/năm)	Hình thức đầu tư	Đơn vị quản lý
A	**GIAI ĐOẠN 2021-2025**			
I	**DUY TRÌ SẢN XUẤT**			
1	**Nhà máy tuyển than Cửa Ông**			
-	Dự án cải tạo nâng cao năng lực nhà máy sàng tuyển than Cửa Ông 1	2.500	Duy trì sản xuất (DTSX)	TKV TKV
-	Dự án Hoàn thiện công nghệ chế biến than Nhà máy Tuyển than 3	2.500	DTSX	
3	**Nhà máy sàng - tuyển than Lép Mỹ**			
-	Dự án đầu tư XDCT nhà máy sàng - tuyển than Lép Mỹ	4.000	DTSX	TKV
4	**Nhà máy sàng - tuyển than Khe Chàm**			
-	Dự án đầu tư xây dựng công trình nhà máy sàng - tuyển than Khe Chàm (dự án điều chỉnh lần 2)	7.000	DTSX	TKV
5	**Xưởng sàng**			
-	**Đầu tư kho bãi chứa, hệ thống sàng tuyển để chế biến kinh doanh than tại khu vực Bắc Khe Chàm, phường Mông Dương, thị xã Cẩm Phả**	1.600	DTSX	TKV
II	**CẢI TẠO, MỞ RỘNG VÀ XÂY DỰNG MỚI**			
1	**Nhà máy sàng - tuyển than Lép Mỹ**			
-	Dự án cải tạo nâng cấp khâu tuyển sâu cho Nhà máy sàng tuyển than Lép Mỹ	4.000	XDM	TKV
2	**Nhà máy tuyển than Cửa Ông**			
-	Dự án Hệ thống điều khiển và tự động hóa Nhà máy tuyển than 2	5.000	Cải tạo	TKV
B	**GIAI ĐOẠN 2026-2030**			
I	**DUY TRÌ SẢN XUẤT**			
1	**Nhà máy tuyển than Cửa Ông**			
-	Dự án cải tạo nâng cao năng lực nhà máy sàng tuyển than Cửa Ông 1	2.500	DTSX	TKV
-	Dự án Hệ thống điều khiển và tự động hóa Nhà máy tuyển than 2	5.000	DTSX	TKV
-	Dự án Hoàn thiện công nghệ chế biến than Nhà máy Tuyển than 3	2.500	DTSX	TKV

TT	Tên dự án	Công suất (1.000 tấn/năm)	Hình thức đầu tư	Đơn vị quản lý
2	**Nhà máy sàng - tuyển than Lép Mỹ**			
-	Dự án cải tạo nâng cấp khâu tuyển sâu cho Nhà máy sàng tuyển than Lép Mỹ	4.000	DTSX	TKV
3	**Xưởng sàng**			
-	**Đầu tư kho bãi chứa, hệ thống sàng tuyển để chế biến kinh doanh than tại khu vực Bắc Khe Chàm, phường Mông Dương, thị xã Cẩm Phả**	1.600	DTSX	TKV
II	**CẢI TẠO, MỞ RỘNG VÀ XÂY DỰNG MỚI**			
1	**Nhà máy sàng tuyển than Khe Chàm**			
-	Dự án cải tạo nâng cấp khâu tuyển sâu cho nhà máy sàng - tuyển than Khe Chàm	7.000	XDM	TKV

Tổng công ty Đông Bắc - Bộ Quốc Phòng

- Tại vùng Cẩm Phả hiện có 07 mỏ do TCT Đông Bắc quản lý với tổng sản lượng khoảng 2,5-3,0 triệu tấn. Sàng tại mỏ hiện đang chiếm 100% tổng lượng than sản xuất trong khu vực. Trong thời gian tới Tổng công ty Đông Bắc tiếp tục duy trì các cơ sở sàng tuyển hiện có đến khi kết thúc khai thác để phục vụ công tác chế biến khoáng sản tại khu vực.

7.4.2 Vùng khác

Công tác khai thác than tại các vùng khác chiếm tỷ trọng rất nhỏ, khoảng 5-6% sản lượng toàn ngành, phân bố chủ yếu ở vùng Nội địa do các đơn vị của Tập đoàn TKV quản lý và các mỏ nhỏ do địa phương quản lý.

Các mỏ vùng Nội địa

Tất cả các mỏ Vùng Nội địa đều do Tập đoàn TKV quản lý. Hầu hết là các mỏ nhỏ nằm rải rác ở các tỉnh Thái Nguyên, Lạng Sơn với tổng sản lượng dao động từ 1,5 -2,5 triệu tấn/năm, công tác chế biến than đều thực hiện bằng các cụm sàng và hệ thống tuyển nhỏ tại mỏ.

Các mỏ vùng khác

Tại các vùng khác chủ yếu do địa phương quản lý, công suất các mỏ nhỏ, dao động 50.000-300.000 tấn/năm. Toàn bộ đều được sàng tuyển, chế biến và tự tiêu thụ tại địa phương. Quy mô công suất các cơ sở sàng tuyển được xây dựng phù hợp với công suất mỏ.

7.5 Phương án quy hoạch tổng mặt bằng, vận tải ngoài và cảng xuất, nhập khẩu than

7.5.1 Phương án quy hoạch tổng mặt bằng

Phát triển tổng mặt bằng nhằm thực hiện tầm nhìn đến năm 2050 để đưa vùng than phát triển bền vững, hình thành môi trường trong sạch, đảm bảo phòng chống thiên tai và hiệu quả sản xuất than. Các định hướng cụ thể gồm:

- Quỹ đất được bố trí hợp lý đảm bảo hiệu quả sản xuất và đáp ứng linh hoạt nhu cầu phát triển quỹ đất trong tương lai trên cơ sở bảo vệ các khu rừng đầu nguồn, nguồn nước, di tích văn hóa …
- Mặt bằng sân công nghiệp mỏ: cải tạo hoặc xây dựng mới các mặt bằng phù hợp với các dự án khai thác than theo hướng tập trung, hiện đại theo tổ hợp khép kín nhằm cải thiện điều kiện làm việc của người lao động và bảo vệ môi trường.

Phương án quy hoạch các mặt bằng phục vụ sản xuất than tại các vùng cụ thể như sau:

Vùng Uông Bí

Tổng mặt bằng vùng than Uông Bí được quy hoạch phù hợp với khai thác, sàng tuyển chế biến và vận tải tiêu thụ, đồng thời phù hợp với QHCXD thành phố Uông Bí và thị xã Đông Triều. Giải pháp chính quy hoạch các mặt bằng phục vụ sản xuất than như sau:

- Tận dụng và cải tạo lại các mặt bằng hiện có của các mỏ.
- Xây dựng mới các mặt bằng phục vụ khai thác và chế biến than gồm:
  + Mặt bằng nhà máy sàng tuyển +150 mỏ Nam Mẫu. Tiến độ dự kiến xây dựng giai đoạn sau 2025.
  + Mặt bằng nhà máy sàng tuyển Mạo Khê. Xây dựng trong giai đoạn sau 2025 tại mặt bằng khu 56 Mạo Khê.

Vùng Hòn Gai

Tổng mặt bằng vùng than Hòn Gai được quy hoạch phù hợp với khai thác, sàng tuyển chế biến và vận tải tiêu thụ than, đồng thời phù hợp với QHCXD thành phố Hạ Long. Giai đoạn tới chủ yếu sử dụng lại các mặt bằng SCN, kho chế biến than, cảng xuất than… hiện có, đồng thời đầu tư cải tạo phù hợp với sản xuất của các mỏ theo hướng tập trung, hiện đại theo tổ hợp khép kín nhằm cải thiện điều kiện làm việc của người lao động và bảo vệ môi trường.

Vùng Cẩm Phả

Tổng mặt bằng vùng than Cẩm Phả được quy hoạch phù hợp với khai thác, sàng tuyển, vận tải tiêu thụ, đồng thời phù hợp với QHCXD thành phố Cẩm Phả.

- Giai đoạn tới sử dụng lại các mặt bằng SCN, kho chế biến than, cảng xuất than… hiện có, đồng thời đầu tư cải tạo phù hợp với sản xuất của các mỏ theo hướng tập trung, hiện đại theo tổ hợp khép kín và bảo vệ môi trường.
- Duy trì và đầu tư hạ tầng các khu dân cư và công trình phúc lợi công cộng phù hợp với quy hoạch phát triển đô thị của thành phố Cẩm Phả, tạo điều kiện cải thiện điều kiện sống và sinh hoạt cho CBCNV ngành than cũng như dân cư thành phố Cẩm Phả bao gồm: Khu làng mỏ xã Quang Hanh; Khu lấn biển khu Cọc Sáu - Cửa Ông; Khu dân cư và du lịch Vân Đồn…

Vùng Nội địa

Các mỏ vùng Nội địa chủ yếu là các mỏ đang hoạt động nằm độc lập tại các tỉnh Thái Nguyên, Lạng Sơn, Nông Sơn,.... Việc bố trí tổng mặt bằng các mỏ được giải quyết phù hợp việc đầu tư mở rộng và nâng công suất các mỏ, phù hợp với quy hoạch phát triển của các địa phương.

Vùng đồng bằng sông Hồng

Vùng Đồng Bằng Sông Hồng được xây dựng mới giai đoạn sau 2035, gồm:

- Xây dựng mới mặt bằng sân công nghiệp Mỏ Nam Thịnh - Tiền Hải - Thái Bình; mặt bằng sân công nghiệp Mỏ Mỏ Nam Phú I - Tiền Hải - Thái Bình; mặt bằng sân công nghiệp Mỏ Nam Phú I - Tiền Hải - Thái Bình.
- Xây dựng mới mặt bằng cảng Nam Phú và cảng Nam Thịnh – Thái Bình và hệ thống băng tải than từ sân công nghiệp các mỏ đến cảng.

Vị trí xây dựng các mặt bằng và các cảng được lựa chọn phù hợp với sơ đồ công nghệ khai thác, đảm bảo diện tích theo yêu cầu, có khả năng mở rộng và phát triển hợp lý, đồng thời ảnh hưởngít nhất tới môi sinh, môi trường (cách xa khu vực dân cư, khu vực các công trình văn hoá, tâm linh,...) nằm trong các khu vực bắt buộc phải để lại trụ bảo vệ các công trình hạ tầng kỹ thuật (giáp hành lang bảo vệ đê, các tuyến giao thông huyết mạch, khu công nghiệp...).

7.5.2 Phương án quy hoạch hệ thống vận tải ngoài

Khối lượng vận tải

Khối lượng công tác vận tải được xác định trên cơ sở sản lượng than khai thác của các dự án mỏ, quy hoạch sàng tuyển và chế biến than cũng như các dự báo về nhu cầu tiêu thụ than của các hộ tiêu thụ trong nước và xuất khẩu.

Bảng 7-12 Tổng hợp sản lượng khai thác than quy hoạch giai đoạn 2021-2030 và tầm nhìn đến 2050

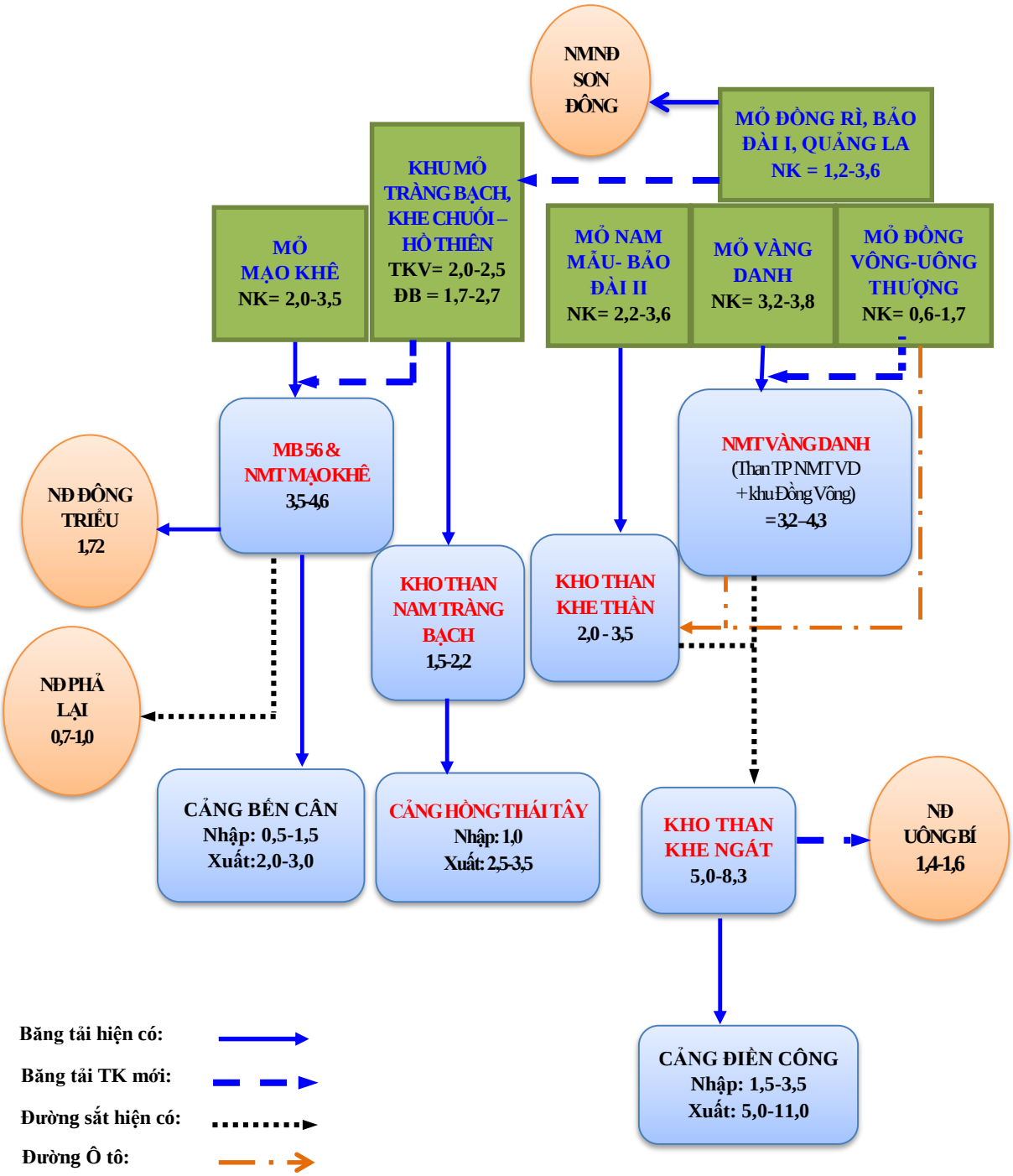
TT	Mỏ/công trường	Sản lượng theo các năm (1.000 tấn)						
		2022	2023	2024	2025	2030	2040	2050
	Tổng cộng:	**50.490**	**52.555**	**54.210**	**55.251**	**55.579**	**50.760**	**47.551**
I	**Vùng Uông Bí**	**13.200**	**13.360**	**13.235**	**14.876**	**17.100**	**18.950**	**20.345**
I.1	*TKV*	*10.300*	*10.480*	*10.285*	*11.776*	*12.050*	*13.700*	*14.895*
1	Khu vực Uông Bí	5.970	6.060	6.300	6.440	7.400	8.350	7.595
2	Khu vực Mạo Khê	4.330	4.420	3.985	5.336	4.650	5.050	4.900
3	Khu vực Đông Triều Phả Lại						300	2.400
I.2	*TCT Đông Bắc*	*2900*	*2880*	*2950*	*3100*	*5050*	*5250*	*5450*
1	Khu vực Uông Bí	1200	1180	1100	1200	2350	3550	3550
2	Khu vực Mạo Khê	1700	1700	1850	1900	2700	1700	1900
II	**Vùng Hòn Gai**	**9.180**	**9.570**	**10.070**	**9.680**	**8.500**	**9.000**	**6.250**
1	TKV	8.680	9.130	9.670	9.530	8.500	9.000	6.250
2	TCT Đông Bắc	500	440	400	150			
III	**Vùng Cẩm Phả**	**23.400**	**24.500**	**25.330**	**24.970**	**23.500**	**16.300**	**9.806**
II.1	*TKV*	*19.830*	*20.800*	*21.530*	*21.500*	*20.600*	*15.500*	*9.006*

TT	Mỏ/công trường	Sản lượng theo các năm (1.000 tấn)						
		2022	2023	2024	2025	2030	2040	2050
1	Khu vực Khe Chàm - Mông Dương	10.975	11.720	11.930	11.850	12.200	9.600	5.506
2	Khu vực Đèo Nai - Cọc Sáu	4.960	5.250	5.600	5.600	4.300	1.900	2.000
3	Khu vực Ngã Hai - Khe Tam	3.895	3.830	4.000	4.050	4.100	4.000	1.500
III.2	*TCT Đông Bắc*	*3.570*	*3.700*	*3.800*	*3.470*	*2.900*	*800*	*800*
1	Khu vực Khe Chàm - Mông Dương	1.750	1.950	2.000	2.020	1.600	300	300
2	Khu vực Ngã Hai - Khe Tam	1.820	1.750	1.800	1.450	1.300	500	500
V	**Vùng Nội Địa**	**1560**	**1560**	**1945**	**2065**	**2284**	**2250**	**2000**
VI	**Bể than Sông Hồng**							**5500**
	TKV							4000
	TCT Đông Bắc							1500
VII	**Các mỏ khác**	**3150**	**3565**	**3630**	**3660**	**4195**	**4260**	**3650**

Giải pháp phân luồng vận tải

Việc tổ chức hệ thống vận tải được xác định phù hợp với đặc thù vị trí của từng vùng, hiện trạng hệ thống vận tải hiện có của các vùng và các dự án Quy hoạch phát triển cơ sở hạ tầng của các khu vực nhằm thoả mãn các yêu cầu về sản xuất và tiêu thụ than của toàn ngành trên cơ sở gắn các mỏ, các vùng than với các hộ tiêu thụ lớn trong khu vực, bố trí hợp lý việc cung cấp than của các vùng, khu vực sản xuất than cho các hộ tiêu thụ than của nền kinh tế quốc dân. Các giải pháp phân luồng vận tải cụ thể như sau:

Vùng Uông Bí



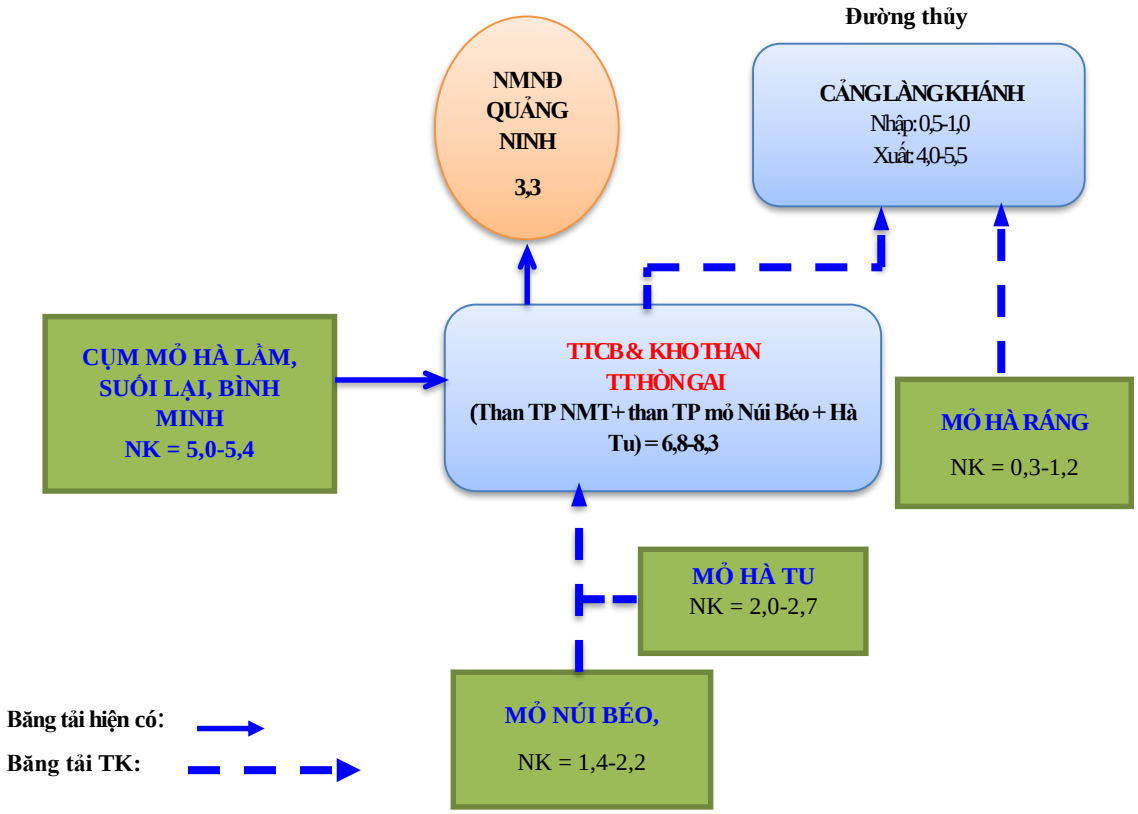
Hình 7-5 Sơ đồ chế biến - vận tải - tiêu thụ than vùng Uông Bí

- *Khu vực Đông Triều - Mạo Khê*: than thành phẩm cấp đủ cho Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê bằng băng tải, cấp một phần cho nhiệt điện Phả Lại 1, Phả Lại 2 bằng đường sắt theo tuyến đường sắt quốc gia hiện có. Khối lượng còn lại vận tải bằng băng tải tiêu thụ nội địa qua cảng Bến Cân (TKV) và cảng Hồng Thái Tây (TCT Đông Bắc).
- *Khu vực Uông Bí - Hoành Bồ:*
  + Than thành phẩm các mỏ khu vực Uông Bí (Nam Mẫu, Vàng Danh, Đồng Vông) vận chuyển ra Uông Bí bằng đường sắt kết hợp băng tải để cấp cho nhà máy nhiệt

điện Uông Bí và tiêu thụ qua cảng Điền Công để vận chuyển bằng đường thủy tới các hộ Nội địa.

+ Than thành phẩm mỏ Đồng Rì, Quảng La Bảo Đài I cấp chủ yếu cho nhà máy nhiệt điện Sơn Động bằng băng tải, còn lại vận chuyển sang Nam Mẫu hoặc Vàng Danh để vận chuyển đi tiêu thụ tại cảng Điền Công.

Vùng Hòn Gai



Hình 7-6 Sơ đồ chế biến - vận tải - tiêu thụ than vùng Hòn Gai

(Ghi chú: Đơn vị tính triệu tấn/năm)

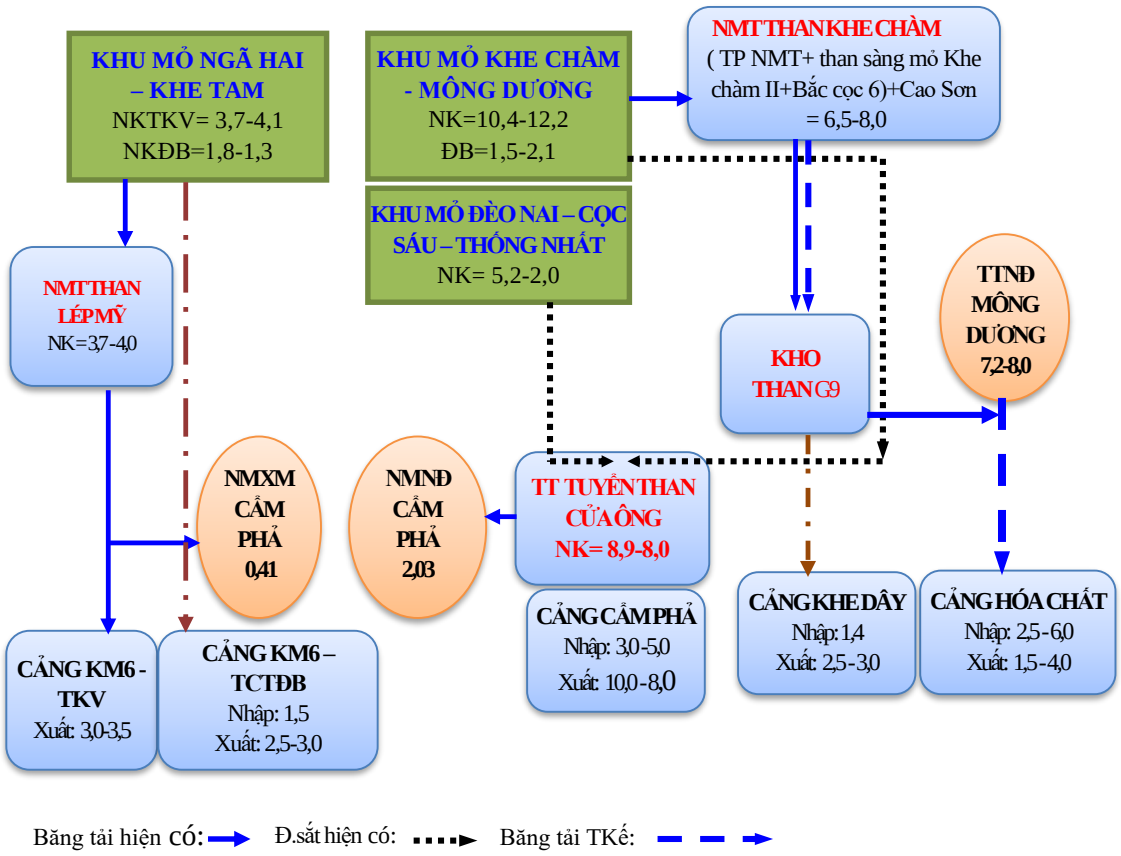
Than thành phẩm vùng than Hòn Gai cấp đủ cho Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh, còn lại tiêu thụ qua cảng Làng Khánh để cấp cho nhiệt điện Thăng Long, cho các nhà máy xi măng trong khu vực và các hộ tiêu thụ nội địa khác.

Vùng Cẩm Phả

Than thành phẩm cấp cho các hộ tiêu thụ tại chỗ như nhà máy nhiệt điện Cẩm Phả, trung tâm nhiệt điện Mông Dương, nhà máy xi măng Cẩm Phả; còn lại vận chuyển ra các cảng trong vùng để vận chuyển bằng đường thủy cấp cho các hộ tiêu thụ nằm sâu trong nội địa miền Trung, miền Nam và một phần cho xuất khẩu. Giải pháp phân luồng vận tải vùng Cẩm Phả như sau:

- *Khu vực Ngã Hai - Khe Tam:* than thành phẩm được vận tải về cảng Km6 để tiêu thụ bằng băng tải (TKV) và bằng ô tô (TCT Đông Bắc).

- *Khu vực Đèo Nai - Cọc Sáu:* than nguyên khai và than sạch được vận tải về nhà máy tuyển Cửa Ông thông qua các tuyến đường sắt hiện có. Than thành phẩm cấp cho nhà máy nhiệt điện Cẩm Phả và tiêu thụ nội địa qua cảng Cẩm Phả.
- *Khu vực Cao Sơn - Khe Chàm:* một phần sản lượng than nguyên khai được vận tải bằng đường sắt cấp cho NMT Cửa Ông để sàng tuyển, phần còn lại được sàng tuyển tại NMT than Khe Chàm và tại các cụm sàng mỏ. Than thành phẩm nhà máy tuyển Khe Chàm và các sàng mỏ được vận tải tập trung tại kho than G9 bằng băng tải kết hợp ô tô. Từ kho than G9 cấp cho TTNĐ Mông Dương và tiêu thụ tại cảng Hóa Chất bằng băng tải, và cảng Khe Dây bằng ô tô.



Hình 7-7 Sơ đồ chế biến - vận tải - tiêu thụ than vùng Cẩm Phả

(Ghi chú: Đơn vị tính triệu tấn/năm)

Vùng Nội Địa

Than của các mỏ vùng nội địa chủ yếu cấp cho các nhà máy điện tại chỗ và các hộ tiêu thụ khác trong khu vực bao gồm:

- Các mỏ Núi Hồng, Khánh Hoà cấp than cho nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn, nhà máy xi măng La Hiên và một số nhu cầu tiêu thụ của các hộ nhỏ lẻ khác.
- Mỏ than Na Dương cấp than cho nhà máy nhiệt điện Na Dương.

Vùng đồng bằng Sông Hồng

Than vùng đồng bằng sông Hồng cấp cho các nhà máy điện tại chỗ, các hộ tiêu thụ trong vùng và tiêu thụ nội địa bằng hệ thống vận tải thuỷ kết hợp đường sắt.

Quy hoạch hệ thống vận tải ngoài

Vận tải ô tô:

Hiện nay, hệ thống đường ô tô vận tải tại các vùng, các mỏ đã được xây dựng tương đối hoàn chỉnh, phần lớn các tuyến đường ô tô vào các mỏ đều đã được cải tạo nâng cấp theo quy hoạch (bê tông hoá) đảm bảo đáp ứng được yêu cầu vận tải ô tô của các mỏ.

Giai đoạn tới, tiếp tục cải tạo nâng cấp một số tuyến để phù hợp với quy hoạch mở rộng khai thác của các mỏ và quy hoạch phát triển đô thị tại các vùng.

Tổng chiều dài các tuyến đường phục vụ công tác vận tải ngoài quy hoạch giai đoạn 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 khoảng 238,6 km, trong đó: tiếp tục đầu tư duy trì phục vụ sản xuất khoảng 129,6 km và đầu tư cải tạo nâng cấp khoảng 109,0 km.

Vận tải đường sắt

Vận tải đường sắt đã và đang đóng vai trò rất quan trọng trong công tác vận tải than tại các khu vực tới các cơ sở sàng tuyển, tiêu thụ và các cảng xuất than. Trong giai đoạn tới tiếp tục:

- Duy trì tuyến đường sắt Quốc gia khổ đường 1.435 mm để vận tải một phần than của các mỏ Mạo Khê, Tràng Bạch, Hồng Thái cấp cho nhà máy nhiệt điện Phả Lại 1, 2 và một phần cho nội địa.
- Sử dụng tối đa năng lực tuyến đường sắt Vàng Danh - Uông Bí - Điền Công để vận chuyển than cho cụm mỏ Vàng Danh, Nam Mẫu, Đồng Vông và vận tải vật tư, vật liệu và người cho các mỏ trong khu vực. Do khối lượng vận tải trên tuyến những năm tới tăng cao, đạt gần 9,0 tr.tấn/năm nên cần tiếp tục cải tạo tuyến Vàng Danh - Uông Bí gồm:
  + Cải tạo sân ga Vàng Danh đáp ứng công suất là 4,0-4,7 triệu tấn/năm.
  + Cải tạo hiện đại hóa hệ thống thông tin liên lạc trên tuyến và các ga; xây dựng các điểm giao cắt lập thể với tuyến đường ô tô Uông Bí - Vàng Danh; tăng cường sức kéo đầu máy để tăng năng lực vận tải của toàn tuyến.
- Tiếp tục duy trì hệ thống đường sắt hiện có tại vùng than Cẩm Phả để vận tải than cho các mỏ về trung tâm tuyển than Cửa Ông gồm: Hệ thống đường sắt phía Đông Cao Sơn - Mông Dương - Cửa Ông và Hệ thống đường sắt phía Tây Cọc 6, Thống nhất về nhà máy tuyển than Cửa Ông.
- *Vùng Nội Địa:*
  + *Khu vực mỏ Núi Hồng, Khánh Hoà:* sử dụng tuyến đường sắt quốc gia khổ 1000mm Quán Triều - Núi Hồng để vận tải than của mỏ than Núi Hồng về trạm pha trộn phía Bắc mỏ Khánh Hoà. Việc vận chuyển than từ trạm pha trộn về nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn sử dụng hệ thống băng tải có chiều dài 2,6 km.

+ *Tuyến đường sắt Mai Pha - Na Dương:* than của mỏ Na Dương cung cấp chủ yếu cho nhà máy nhiệt điện Na Dương. Tuyến đường sắt này sẽ được sử dụng để vận chuyển nguyên vật liệu cho mỏ Na Dương và vận chuyển đá vôi cấp cho Nhà máy điện Na Dương.

Vận tải băng tải

Vận tải băng tải là hình thức vận tải quan trọng của ngành than để tiến tới chấm dứt vận tải ô tô trong hệ thống vận tải ngoài. Công tác vận tải băng tải theo quy hoạch ở các vùng như sau:

- Vùng Uông Bí: vận tải băng tải vùng Uông Bí là vận tải than nguyên khai từ các mỏ đến các nhà máy tuyển than Khe Thần, Vàng Danh… vận tải than thành phẩm từ các kho than hoặc từ các nhà máy tuyển than đến các NMNĐ Sơn Động, NĐ Uông Bí, NĐ Mạo Khê… Tổng chiều dài quy hoạch các tuyến băng tải vùng Uông Bí khoảng 41,6 km, trong đó đã xây dựng khoảng 22,7 km, đầu tư mới khoảng 18,9 km.
- Vùng Hòn Gai: công tác vận tải băng tải vùng Hòn Gai là vận tải than nguyên khai từ các mỏ đến Trung tâm chế biến và kho than tập trung vùng Hòn Gai, từ kho than MB+55 vận tải than thành phẩm đến nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh và ra cảng Làng Khánh. Tổng chiều dài quy hoạch các tuyến băng tải vùng Hòn Gai khoảng 19,6 km, trong đó đã xây dựng khoảng 6,5 km, đầu tư mới khoảng 13,1 km.
- Vùng Cẩm Phả: công tác vận tải băng tải vùng Cẩm Phả là vận tải than từ các mỏ đến các nhà máy tuyển Khe Chàm, Lép Mỹ…, từ các nhà máy tuyển đến các nhà máy nhiệt điện hoặc các cảng xuất than trong vùng (Cảng Km6. Cảng Cẩm Phả, cảng Khe Dây và cảng Hóa Chất. Tổng chiều dài quy hoạch các tuyến băng tải vùng Cẩm Phả khoảng 23,6 km, trong đó đã xây dựng khoảng 17,4 km, đầu tư mới khoảng 6,2 km.
- Vùng Nội địa và Đồng Bằng Sông Hồng: tổng chiều dài quy hoạch các tuyến băng tải vùng Nội địa khoảng 9,0 km, trong đó đã xây dựng khoảng 4,5 km, đầu tư mới khoảng 4,5 km.

Quy mô, tiến độ xây dựng hệ thống Băng tải than quy hoạch thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050 tổng hợp trong bảng dưới đây:

Bảng 7-13 Bảng tổng hợp hệ thống băng tải than dự kiến xây dựng mới giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050

TT	Tên dự án	Chiều dài (km)	Công suất (1000tấn/n)	Đơn vị quản lý
I	**Các tuyến băng tải đầu tư duy trì**	**46,1**		
a	***Vùng Uông Bí***	**22,7**		
1	Tuyến băng tải than từ mặt bằng 56 đến Nhà máy nhiệt điện Đông Triều.	3,4	2.100	TKV
2	Đầu tư tuyến băng tải than từ Xưởng sàng 56 đến cảng Bến Cân – Mạo Khê	3,7	2.500	TKV
3	Tuyến băng tải than từ mỏ than Nam Mẫu đến kho than Khe Thần.	5,2	4.000	TKV

TT	Tên dự án	Chiều dài (km)	Công suất (1000tấn/n)	Đơn vị quản lý
4	Hệ thống vận chuyển than từ kho than Khe Ngát ra cảng Điền Công, giai đoạn 1.	5,9	6.000	TKV
5	Hệ thống băng tải từ kho chế biến than đến cảng Hồng Thái Tây.	4,5	3.000	TCT Đông Bắc
b	***Vùng Hòn Gai***	***1,5***		
6	Hệ thống băng tải cấp than cho NMNĐ Quảng Ninh. Công suất 3,5 Tr.tấn/năm	1,5	3.500	TKV
c	***Vùng Cẩm Phả***	***17,4***		
8	Hệ thống băng tải than từ Dương Huy – Lép Mỹ	2,0	2.500	TKV
9	Hệ thống băng tải than Lép Mỹ - Cảng Km6	4,5	2.700	TKV
10	Hệ thống băng tải từ NMT Khe Chàm - Kho G9 - TTNĐ Mông Dương (Giai đoạn I)			TKV
-	Hệ thống băng tải than từ nhà máy tuyển Khe Chàm ra Kho than G9	4,8	5.000	
-	Hệ thống băng tải than từ Kho G9 đến tháp bán than NMNĐ Mông Dương 2	1,7	7.800	
11	Hệ thống băng tải cấp than cho NMT Khe Chàm. Công suất 4,5 Tr.tấn/năm	1,7	4.500	TKV
12	Hệ thống băng tải đất đá từ khai trường mỏ Cao Sơn – bãi thải Bàng Nâu (20 triệu m3/năm)	2,7	20.000	TKV
d	***Vùng Nội Địa***	***4,5***		
13	Hệ thống băng tải cấp than cho nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn	2,6	2.000	TKV
14	Tuyến băng tải cảng Bắc Vân Phong	1,9	2.000	TCT Đ.Bắc
II	**Xây dựng mới**			
*	**Giai đoạn 2021-2025**	***25,52***		
a	***Hệ thống băng tải khu vực Uông Bí***	***6,90***		
1	Hệ thống băng tải vận chuyển than từ mặt bằng sân công nghiệp mỏ Tràng Bạch đến mặt bằng +56 Mạo Khê	5,9	1.700-2.500	TKV
2	Hệ thống Băng tải cấp than từ kho Khe Ngát vào NMNĐ Uông Bí	1,0	2.000-2.500	TKV
b	***Hệ thống băng tải khu vực Hòn Gai***	***13,1***		
1	Hệ thống Băng tải vận chuyển than Núi Béo-Hà Tu - Trung tâm chế biến - Làng Khánh	8,92	1.800-5.000 (CS thay đổi theo từng đoạn tuyến)	TKV

TT	Tên dự án	Chiều dài (km)	Công suất (1000tấn/n)	Đơn vị quản lý
2	Hệ thống Băng tải cấp than cho nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh			TKV
-	Tuyến băng tải từ Kho than tập trung MB +55 (thuộc TTCB và KTTT giai đoạn 2) đi MB +35 NMNĐ Quảng Ninh.	0,5	3.300	
3	Hệ thống Băng tải vận chuyển than Hà Ráng - cảng Làng Khánh	3,0	1.200	TKV
c	***Hệ thống băng tải khu vực Cẩm Phả***	***6,2***		
1	Hệ thống Băng tải từ kho than G9 đi cảng Hóa Chất - Mông Dương) Thuộc cụm cảng Mông Dương - Khe Dây)	1,4	3.000	TKV
2	Hệ thống băng tải than từ nhà máy tuyển Khe Chàm - Kho than G9 giai đoạn II.	4,8	3.000-4.000	TKV
*	**Giai đoạn 2026-2030**			
1	Hệ thống Băng tải Đồng Vông – Vàng Danh	3,5	1.300	
*	**Giai đoạn 2031-2050**	**10,2**		
1	Hệ thống băng tải cấp than từ khu vực Uông Bí đến nhà máy nhiệt điện Sơn Động	5,7	2.000-3.000	TKV+TCT Đông Bắc
2	Hệ thống băng tải than từ SCN mỏ Nam Thịnh đến cảng Nam Thịnh - Thái Bình	1,5	1.000	TKV
3	Hệ thống băng tải than từ SCN mỏ Nam Phú I đến cảng Nam Phú - Thái Bình	1,5	1.000	TKV
4	Hệ thống băng tải than từ SCN mỏ Nam Phú II đến cảng Nam Phú - Thái Bình	1,5	1.000	TKV

7.5.3 Quy hoạch các cảng xuất, nhập than

Trong các năm qua các cảng và bến rót than của ngành than cơ bản đã được đầu tư theo quy hoạch, đáp ứng được nhu cầu tiêu thụ than của ngành, song để phù hợp yêu cầu phát triển trong thời gian tới cần thiết phải tiếp tục đầu tư xây dựng các cảng và bến rót than của toàn ngành tại các vùng sản xuất than như sau:

Vùng than Quảng Ninh:

- Các vùng Uông Bí, Hòn Gai, Cẩm Phả: tiếp tục duy trì và cải tạo nâng cấp hiện đại hóa cảng Bến Cân, cảng Hồng Thái Tây, cảng Điền Công, cảng Làng Khánh, cụm cảng Km6, cảng Cẩm Phả, cảng Khe Dây, cảng Hóa Chất Mông Dương, đáp ứng tổng công suất: Nhập than khoảng 16-20 triệu tấn/năm; xuất 45-50 triệu tấn/năm. Các giải pháp cải tạo nâng cấp theo hướng:

+ Cải tạo hệ thống hạ tầng kỹ thuật các cảng; từng bước đầu tư các kho than có mái che; nâng cấp công nghệ bốc xúc, vận chuyển và rót than xuống tầu với quy mô hiện đại liên hoàn từ kho đến bến rót.

+ Quy hoạch bổ sung chức năng nhập và pha trộn than tại các cảng để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ than trong nước và xuất khẩu, gồm: xây dựng bổ sung hệ thống hạ tầng, thiết bị bốc rót, kho than có mái che …

- Sau năm 2030, xây dựng mới cảng Đông Triều Phả Lại với công suất 1,0-2,0 triệu tấn/năm để phục vụ tiêu thụ than cho mỏ Chí Linh I, Chí linh II.

Vùng đồng bằng Sông Hồng và các vùng khác:

- Quy hoạch các cảng mới chuyên dùng xuất than tại các vị trí phù hợp với định hướng phát triển các mỏ than vùng Đồng bằng Sông Hồng giai đoạn sau năm 2030, Công suất mỗi cảng khoảng 1,0-2,0 triệu tấn/năm, đáp ứng cho tầu trọng tải đến 2.000 tấn, gồm các cảng:

  + Cảng Nam Phú - Thái Bình công suất 2,0 triệu tấn/năm, phục vụ xuất nhập vật tư thiết bị và tiêu thụ cho mỏ Nam Phú I và mỏ Nam Phú II - Tiền Hải Thái Bình.

  + Cảng Nam Thịnh - Thái Bình công suất 1,0 triệu tấn/năm, phục vụ xuất nhập vật tư thiết bị và tiêu thụ cho mỏ Nam Thịnh – Tiền Hải Thái Bình.

- Tiếp tục sử dụng hệ thống kho bãi tiêu thụ than tại cảng Bắc Vân Phong của TCT Đông Bắc để phục vụ công tác chế biến, tiêu thụ, nhập khẩu than.

Quy mô, vị trí, tiến độ xây dựng hệ thống các cảng xuất nhập tại các vùng than quy hoạch thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến trong 2050 được tổng hợp và nêu tại bảng dưới đây.

Bảng 7-14 Bảng tổng hợp quy mô cảng xuất nhập tại các vùng than quy hoạch thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050

TT	Tên Cảng	Địa điểm	Công suất (Tr.tấn/năm)				Trọng tải tầu lớn nhất cảng (tấn)	Hình thức đầu tư	Giai đoạn đầu tư	Đơn vị quản lý
			Nhập	Xuất	Hàng hóa	Tổng công suất				
I	**Vùng than Đông Bắc**									
1	Cảng Bến Cân	Đông Triều – Q.Ninh	1,5	3,0		4,5	2.000	Cải tạo, mở rộng	2021-2025	TKV
2	Cảng Hồng Thái Tây	Đông Triều – Q.Ninh	1,0	2,5-3,5	0,5	4,5-5,0	2.000	Cải tạo, mở rộng	2021-2025	TCT ĐB
3	Cảng Điền Công	Uông Bí – Q.Ninh								
	Giai đoạn 2021- 2030		*1,5*	*6,0*	*1,0*	*8,5*	*2.000*	*Cải tạo, mở rộng*	*2021-2025*	TKV
	Giai đoạn sau 2030		*3,5*	*10,0*	*1,0*	*15,0*	*2.000*		*2030-2035*	TKV
4	Cụm cảng Làng Khánh	Hạ Long – Q.Ninh	0,5	5,0	0,7	6,5	500	Cải tạo, mở rộng	2021-2025	TKV
5	Cảng Km6 - TKV	Cẩm Phả - Q.Ninh		4,0	1,0	5,0	2.000		2021-2025	TKV
6	Cảng Km6 – TCT ĐB	Cẩm Phả - Q.Ninh	1,5	3,0	0,5	4,5-5,0	2.000	Cải tạo, mở rộng	2021-2025	TCT ĐB
7	Cảng Khe Dây	Cẩm Phả - Q.Ninh	1,5	2,0	0,5	4,0	2.000	Cải tạo, mở rộng	2021-2025	TCT ĐB
8	Cảng Hóa Chất	Cẩm Phả - Q.Ninh								
	Giai đoạn 2021-2030		*2,0*	*2,0-4,0*		*5,0-6,0*	*2.000*	Cải tạo, mở rộng	2021-2030	TKV

TT	Tên Cảng	Địa điểm	Công suất (Tr.tấn/năm)				Trọng tải tầu lớn nhất cảng (tấn)	Hình thức đầu tư	Giai đoạn đầu tư	Đơn vị quản lý
			Nhập	Xuất	Hàng hóa	Tổng công suất				
	Giai đoạn sau 2030		*2,5-7,0*	*1,0-2,0*		*6,0-9,0*	*2.000*	Cải tạo, mở rộng	Sau 2030	TKV
9	Cảng Cẩm Phả	Cẩm Phả - Q.Ninh	2-5	10,0		12-15	70.000	Cải tạo, mở rộng	Sau 2030	TKV
10	Cảng Đ.Triều Phả Lại	Đông Triều – Q.Ninh		1,0- 2,0		1,0-2,0	500	Xây dựng mới	Sau 2030	TKV
II	**Các khu vực khác**									
1	Cảng Nam Thịnh - Thái Bình	Thái Bình		1,0		1,0	2.000	Xây dựng mới	Sau 2030	TKV
2	Cảng Nam Phú -Thái Bình	Thái Bình		2,0		2,0	2.000	Xây dựng mới	Sau 2030	TKV
3	Hệ thống kho bãi tiêu thụ than tại Cảng Bắc Vân Phong	Khánh Hòa	2,0			2,0	2.000	Sử dụng lại		TCT ĐB

7.5.4 Quy hoạch hệ thống cảng nhập than

Cơ sở xác định

Quy hoạch cảng đầu mối nhập khẩu, trung chuyển than được lập trên cơ sở phù hợp với:

- Cân đối nhu cầu than của các hộ tiêu thụ.
- Phân bố các hộ tiêu thụ theo các vùng, miền.
- Mạng lưới hệ thống các cảng đã được xác định theo:
  + Quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển Việt Nam thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050, đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại quyết định số 1579/QĐ-TTg ngày 22/9/2021.
  + Công văn số 5364/EVN-ĐT ngày 01 tháng 9 năm 2021 của Tập đoàn điện lực Việt Nam về kết quả rà soát, tiếp thu, giải trình và hoàn thiện báo cáo nghiên cứu lựa chọn phương án tối ưu đầu tư xây dựng cảng trung chuyển than phục vụ các TTĐL.

Giải pháp quy hoạch

Nhu cầu than nhập khẩu

Khối lượng than nhập khẩu được tính toán cân đối nhu cầu than của các hộ tiêu thụ và lượng than sản xuất trong nước, trong đó, than sản xuất trong nước ưu tiên cho các hộ tiêu thụ tại chỗ từng vùng sản xuất than -> các hộ tiêu thụ phía Bắc (Bắc Bộ + Bắc Trung Bộ) -> các hộ tiêu thụ phía Nam (Nam Trung Bộ + Tây Nguyên + Nam Bộ)

Cân đối nhu cầu than nhập khẩu của cả nước giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050 được tính toán tổng hợp bảng sau:

Bảng 7-15 Bảng tổng hợp nhu cầu than nhập cả nước giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050

Đơn vị: 1000 tấn

TT	Nội dung	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1	Nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện	59 296	64 268	92 889	85 142	73 435	43 223	2 600
2	Nhu cầu năng lượng cuối cùng cho các ngành khác	29 462	31 406	32 429	29 811	24 883	17 913	7 029
3	Nhu cầu phi năng lượng	1 508	1 835	2 232	2 716	4 303	10 631	23 932
4	Tổng nhu cầu trong nước	90 266	97 509	127 550	117 669	102 621	71 767	33 561
	Than sản xuất - Khai thác	40 884	46 166	46 158	42 093	41 841	44 581	40 411
	Nhập khẩu	47 230	49 027	79 253	73 575	58 910	23 050	0
	Xuất khẩu, dự trữ, dự phòng	2 151	2 316	2 139	2 001	1 871	4 135	6 850
5	**Tổng nhu cầu**	**92 417**	**99 824**	**129 688**	**119 671**	**104 492**	**75 902**	**40 411**

Định hướng chung:

Từ bảng trên cho thấy, nhu cầu tiêu thụ than trong nước ngày càng cao, đặc biệt là các nhà máy điện chạy than, dẫn đến lượng than nhập khẩu giai đoạn tới được dự báo là rất lớn (khoảng 50-85 triệu tấn/năm). Từ đó cho thấy cần thiết phải quy hoạch cơ sở hạ tầng phục vụ sản xuất và kinh doanh than nhập khẩu, đặc biệt là các kho, cảng đầu mối phục vụ tiếp nhận và trung chuyển than theo định hướng chính sau:

- Quy hoạch các kho, cảng đầu mối phục vụ trung chuyển than theo từng khu vực phía Bắc và phía Nam (phía Bắc: Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ; phía Nam: Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam Bộ) với hạ tầng kỹ thuật và dịch vụ logistics đồng bộ, phù hợp với Quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển Việt Nam thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050, đáp ứng nhu cầu nhập khẩu than theo từng giai đoạn phát triển.
- Nghiên cứu sử dụng giải pháp bến cảng cứng cố định kết hợp với cảng nổi (bến phao) tại các vùng biển nước sâu đáp ứng các tầu có trọng tải từ 100.000 tấn trở lên để có giá thành vận tải biển hợp lý.
- Xem xét sử dụng các cảng chuyên dùng hiện có của các hộ tiêu thụ để có thể trực tiếp nhập than cho các tàu có trọng tải phù hợp.

Các đề xuất về quy mô công suất, vị trí:

Qua cân đối nhu cầu than cho nền kinh tế với than thương phẩm sản xuất trong nước cho thấy, than nhập khẩu của 3 phương án thay đổi không đáng kể. Do vậy giải pháp đề xuất về quy mô công suất, vị trí của cả 3 phương án như sau:

Giai đoạn 2021-2025 và 2026-2030:

- Khu vực phía Bắc (Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ):
    + Đầu tư xây dựng cảng đầu mối phục vụ nhập khẩu, trung chuyển, cung ứng than khu vực phía Bắc, kết hợp với các cảng biển nước sâu theo Quy hoạch phát triển cảng biển Việt Nam phục vụ cho các trung tâm điện lực (Cẩm Phả, tỉnh Quảng Ninh; Nghi Sơn, tỉnh Thanh Hóa; Sơn Dương, tỉnh Hà Tĩnh; Quảng Trạch, tỉnh Quảng Bình) để đáp ứng tổng công suất nhập khẩu than khoảng 20-40 triệu tấn/năm.
    + Địa điểm có tiềm năng để xây dựng cảng đầu mối phục vụ nhập khẩu, trung chuyển, cung ứng than đề xuất theo thứ tự ưu tiên gồm: Hòn Nét, tỉnh Quảng Ninh; Quảng Trạch, tỉnh Quảng Bình.
    + Công suất cảng đầu mối dự kiến: Giai đoạn 2021-2025 khoảng 15-20 triệu tấn/năm, giai đoạn 2026-2030 đầu tư nâng công suất khoảng 20-30 triệu tấn/năm.
- Khu vực phía Nam (Nam Trung Bộ và Nam Bộ):
    + Đầu tư xây dựng cảng đầu mối phục vụ nhập khẩu, trung chuyển, cung ứng than cho khu vực phía Nam, kết hợp với các cảng biển nước sâu theo Quy hoạch phát triển cảng biển Việt Nam phục vụ cho các trung tâm điện lực

(Vân Phong, tỉnh Khánh Hòa; Vĩnh Tân, tỉnh Bình Thuận; bến Trần Đê tỉnh Sóc Trăng...) để đáp ứng tổng công suất nhập khẩu than khoảng 30-45 triệu tấn/năm.

+ Địa điểm tiềm năng để xây dựng cảng đầu mối phục vụ nhập khẩu, trung chuyển, cung ứng than khu vực phía Nam đề xuất theo thứ tự ưu tiên gồm: Gò Gia, Thành phố Hồ Chí Minh; Vân Phong, tỉnh Khánh Hòa; Trà Vinh.
+ Công suất cảng đầu mối dự kiến: Giai đoạn 2021-2025 khoảng 15-25 triệu tấn/năm, giai đoạn 2026-2030 đầu tư nâng công suất khoảng 25-30 triệu tấn/năm.

Giai đoạn 2031-2050:

+ Tiếp tục duy trì các cảng đầu mối phục vụ nhập khẩu, trung chuyển, cung ứng than cho khu vực phía Nam, kết hợp với các cảng biển nước sâu theo Quy hoạch phát triển cảng biển Việt Nam.

Địa điểm, tên cảng, công suất nghiên cứu đầu tư xây dựng cảng đầu mối trung chuyển, cung ứng than cho các hộ tiêu thụ theo từng giai đoạn (được chuẩn xác, bổ sung trong quá trình nghiên cứu, lập từng dự án cụ thể phù hợp Quy hoạch phát triển cảng biển Việt Nam được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt).

7.6 Dự kiến nguồn nhập than

Theo Báo cáo World Energy Outlook 2019 của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), trong Kịch bản Chính sách mới, tổng khối lượng than được giao dịch vẫn không thay đổi đến năm 2040 vào khoảng 1100 Mtce, tương đương với khoảng 20% sản lượng than toàn cầu. Nhu cầu than nhập khẩu của Trung Quốc, các nước phát triển ở châu Âu và châu Á chậm lại. Bù lại sẽ là tăng nhập khẩu than ở Ấn Độ và ở một số nền kinh tế đang phát triển khác ở châu Á.

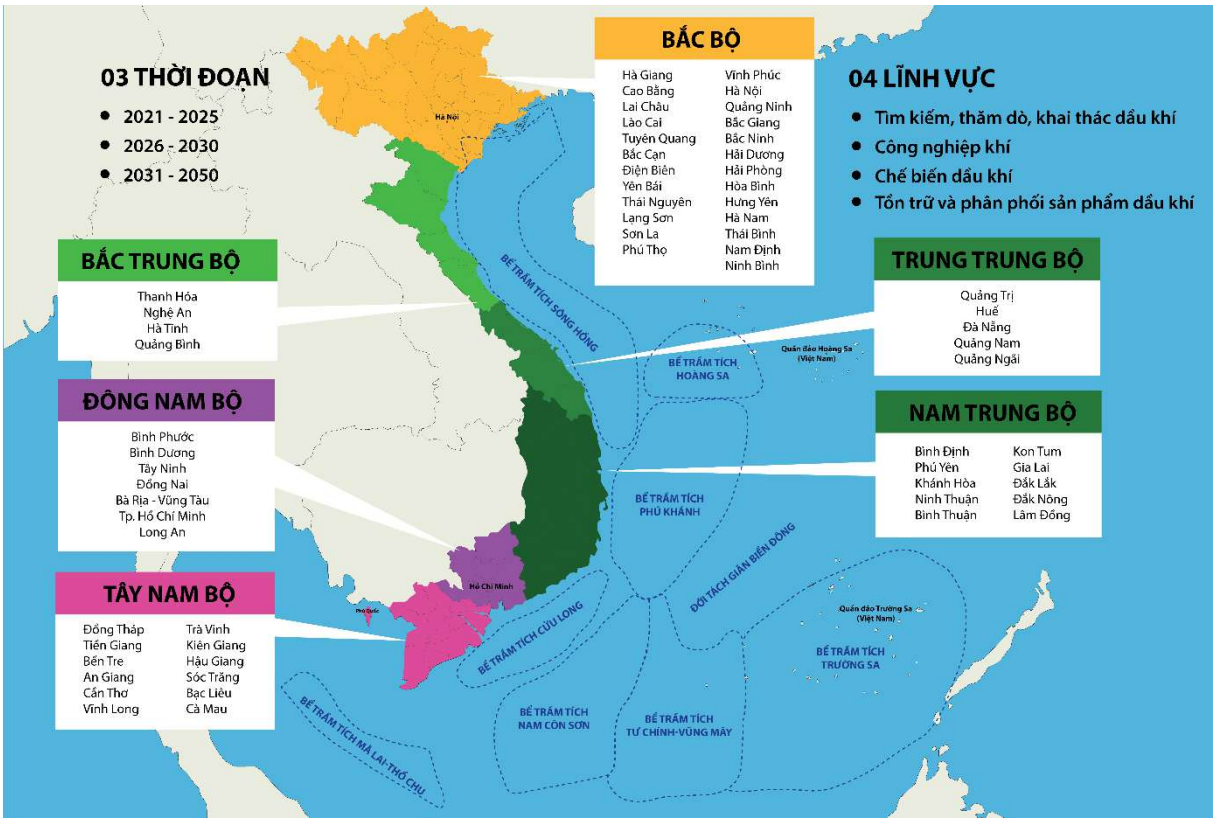
Nhập khẩu than ròng của Trung Quốc dự kiến sẽ đạt đỉnh trong vài năm tới và sau đó sẽ giảm đáng kể. Năm 2020, Ấn Độ có thể thay thế Trung Quốc trở thành nhà nhập khẩu than lớn nhất thế giới. Trong số các nước xuất khẩu, Úc và Nga có thể tăng xuất khẩu khi có nhu cầu, do xuất khẩu của Indonesia dự kiến giảm. Do đó, đánh giá sơ bộ có thể vẫn duy trì nguồn nhập từ các nước mà hiện nay Việt Nam vẫn nhập khẩu than như Úc, Indonesia, Nga, Nam Phi. Ngoài ra, có thể nhập khẩu than từ các nước như Colombia, Mỹ … khi có các cảng trung chuyển than, thuận lợi cho các tàu cỡ lớn hơn 100.000 tấn để có giá thành vận tải biển hợp lý.

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Chương 8 Phương án quy hoạch phát triển phân ngành dầu khí 2
8.1. Tổng hợp nhu cầu dầu khí 3
8.1.1 Nhu cầu khí và LNG 3
8.1.2 Nhu cầu sản phẩm dầu khí 4
8.1.3 Nhu cầu dầu thô 5
8.1.4 Cân đối cung cầu khí 5
8.1.5 Cân đối nhu cầu sản phẩm Dầu khí 9
8.2 Phương án quy hoạch tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí 10
8.2.1 Tìm kiếm, thăm dò dầu khí 10
8.2.2 Khai thác dầu khí 13
8.3 Phương án quy hoạch công nghiệp khí 15
8.3.1 Định hướng 15
8.3.2 Mục tiêu cụ thể 16
8.3.3 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư 16
8.4 Phương án quy hoạch chế biến dầu khí 20
8.4.1 Định hướng 20
8.4.2 Mục tiêu cụ thể 21
8.4.3 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư 21
8.5 Phương án quy hoạch hệ thống vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí 22
8.5.1 Định hướng 22
8.5.2 Mục tiêu cụ thể 22
8.5.3 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư 23

Chương 8 Phương án quy hoạch phát triển phân ngành dầu khí

Phân ngành dầu khí được quy hoạch theo 04 lĩnh vực (tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; công nghiệp khí; chế biến dầu khí; tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí), trong 03 thời đoạn (2021-2025; 2026-2030; 2031-2050), 08 bể trầm tích ngoài khơi (Sông Hồng, Hoàng Sa, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Tư Chính-Vũng Mây, Trường Sa và Mã Lai-Thổ Chu) và 06 khu vực trên bờ tương ứng với các khu vực trong dự thảo quy hoạch điện VIII có tính đến đặc thù của ngành dầu khí (Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ).



Hình 8-1 Phạm vi Quy hoạch phát triển Phân ngành Dầu khí

Theo nghị quyết 55-NQ/TW ngày 18/02/2020 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, cơ sở lập phương án quy hoạch phát triển phân ngành dầu khí bao gồm:

- Khai thác và sử dụng hợp lý năng lượng hóa thạch trong nước, chú trọng mục tiêu bình ổn, điều tiết và yêu cầu dự trữ năng lượng quốc gia;
- Đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển;
- Nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót cận biên;
- Phát triển công nghiệp khí; phát triển nhiệt điện khí theo hướng ưu tiên sử dụng nguồn khí trong nước; chủ động nhập khẩu nhiên liệu từ nước ngoài cho các nhà máy điện; ưu tiên đầu tư hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu và tiêu thụ khí tự nhiên hoá lỏng (LNG);

- Tiếp tục thu hút đầu tư trong lĩnh vực lọc - hoá dầu theo hướng chế biến sâu, nâng cao chất lượng sản phẩm xăng dầu, chủ động đáp ứng tối đa nhu cầu trong nước và hướng đến xuất khẩu;
- Phân bổ tối ưu hệ thống năng lượng quốc gia trên cơ sở lợi thế so sánh từng vùng, địa phương.

8.1. Tổng hợp nhu cầu dầu khí

8.1.1 Nhu cầu khí và LNG

Nhu cầu khí và LNG tối đa sử dụng cho điện được tính từ kịch bản phụ tải cơ sở trong dự thảo quy hoạch điện VIII (quy mô công suất nguồn điện sử dụng khí và LNG cho từng khu vực và tại năm đầu tiên của từng giai đoạn). Riêng khu vực Nam Bộ trong dự thảo quy hoạch điện VIII được chia ra làm khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ (hình 8.1) trong báo cáo này để phù hợp với đặc thù nguồn và hệ thống cung cấp khí trong nước.

Nhu cầu khí làm nguyên liệu để sản xuất hóa chất (chủ yếu phân bón) và công nghiệp khác cho từng khu vực được ước tính theo số liệu của PVN và VPI dựa trên nhu cầu sử dụng khí của các nhà máy phân bón hiện hữu và khả năng mở rộng trong tương lai, sự phát triển của các khu công nghiệp đặc biệt tại các khu vực Bắc Bộ và Đông Nam Bộ kết hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng từ sử dụng than và dầu FO, DO sang sử dụng khí làm nhiên liệu để giảm thiểu tác động đến môi trường.

Đối với khu vực Trung-Trung Bộ, theo dự thảo quy hoạch điện VIII, nếu kết quả thăm dò lô 114 (giếng Kèn Bầu-Đàn Đáy) và khu vực lân cận khả quan, 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 bằng nguồn điện khí. Trong trường hợp trên nhu cầu khí cho phát điện trong khu vực Trung-Trung Bộ có thể tăng thêm từ 3,5-5 tỷ m^3 (net C1)/năm.

Bảng 8-1 Nhu cầu khí và LNG (*Đơn vị: Tỷ m^3 (net C1)/năm)*

Năm		2025	2030	2045	2050
BẮC BỘ	**NHU CẦU**	**0,2**	**4,1**	**6,5**	**7,4**
	Điện	0,0	3,5	2,3	0,5
	Năng lượng	0,2	0,6	4,3	6,9
	Phi năng lượng	0,0	0,0	0,0	0,0
BẮC TRUNG BỘ	**NHU CẦU**	**0,0**	**2,3**	**9,4**	**7,6**
	Điện	0,0	2,3	3,8	0,9
	Năng lượng	0,0	0,0	4,4	4,7
	Phi năng lượng	0,0	0,0	1,2	2,0
TRUNG TRUNG BỘ	**NHU CẦU**	**0,0**	**5,7**	**5,9**	**6,4**
	Điện	0,0	5,6	4,8	4,2
	Năng lượng	0,0	0,1	1,1	2,2
	Phi năng lượng	0,0	0,0	0,0	0,0
	NHU CẦU	**0,0**	**4,6**	**5,8**	**3,6**

Năm		2025	2030	2045	2050
NAM TRUNG BỘ	Điện	0,0	4,6	3,0	0,7
	Năng lượng	0,0	0,0	2,8	2,9
	Phi năng lượng	0,0	0,0	0,0	0,0
ĐÔNG NAM BỘ	**NHU CẦU**	**9,8**	**9,0**	**12,1**	**11,0**
	Điện	7,5	5,7	4,4	1,1
	Năng lượng	1,5	2,3	6,2	8,5
	Phi năng lượng	0,8	1,1	1,5	1,5
TÂY NAM BỘ	**NHU CẦU**	**4,6**	**9,0**	**6,1**	**4,8**
	Điện	4,0	8,3	5,3	4,1
	Năng lượng	0,3	0,3	0,4	0,4
	Phi năng lượng	0,4	0,4	0,4	0,4
CẢ NƯỚC	**NHU CẦU**	**14,7**	**34,7**	**30,5**	**40,8**
	Điện	11,5	30,0	23,7	11,5
	Năng lượng	2,1	3,3	19,1	25,5
	Phi năng lượng	1,1	1,5	3,0	3,8

8.1.2 Nhu cầu sản phẩm dầu khí

Tốc độ tăng trưởng nhu cầu sản phẩm dầu khí theo dự báo của Viện năng lượng:

Bảng 8-2 Tốc độ tăng trưởng nhu cầu sản phẩm dầu khí

Giai đoạn	2020-2030	2031-2050
Tốc độ tăng trưởng	4,2%	- -4,9%

Tổng nhu cầu sản phẩm dầu khí được tính từ dự báo tổng nhu cầu năm 2020 và tốc độ tăng trưởng trong bảng trên:

Bảng 8-3 Nhu cầu sản phẩm dầu khí

Năm	2025	2030	2045	2050
Tổng nhu cầu sản phẩm dầu khí (triệu tấn/năm)	27,5	32,8	25,5	11,9

8.1.3 Nhu cầu dầu thô

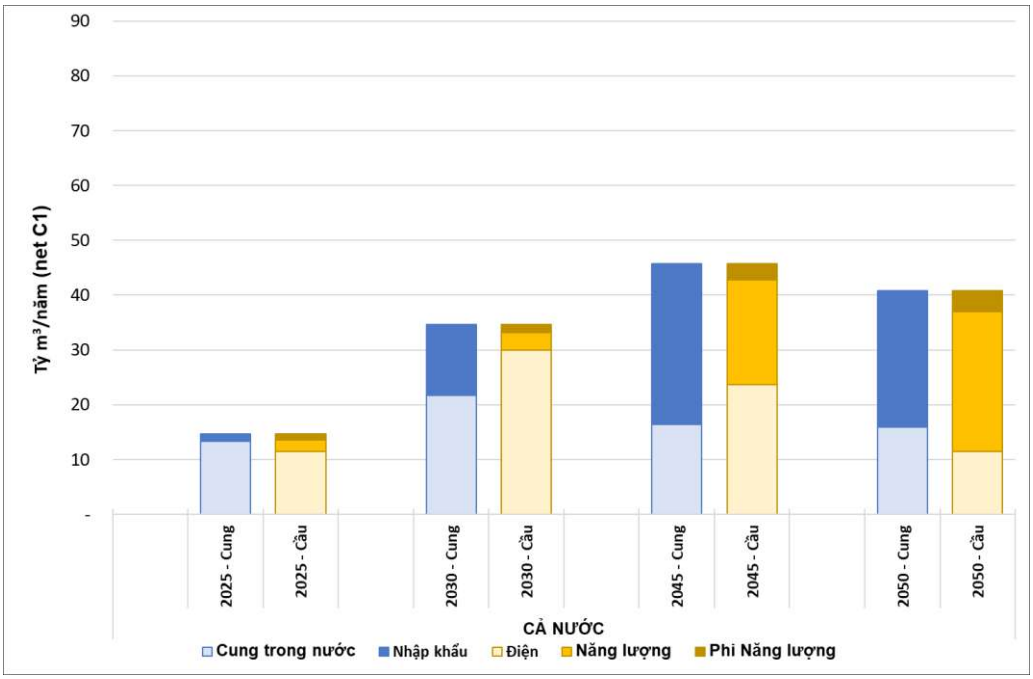
Nhu cầu dầu thô được ước tính từ công suất chế biến của các nhà máy lọc dầu hiện hữu và dự kiến đưa vào quy hoạch tổng thể năng lượng để đáp ứng mục tiêu cụ thể về sản lượng sản phẩm xăng dầu sản xuất trong nước (70% nhu cầu trong nước).

Bảng 8-4 Nhu cầu dầu thô (Đơn vị: Triệu tấn/năm)

Khu Vực	2020	2025	2030	2050
Bắc Bộ				
Bắc Trung Bộ	10,0	10,0	10,0	10,0
Trung Trung Bộ	6,5	6,5	7,6	7,6
Nam Trung Bộ			0	0
Đông Nam Bộ			12,0	12,0
Tây Nam Bộ		1,0	1,0	1,0
Tổng	**16,5**	**18,0**	**31,1**	**31,1**

8.1.4 Cân đối cung cầu khí

Để đáp ứng nhu cầu nguyên liệu cho các nhà máy điện khí/LNG, đến 2025 Việt Nam dự kiến phải nhập khoảng 1 tỷ m^3 LNG/năm, đến 2030 khoảng 13 tỷ m^3 LNG/năm và gần 25 tỷ m^3 LNG/năm vào năm 2050 nếu không có sản lượng khai thác khí từ các mỏ mới ngoài dự kiến hiện nay hoặc nhập khẩu khí bổ sung thông qua các hệ thống đường ống ngoài khơi đã có và xây dựng mới.

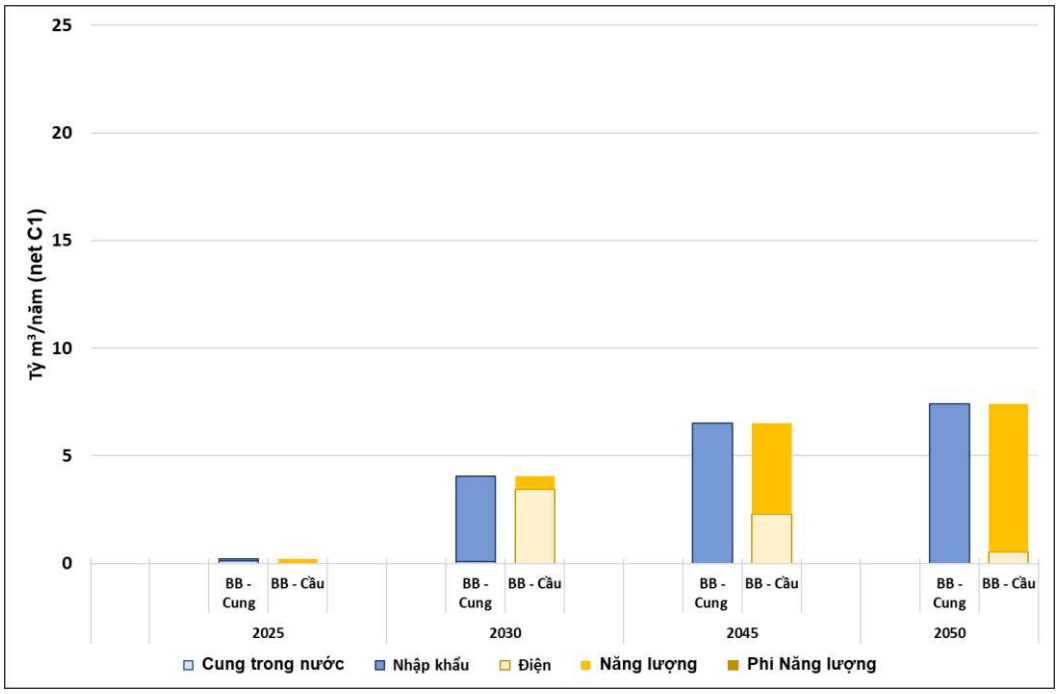


Hình 8-2 Cân đối cung - cầu khí cả nước giai đoạn 2021-2050

Khu vực Bắc Bộ

Sau năm 2025, nhu cầu nguyên liệu cho các nhà máy điện LNG khu vực Bắc Bộ tăng mạnh nên khu vực Bắc Bộ cần nhập khẩu lượng lớn LNG. Ở thời điểm năm 2030 nhu cầu nhập khẩu LNG khu vực Bắc Bộ lên tới hơn 4 tỷ m^3/năm còn ở thời điểm 2050 nhu

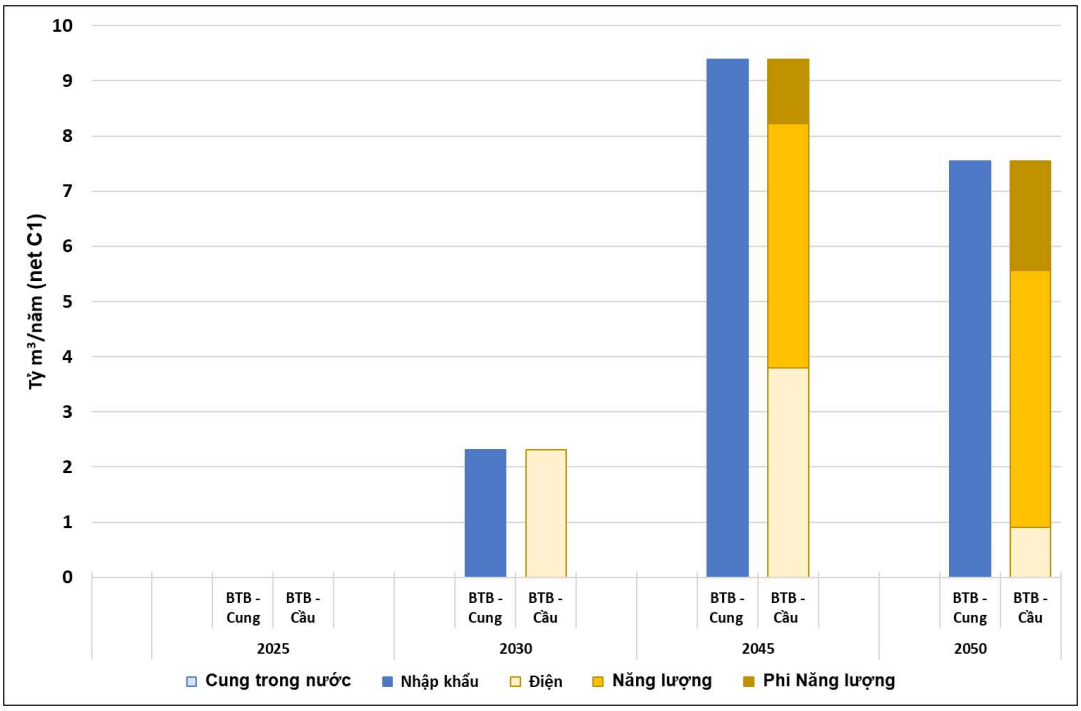
cầu này lên đến gần 7 tỷ m^3/năm nếu không có mỏ khí lớn nào trong khu vực lân cận (Bắc Bể Sông Hồng) được phát hiện và đưa vào khai thác.



Hình 8-3 Cân đối cung - cầu khí khu vực Bắc Bộ giai đoạn 2021-2050

Khu vực Bắc Trung Bộ

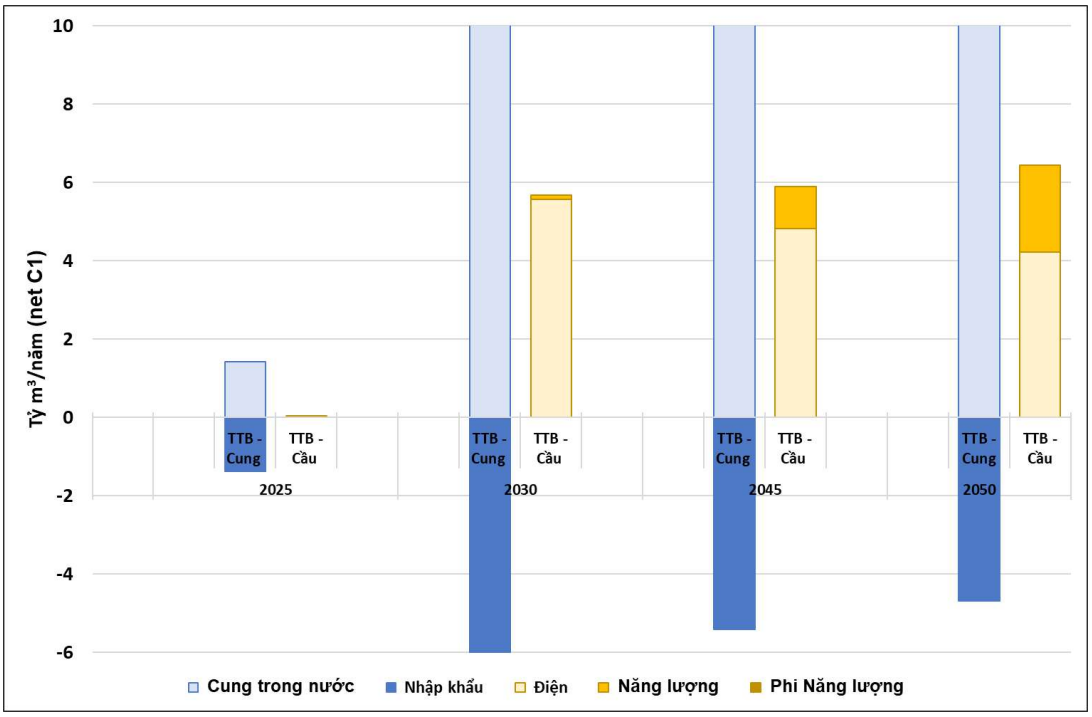
Dự kiến khu vực Bắc Trung Bộ cần nhập khẩu khoảng trên 2 tỷ m^3/năm ở năm 2030, tới năm 2050 nhu cầu này là trên 7 tỷ m^3/năm nếu không có mỏ khí lớn nào trong khu vực lân cận (Bắc Bể Sông Hồng) được phát hiện và đưa vào khai thác.



Hình 8-4 Cân đối cung - cầu khí khu vực Bắc Trung Bộ giai đoạn 2021-2050

Khu vực Trung Trung Bộ

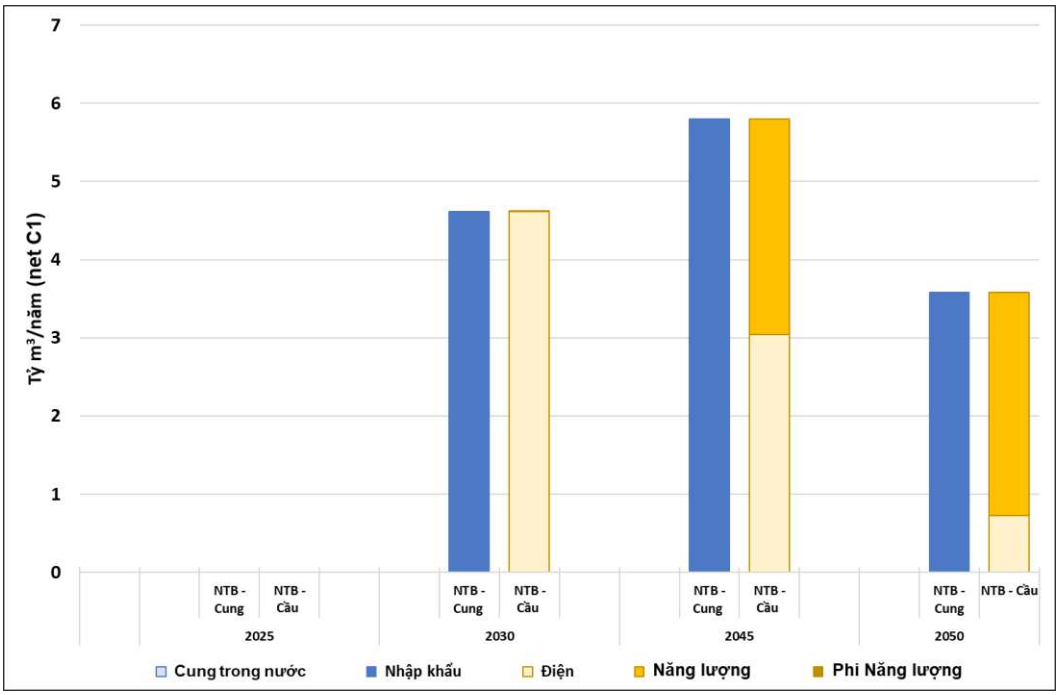
Với việc có các phát hiện khí lớn ngoài khơi như Cá Voi Xanh, Kèn Bầu, so với tổng nhu cầu khí cho các nhà máy điện trong khu vực Trung Trung Bộ theo quy hoạch, vào thời điểm 2025 khu vực này dư hơn 1 tỷ m^3/năm và tăng lên đến 6 tỷ m^3/năm vào năm 2030. Tới thời điểm 2050, dự kiến sẽ phát hiện và đưa vào khai thác thêm các mỏ khí trong khu vực Nam Bể Sông Hồng để bù cho sản lượng suy giảm của các mỏ sắp khai thác.



Hình 8-5 Cân đối cung - cầu khí khu vực Trung Trung Bộ giai đoạn 2021-2050

Khu vực Nam Trung Bộ

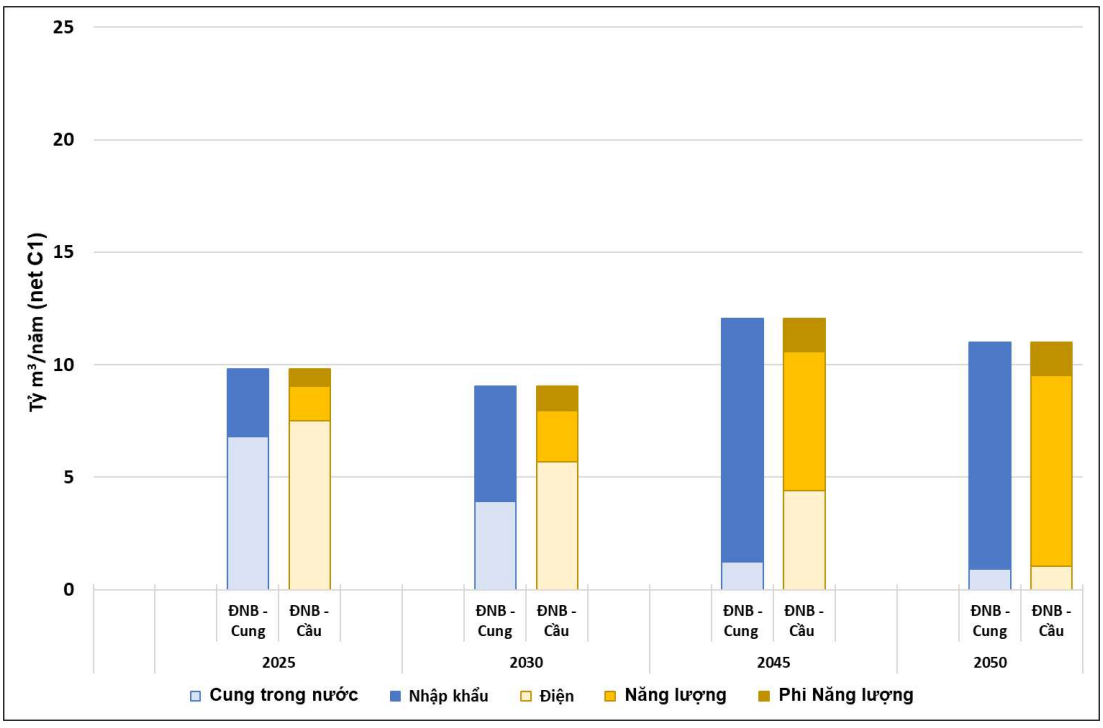
Đến năm 2030, Nam Trung Bộ sẽ cần nhập khẩu khoảng gần 5 tỷ m^3/năm LNG để phục vụ nhu cầu của nhà máy điện LNG tại khu vực. Ngoài ra do khu vực này tiếp giáp với khu vực Đông Nam Bộ và có lợi thế về cảng biển nên có thể kết hợp nhập LNG bổ sung cho khu vực Đông Nam Bộ.



Hình 8-6 Cân đối cung - cầu khí khu vực Nam Trung Bộ giai đoạn 2021-2050

Khu vực Đông Nam Bộ

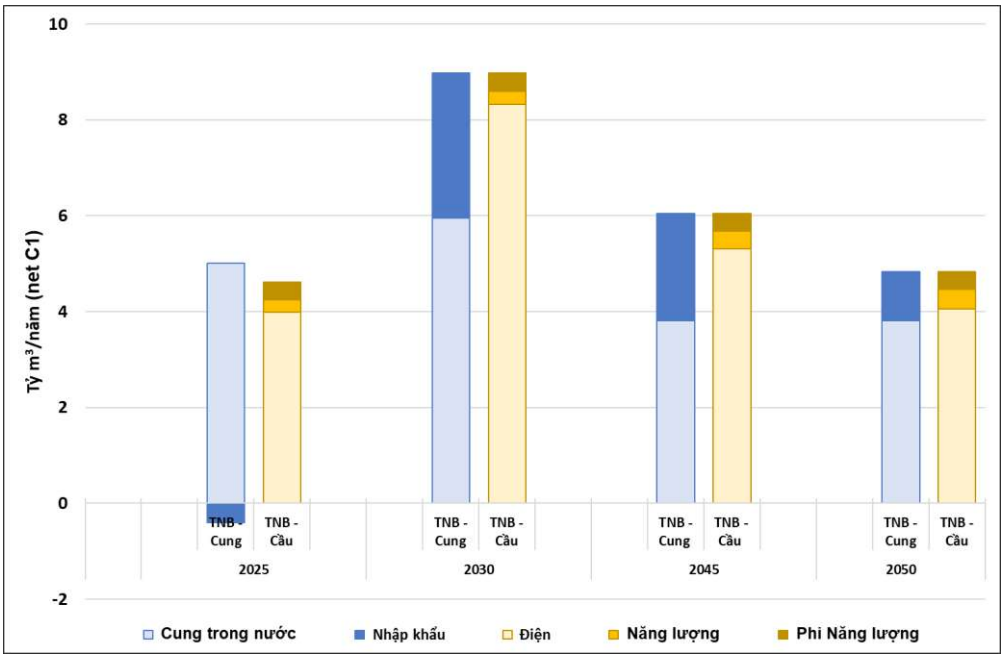
Nguồn cung khí tại Đông Nam Bộ chỉ đảm bảo đáp ứng nhu cầu của thị trường tới hết năm 2022, trước 2025 cần nhập khẩu LNG và tới 2050 gần như nhập khẩu hoàn toàn nếu không có thêm nguồn cung trong nước. Do lượng nhập khẩu lớn và giới hạn về cảng biển trong khu vực nên một phần LNG nhập khẩu trong khu vực Đông Nam Bộ sẽ thông qua cảng tại khu vực Nam Trung Bộ và đưa về các hộ tiêu thụ lớn bằng đường ống.



Hình 8-7 Cân đối cung - cầu khí khu vực Đông Nam Bộ giai đoạn 2021-2050

Khu vực Tây Nam Bộ

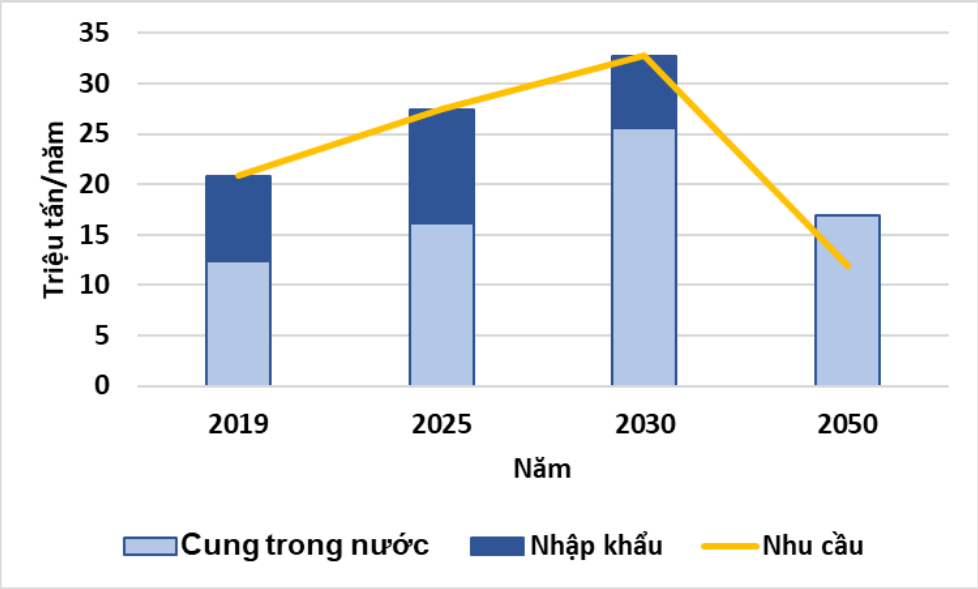
Tại Tây Nam Bộ, từ 2026 cần mua thêm khí của Petronas ngoài nguồn PM3-CAA và đến 2030 cần nhập thêm khoảng 3 tỷ m^3/năm.



Hình 8-8 Cân đối cung - cầu khí khu vực Tây Nam Bộ giai đoạn 2021-2050

8.1.5 Cân đối nhu cầu sản phẩm Dầu khí

Để đáp ứng được mục tiêu về tỷ trọng sản phẩm xăng dầu sản xuất trong nước, cần đầu tư mở rộng, nâng cấp chất lượng sản phẩm các nhà máy lọc dầu sẵn có và xây dựng mới các nhà máy lọc dầu để hình thành các trung tâm năng lượng tại các vị trị có lợi thế cạnh tranh cao về điều kiện tự nhiên hay khoảng cách đến thị trường tiêu thụ (cụ thể trong phần 8.4.2) với định hướng thiên về sản xuất các sản phẩm hóa dầu và chia sẻ hạ tầng với các thành phần khác trong trung tâm năng lượng (điện, kho xăng dầu, LNG) để đảm bảo hiệu quả kinh tế.



Hình 8-9 Cân đối cung - cầu sản phẩm Dầu khí

8.2 Phương án quy hoạch tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí

8.2.1 Tìm kiếm, thăm dò dầu khí

Định hướng

Đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước nhằm gia tăng trữ lượng dầu khí; có chính sách cụ thể khuyến khích các công ty dầu khí lớn từ những nước có vị thế trên thế giới tham gia tại những vùng nước sâu, xa bờ, vùng nhạy cảm, gắn với bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển.

Tích cực thăm dò tại các khu vực nước nông, truyền thống, nghiên cứu thăm dò các đối tượng tìm kiếm thăm dò mới, các bể trầm tích mới và các dạng hydrocarbon phi truyền thống (tầng chứa chặt sít, khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate,…) để bổ sung trữ lượng phục vụ khai thác lâu dài.

Đối với dầu khí đá phiến, khí hydrate (băng cháy), tích cực nghiên cứu, đánh giá sâu hơn về địa chất và áp dụng tiến bộ khoa học – kỹ thuật để mở rộng phạm vi khảo sát; sớm triển khai đánh giá tổng thể, đẩy nhanh khai thác thử nghiệm khi điều kiện cho phép.

Tập trung đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò các Bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Mã Lai – Thổ Chu, Sông Hồng; song song với công tác tận thăm dò, thăm dò mở rộng đối tượng truyền thống nhằm bổ sung trữ lượng và đưa vào phát triển khai thác sử dụng hệ thống hạ tầng cơ sở có sẵn; dần chuyển hướng thăm dò, đánh giá khả năng khai thác dầu khí từ các đối tượng phi truyền thống. Tiếp tục mở rộng thăm dò tại khu vực nước sâu, xa bờ như khu vực Bể Phú Khánh, Bể Tư Chính - Vũng Mây,… theo thứ tự ưu tiên tại các khu vực ít nhạy cảm đến nhạy cảm.

Điều tra cơ bản, bổ sung tài liệu tìm kiếm, thăm dò những vùng có mức độ nghiên cứu còn thưa, khu vực nước nông chuyển tiếp bên cạnh tiếp tục khảo sát đan dày địa chấn 2D với mạng lưới tuyến dày hơn; nghiên cứu, đánh giá triển vọng các cấu tạo đã phát hiện, khoan thăm dò những cấu tạo triển vọng nhất tại những vùng nước sâu hơn 200 m và xa bờ.

Tiến hành thu nổ xử lý lại/thu nổ bổ sung tài liệu địa chấn 2D/3D theo công nghệ mới, tiên tiến nhằm đồng bộ hóa tài liệu địa chấn chất lượng cao ở phạm vi toàn bể/khu vực; từng bước triển khai công tác điều tra cơ bản, nghiên cứu các vùng có triển vọng khí hydrate khu vực Nam Côn Sơn và Tư Chính – Vũng Mây và nghiên cứu tiềm năng dầu khí phi truyền thống (tầng chứa chặt khít, khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate,…) khu vực Bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn.

Tiếp tục đo đạc khảo sát, thu thập các số liệu địa chấn – địa vật lý trong và ngoài nước để nghiên cứu đặc điểm cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí cũng như khí hydrate khi vực Bể Trường Sa – Hoàng Sa khi điều kiện thuận lợi.

Tập trung các hoạt động thăm dò trong 03 khu vực: Nam bể Sông Hồng, Trung tâm bể Nam Côn Sơn và Bể Cửu Long.

Tăng thu nổ và xử lý lại địa chấn 2D/3D, đặc biệt ở các khu vực trọng tâm để gia tăng tài nguyên.

Mục tiêu cụ thể

- Trong mỗi chu kỳ 5-10 năm đánh giá tổng thể trữ lượng dầu khí trên đất liền và thềm lục địa Việt Nam;
- Hệ số bù trữ lượng hàng năm đạt 0,75-1, tương ứng với mức gia tăng trữ lượng:
    + 2021-2025: **16-22** triệu tấn quy dầu/năm, hệ số bù từ 0,9-1,1;
    + 2026-2030: **16-22** triệu tấn quy dầu/năm, hệ số bù từ 0,9-1,1;
    + 2031-2050: **16-27** triệu tấn quy dầu/năm, hệ số bù từ 0,6-1,0.

Điều tra cơ bản

Bảng 8-5 Danh mục dự án điều tra cơ bản giai đoạn 2021-2050

	2021-2025	2026-2030	2031-2050
ĐTCB dầu khí truyền thống	Bể Sông Hồng, Phú Khánh, Nam Côn Sơn, Tư Chính Vũng Mây, Mã Lai – Thổ Chu (*)		Bể Sông Hồng, Phú Khánh, Nam Côn Sơn, Tư Chính Vũng Mây, Mã Lai – Thổ Chu, Hoàng Sa, Trường Sa (**)
ĐTCB dầu khí phi truyền thống (tầng chứa chặt sít, khí than, khí đá phiến sét, khí hydrate,…)	Thềm lục địa Việt Nam		

(*) Khoảng 10.000-20.000 Km tuyến 2D mỗi giai đoạn; (**) Khoảng 10.000-40.000 Km tuyến 2D

Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư

Bảng 8-6 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí giai đoạn 2021-2050

Bể	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Sông Hồng	Lô 103-107/04, Lô 113-114-115/09-116	Lô mở: 108/13, Lô 117-118/15-119	Lô mở: 103/11, 120
	Lô mở: 121		
Phú Khánh	Lô mở: 127, 150-155		
Cửu Long	Lô mở: 09-2/17, 09-3/17, 15-1/15, 15-2/17	Lô mở: 17, 25, 31,32, 37	
Nam Côn Sơn	Lô mở: 10/11, 10&11-1	Lô mở: 05-1/17, 06/94, 07/16	Lô mở: 18-21, 26-28, 29, 33-35, 36/03, 38
Tư Chính - Vũng Mây	Các Lô mở và các Lô đã có Hợp đồng theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ		
Mã Lai - Thổ Chu	Lô mở: 51/17, 52/16	Lô mở: 48/16, 50	

8.2.2 Khai thác dầu khí

Định hướng

Mỏ dầu

Khai thác hiệu quả các mỏ hiện có; phát triển và đưa các mỏ đã có phát hiện dầu khí vào khai thác hợp lý và có hiệu quả để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài. Xây dựng phương án hợp tác, cơ chế khai thác chung tại những vùng chồng lấn.

Thực hiện tốt công tác quản lý mỏ, tối ưu và duy trì khai thác có hiệu quả các mỏ dầu và khí đã đưa vào khai thác.

Phát triển các mỏ mới đã phát hiện từ hoạt động tìm kiếm thăm dò ở các giai đoạn trước, tập trung tại các khu vực tiềm năng như nước sâu xa bờ, đối tượng dầu khí phi truyền thống.

Tiếp tục đẩy mạnh nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao thu hồi dầu tại các mỏ. Nâng cao vai trò và trách nhiệm của các chủ mỏ thông qua cơ chế chính sách kết hợp giữa bắt buộc và khuyến khích.

Thúc đẩy khai thác mỏ nhỏ/cận biên bằng cách áp dụng công nghệ mới, kết nối để sử dụng tối đa cơ sở hạ tầng đã đầu tư và chính sách khuyến khích của Nhà nước.

Mỏ khí

Tiếp tục thực hiện tốt công tác quản lý mỏ, tối ưu và duy trì khai thác có hiệu quả các mỏ dầu và khí đã đưa vào khai thác.

Tiếp tục triển khai công tác phát triển và đưa vào khai thác dự án khí Lô B, mỏ khí Cá Voi Xanh, mỏ Kèn Bầu, mỏ Đại Nguyệt, Báo Vàng, Báo Trắng và các mỏ thuộc dự án khí Tây Nam. Tập trung nguồn lực đẩy nhanh tiến độ hai dự án khí lớn: Lô B&48/95 và 52/97 và dự án Cá Voi Xanh.

Phát triển các mỏ mới đã phát hiện từ hoạt động tìm kiếm thăm dò ở các giai đoạn trước, tập trung tại các khu vực tiềm năng như nước sâu xa bờ và đặc biệt quan tâm tới đối tượng dầu khí phi truyền thống với thành công của ENI tại lô 114.

Mục tiêu cụ thể

- Dầu trong nước:
    + 2021 - 2025: **6,8-12,5** triệu tấn/năm ;
    + 2026 - 2030: **6,8-12,5** triệu tấn/năm ;

+ 2031 - 2050: **7,0-9,0** triệu tấn/năm .

- Khí về bờ:
  + 2021 - 2025: **8,2-25,0** tỷ m^3/năm ;
  + 2026 - 2030: **8,2-25,0** tỷ m^3/năm ;
  + 2031 - 2050: **15,0-33,0** tỷ m^3/năm .

Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư

Khai thác dầu/condensate:

Bảng 8-7 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư lĩnh vực khai thác dầu/condensate giai đoạn 2021-2050

Bể	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Sông Hồng		Lô 114 giai đoạn 1 (condensate)	
Cửu Long	Lô 09-1, Lô 09/2-09 (KNT-KNTN), 15-1/05		
Nam Côn Sơn		Các Lô theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ	
Tư Chính - Vũng Mây		Các Lô theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ	

Khai thác khí:

Bảng 8-8 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư lĩnh vực khai thác khí giai đoạn 2021-2050

Bể	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Sông Hồng		Lô 103&107/04, Lô 106, Lô 113-114-115-116, Lô 118 (Cá Voi Xanh)	Lô 117-118/15-119
Cửu Long	Lô 15-1 (Mỏ Sư Tử Trắng)	Lô 15-1/05	
Nam Côn Sơn	Lô 06.1		
Tư Chính - Vũng Mây	Các Lô theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ		

Bể	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Mã Lai - Thổ Chu	Lô B (48/52)		

8.3 Phương án quy hoạch công nghiệp khí

8.3.1 Định hướng

Phát triển lĩnh vực công nghiệp khí hoàn chỉnh, đồng bộ tất cả các khâu, từ: Khai thác - thu gom - vận chuyển - chế biến – tồn trữ - phân phối khí và xuất nhập khẩu sản phẩm khí.

Phát triển thị trường tiêu thụ khí theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của Nhà nước và từng bước hội nhập với thị trường khí khu vực và thế giới. Áp dụng chính sách giá khí hợp lý làm tiền đề phát triển mạnh mẽ công nghiệp khí.

Vận hành an toàn và hiệu quả các hệ thống đường ống thu gom, vận chuyển, xử lý, chế biến khí hiện hữu. Tiếp tục khai thác, thu gom tối đa khối lượng khí từ các mỏ khí có trữ lượng lớn, đồng thời, tăng cường thu gom các mỏ khí có trữ lượng nhỏ, các mỏ biên nhằm đảm bảo thu gom tối đa các nguồn khí thông qua các đường ống sẵn có tại các Bể Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Mã Lai - Thổ Chu.

Tập trung nguồn lực đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án công nghiệp khí.

Đẩy mạnh triển khai các dự án phát triển mỏ, khai thác, thu gom khí bằng hệ thống đường ống, bằng tàu nén khí (Floating CNG) tại các mỏ chưa có hệ thống thu gom, mở rộng phạm vi thu gom khí CNG từ các mỏ không có khả năng thu gom khí bằng đường ống.

Đầu tư xây dựng nhà máy xử lý khí, đường ống vận chuyển khí đến nhà máy xử lý khí để cung cấp khí cho: Trung tâm nhiệt điện, các nhà máy chế biến sâu khí, hộ tiêu thụ công nghiệp.

Tăng cường đầu tư cơ sở hạ tầng, đẩy mạnh và khuyến khích các nhà thầu đầu tư xây dựng hệ thống thu gom khí ngoài khơi để kết nối với các hệ thống đường ống hiện có. Triển khai xây dựng đường ống nhập khẩu khí từ các mỏ của các nước lân cận vào hệ thống đường ống hiện có và đường ống sẽ xây dựng mới trong tương lai. Tiến hành hợp tác với các đối tác trong và ngoài nước cùng đầu tư nghiên cứu, áp dụng các giải pháp công nghệ hợp lý nhằm tận thu khí đang bị đốt bỏ tại các giàn khai thác, tách các sản phẩm có giá trị cao như ethane, propane/butane (LPG), condensate tại các nhà máy xử lý khí nhằm nâng cao giá trị nguồn tài nguyên dầu khí. Xây dựng hạ tầng để thu gom và vận chuyển nguồn khí từ các mỏ đang khai thác.

Triển khai xây dựng kho cảng LNG và nhập khẩu khí thiên nhiên (LNG, CNG) để phục vụ cho nhu cầu phát triển của các nhà máy điện, công nghiệp và dân dụng. Ưu tiên tìm

kiếm các nguồn khí nhập khẩu từ Malaysia, Indonesia, Brunei thông qua việc sử dụng các cơ sở hạ tầng sẵn có, đồng thời, thúc đẩy quan hệ quốc tế để có được các nguồn nhập khẩu khí (LNG, CNG) từ các nước có nguồn cung và thuận lợi về thương mại, vận tải, sẵn sàng nhập khẩu LNG từ sau năm 2021.

Hoàn thiện hệ thống đồng bộ cung cấp khí thiên nhiên, LNG, CNG, LPG, DME trên phạm vi toàn quốc đáp ứng nhu cầu nhiên liệu cho năng lượng, phân bón, công nghiệp, giao thông vận tải và sinh hoạt dân dụng. Tiếp tục phát triển hệ thống vận chuyển đường ống khí thiên nhiên thấp áp cho nhu cầu sử dụng của các hộ tiêu thụ công nghiệp dọc tuyến ống dẫn khí, khu dân cư ở các thành phố lớn (city gas).

8.3.2 Mục tiêu cụ thể

Trên cơ sở các bài học kinh nghiệm rút ra ở mục 2.1, Chương 2 và định hướng phát triển công nghiệp khí tại mục 5.1.2, các mục tiêu cụ thể lĩnh vực công nghiệp khí như sau:

- Thu gom tối đa khí đồng hành của các lô/mỏ mà PVN và các nhà thầu dầu khí khai thác tại Việt Nam;
- Xây dựng cơ sở hạ tầng đảm bảo đủ năng lực cung cấp 100% nhu cầu khí nguyên liệu cho điện và cho đạm trong đó năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) khoảng 3 tỷ m^3/năm vào năm 2025 và 19 tỷ m^3/năm từ năm 2030;
- Phát triển thị trường khí đạt 11,5 tỷ m^3/năm vào năm 2025 và 30 tỷ m^3/năm từ năm 2030;
- Rút ngắn thời gian từ khi phát hiện tới khi có dòng khí đầu tiên đạt mức trung bình thế giới (dưới 7 năm).

8.3.3 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư

Dưới đây là danh mục các dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư lĩnh vực công nghiệp khí theo các tiêu chí trong chương 6, các dự án khác sẽ được duyệt trong kế hoạch thực hiện quy hoạch theo Điều 45 của Luật quy hoạch. Danh mục dự án tham khảo được trình bày trong phụ lục 8.1

Hạ tầng thu gom và vận chuyển khí ngoài khơi

Bảng 8-9 Danh mục dự án đường ống ngoài khơi quan trọng quốc gia, ưu tiên đầu tư lĩnh vực công nghiệp khí giai đoạn 2021-2050

Bể	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Sông Hồng		Đường ống Hàm Rồng – Thái Bình (v)	Đường ống thu gom khí các mỏ tiềm năng khác thuộc Lô 106&103/107 về Thái Bình (x)
		Đường ống dẫn khí từ Lô 113-114-	

Bể	2021-2025	2026-2030	2031-2050
		115/09-116 về Quảng Trị (vi)	
		Đường ống dẫn khí từ Lô 118 về Quảng Nam (vii)	
Nam Côn Sơn	Mở rộng hệ thống đường ống NCS1/2 ngoài khơi (i)		
		Đường ống dẫn khí từ mỏ Tuna (Indonesia) kết nối với Nam Côn Sơn 1/2	
Tư Chính - Vũng Mây		Mở rộng hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 1/2 ngoài khơi (viii)	
Mã Lai - Thổ Chu	Đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn (ii)	Đường ống biển từ kho LNG Tây Nam Bộ đến điểm tiếp bờ tại Cà Mau (Giai đoạn 2) (ix)	
	Đường ống kết nối giữa đường ống Lô B - Ô Môn với đường ống PM3 - Cà Mau (iii)		
	Đường ống từ kho LNG Tây Nam Bộ đến điểm tiếp bờ tại Cà Mau (giai đoạn 1) (iv)		

(i) Khoảng 280 – 460 Km, (ii) khoảng 292 Km, (iii) Khoảng 37 Km, (iv) Khoảng 0 – 10 Km, (v) Khoảng 53 Km, (vi) Khoảng 200 – 280 Km, (vii) Khoảng 90 Km, (viii) Khoảng 100 – 200 Km, (ix) Khoảng 10 – 80 Km, (x) Khoảng 80 – 100 Km, (xi) khoảng 0–10 Km.

(Sẽ chính xác hoá trong giai đoạn làm Dự án đầu tư (FS))

Hạ tầng nhập khẩu khí (ngoài kho chứa LNG đi kèm các nhà máy điện chạy LNG trong Quy hoạch điện VIII trong phụ lục 8.2)

Bảng 8-10 Danh mục dự án kho LNG quan trọng quốc gia, án ưu tiên đầu tư lĩnh vực công nghiệp khí giai đoạn 2021-2050 (ngoài kho chứa LNG của các nhà máy điện chạy LNG trong Quy hoạch điện VIII)

Khu Vực	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Bắc Trung Bộ			Kho LNG Bắc Trung Bộ: 1 – 4 triệu tấn/năm (Thanh Hóa, Hà Tĩnh)
Nam Trung Bộ			Kho LNG Nam Trung Bộ: 6 – 10 triệu tấn/năm (Phú Yên, Khánh Hòa, Ninh Thuận)
Đông Nam Bộ	Mở rộng kho LNG Thị Vải PVGas: thêm 2 – 3 triệu tấn/năm (Bà Rịa – Vũng Tàu)		
		Kho LNG Đông Nam Bộ: 1 – 3 triệu tấn/năm (Bà Rịa – Vũng Tàu, Long An)	
Tây Nam Bộ		Kho LNG Tây Nam Bộ (FSRU/trên bờ): 1 – 3 triệu tấn/năm (Cà Mau, Kiên Giang)	

Hạ tầng xử lý, phân phối khí trên bờ

Bảng 8-11 Danh mục dự án đường ống trên bờ quan trọng quốc gia, ưu tiên đầu tư lĩnh vực công nghiệp khí giai đoạn 2021-2050

Khu Vực	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Dự án xử lý/hóa lỏng khí trên bờ			
Trung Trung Bộ		Nhà máy xử lý khí Quảng Trị	
		Nhà máy sản xuất LNG Quảng Trị	

Khu Vực	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Dự án xử lý/hóa lỏng khí trên bờ			
		Nhà máy xử lý khí Quảng Nam	
Đông Nam Bộ	Nhà máy tách ethane tại Dinh Cố		
Dự án đường ống dẫn khí trên bờ			
Bắc Bộ		Đường ống dẫn khí Hải Phòng – Thái Bình (2*)	Đường ống Tiền Hải/Hải Phòng – Hải Dương – Bắc Giang – Hà Nội – Vĩnh Phúc (7*)
Trung Trung Bộ		Hệ thống đường ống từ nhà máy xử lý khí Quảng Trị tới các hộ tiêu thụ lân cận (3*)	
		Hệ thống đường ống từ nhà máy xử lý khí Quảng Nam tới các hộ tiêu thụ lân cận (4*)	
Đông Nam Bộ	Mở rộng hệ thống đường ống phân phối khí/LNG đến các KCN Đồng Nai, Bình Dương, Long An, điện LNG Long An (1*)		
Tây Nam Bộ		Hệ thống đường ống từ nhà máy xử lý khí Cà Mau tới các hộ tiêu thụ lân cận (5*)	

Khu Vực	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Dự án xử lý/hóa lỏng khí trên bờ			
		Đường ống từ kho LNG Tây Nam Bộ đến các nhà máy điện Cà Mau (6*)	

8.4 Phương án quy hoạch chế biến dầu khí

8.4.1 Định hướng

Phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí để đáp ứng nhu cầu trong nước, hướng tới mục tiêu xuất khẩu. Thu hút nguồn vốn đầu tư nước ngoài, nguồn vốn đầu tư từ xã hội để phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí theo nguyên tắc bảo đảm hài hòa lợi ích quốc gia và nhà đầu tư.

Tập trung phát triển lĩnh vực hóa dầu (bao gồm cả hóa dầu từ khí, hóa dầu từ dầu), hóa chất, tích hợp lọc dầu – hóa dầu để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm dầu khí, tạo ra các nguyên, nhiên, vật liệu để phục vụ phát triển sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu, giảm tỷ trọng nhập siêu.

Nghiên cứu thực hiện việc đầu tư cải tiến/nâng cấp để phù hợp với xu hướng thay đổi thị trường sản phẩm cũng như các yêu cầu về tiêu chuẩn môi trường ngày càng khắt khe (các NMLD...). Nghiên cứu đầu tư phát triển các sản phẩm mới hóa dầu/hóa chất chuyên dụng có giá trị gia tăng cao.

Duy trì vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả các nhà máy: Nhà máy lọc dầu Dung Quất, Nhà máy đạm Cà Mau, Nhà máy đạm Phú Mỹ, các Nhà máy chế biến condensate, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn và các nhà máy khác; đa dạng hóa sản phẩm của các nhà máy.

Đẩy mạnh đầu tư xây dựng và đưa vào vận hành Dự án Tổ hợp hóa dầu Long Sơn. Hoàn thành nâng cấp, mở rộng Nhà máy lọc dầu Dung Quất, hình thành trung tâm chế biến dầu khí cho khu vực miền Trung.

Nghiên cứu chuẩn bị đầu tư và triển khai công tác đầu tư xây dựng các dự án hóa dầu/hóa chất mới gắn với các trung tâm chế biến dầu khí.

8.4.2 Mục tiêu cụ thể

Sản lượng sản phẩm xăng dầu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu trong nước, đạt 19 triệu tấn/năm vào năm 2025, 23 triệu tấn/năm vào năm 2030 và trên 9 triệu tấn/năm vào năm 2050.

8.4.3 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư

Dưới đây là danh mục các dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư lĩnh vực công nghiệp khí theo các tiêu chí trong chương 6, các dự án khác sẽ được duyệt trong kế hoạch thực hiện quy hoạch theo Điều 45 của Luật quy hoạch. Danh mục dự án tham khảo được trình bày trong phụ lục 8.3.

Bảng 8-12 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên lĩnh vực chế biến dầu khí giai đoạn 2021-2050

Khu Vực	2021-2025	2026-2030	2031-2050
Bắc Trung Bộ	Xây mới Nhà máy chế biến Condensate tại tỉnh Thái Bình (Công suất: 500.000 tấn/năm; Nguyên liệu: Condensate; Sản phẩm chính: LPG, Dung môi, nhiên liệu)		
Trung Trung Bộ		Nâng cấp, mở rộng Nhà máy lọc dầu Dung Quất, hình thành Trung tâm Năng lượng Dung Quất (Công suất: mở rộng thêm 1,1 triệu tấn/năm; Nguyên liệu: Dầu thô/ Condensate trong nước/nhập khẩu; Sản phẩm chính: Nhiên liệu/hóa dầu)	
Đông Nam Bộ		Xây mới Tổ hợp phát triển Năng lượng và Hóa dầu Long Sơn (Công suất: 12 triệu	

Khu Vực	2021-2025	2026-2030	2031-2050
		tấn/năm; Nguyên liệu: Dầu thô nhập khẩu; Sản phẩm chính: Nhiên liệu/Hóa dầu, hydrogen, Amoniac xanh)	
Tây Nam Bộ	Xây mới Nhà máy chế biến condensate Nam Sông Hậu (Công suất: 500.000 tấn/năm; Nguyên liệu: Condensate; Sản phẩm chính: Xăng, dầu, dung môi)		
	Nâng cấp, mở rộng Nhà máy chế biến condensate Đông Phương (Công suất: 500.000 tấn/năm; Nguyên liệu: Condensate; Sản phẩm chính: Xăng, dầu, dung môi)		

8.5 Phương án quy hoạch hệ thống vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí

8.5.1 Định hướng

Phát triển hợp lý hệ thống phân phối xăng dầu nhằm bảo đảm lưu thông và bình ổn thị trường tiêu thụ, đáp ứng toàn bộ nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong nước; tăng cường các giải pháp gia tăng dự trữ về dầu thô và xăng dầu; khuyến khích sử dụng rộng rãi nhiên liệu sinh học nhằm giảm thiểu sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và bảo vệ môi trường.

8.5.2 Mục tiêu cụ thể

Tổng quy mô hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu của Việt Nam đạt

tối thiểu 90 ngày nhập ròng sau năm 2030, đáp ứng tiêu chí của Tổ chức Năng lượng Quốc tế (IEA), trong đó:

- Dự trữ thương mại: Dự trữ xăng dầu thương mại tối thiểu khoảng 40 ngày nhập ròng;
- Dự trữ sản xuất: Dự trữ dầu thô tối thiểu 15 ngày sản xuất và dự trữ sản phẩm xăng dầu tối thiểu 10 ngày sản xuất;
- Dự trữ quốc gia: Bao gồm dự trữ dầu thô và sản phẩm xăng dầu với quy mô giai đoạn 2021-2030: 15-20 ngày nhập ròng, giai đoạn 2031-2050: 25 - 30 ngày nhập ròng.

8.5.3 Danh mục dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư

Kho LPG (tổng công suất từ 10.000 tấn trở lên)

Bảng 8-13 Danh mục dự án kho LPG quan trọng quốc gia, ưu tiên đầu tư giai đoạn 2021-2050 (tổng công suất từ 10.000 tấn trở lên)

Khu vực	Địa điểm	Công suất (1.000 tấn)			Ghi chú
		2021-2025	2026-2030	2031-2050	
Bắc Bộ	Đình Vũ, Hải Phòng	5	6	6	Xây mới
	Lạch Huyện, Hải Phòng	40	20	9	Xây mới
	Thượng Lý, Hải Phòng	5	5	5	Xây mới
Đông Nam Bộ	Thị Vải, Bà Rịa-Vũng Tàu	30	8		Xây mới
	Cái Mép, Bà Rịa-Vũng Tàu		20		Xây mới
	Nhà Bè, Tp. HCM		6	10	Xây mới
	Long An		10	10	Mở rộng

Kho xăng dầu đầu mối và kho ngoại quan (tổng sức chứa từ 100.000 m^3 trở lên)

Bảng 8-14 Danh mục kho xăng dầu đầu mối và kho ngoại quan quan trọng quốc gia, ưu tiên đầu tư giai đoạn 2021-2050

Khu vực	Địa điểm	Quy mô sức chứa (1.000 m^3)			Ghi chú
		2021-2025	2026-2030	2031-2050	
Bắc Bộ	Bán đảo Đình Vũ, TP. Hải Phòng	60	40	100	Xây mới
	Thị xã Quảng Yên, Quảng Ninh			100	Xây mới

Khu vực	Địa điểm	Quy mô sức chứa (1.000 m^3)			Ghi chú
		2021-2025	2026-2030	2031-2050	
Bắc Trung Bộ	Xã Nghi Thiết, huyện Nghi Lộc, tỉnh Nghệ An		100		Mở rộng Kho ngoại quan DKC
	Khu KT Nghi Sơn, tỉnh Thanh Hóa	165,2			Xây mới (ngoại quan 102.000 m^3, nội địa 63.200 m^3)
	Xã Kỳ Lợi, huyện Kỳ Anh, Hà Tĩnh		50	50	Mở rộng Kho Vũng Áng
	Hòn La, Xã Quảng Đông, huyện Quảng Trạch, Quảng Bình	110		90	Xây mới
Trung Trung Bộ	TT. Cửa Việt, huyện Gio Linh, Quảng Trị	54	100		Mở rộng kho Cửa Việt-Hưng Phát)
	Triệu Đại, huyện Triệu Phong, Quảng Trị	60		140	Xây mới
Nam Trung Bộ	Xã Ninh Phước, huyện Ninh Hòa, Khánh Hòa		500		Mở rộng Kho Ngoại quan Vân Phong Petrolimex
Đông Nam Bộ	Huyện Nhà Bè, TP. Hồ Chí Minh	230		220	Xây mới
	Huyện Nhà Bè, TP. Hồ Chí Minh		333	243	Mở rộng Khu E - Tổng kho xăng dầu Nhà Bè Petrolimex
	Ấp 4, xã Phú Xuân, huyện Nhà Bè, TP Hồ Chí Minh			125	Mở rộng Tổng kho Xăng dầu Nhà Bè PV Oil

Khu vực	Địa điểm	Quy mô sức chứa (1.000 m^3)			Ghi chú
		2021-2025	2026-2030	2031-2050	
	Đường 30/4, P. Thắng Nhất, TP. Vũng Tàu, Bà Rịa-Vũng Tàu			70	Mở rộng Kho Cù Lao Tào PVOil
	KCN Cái Mép, Bà Rịa-Vũng Tàu			40	Mở rộng Kho Cái Mép PVOil
	KCN Cái Mép, Bà Rịa-Vũng Tàu	163,5	36,5		Mở rộng kho Cái Mép, Hải Linh
	Xã Tân Phước, huyện Tân Thành, Bà Rịa - Vũng Tàu		45	45	Mở rộng Kho Nhà máy Condensate PVOil
	Nhơn Trạch, Đồng Nai	45		55	Xây mới
	Nhơn Trạch, Đồng Nai	100	80		Xây mới kho ngoại quan 60.000 m^3, kho nội địa 120.000 m^3
	Nhơn Trạch, Đồng Nai	45,4			Mở rộng kho Phước Khánh hiện có (trong đó kho ngoại quan 30.000 m^3, kho nội địa 15.400 m^3)
Tây Nam Bộ	Xã Gia Thuận, huyện Gò Công Đông, Tiền Giang	80	220		Xây mới
	huyện Gò Công Đông, Tiền Giang	160	160	200	Xây mới

Khu vực	Địa điểm	Quy mô sức chứa (1.000 m^3)			Ghi chú
		2021-2025	2026-2030	2031-2050	
	Xã Kiểng Phước, huyện Gò Công Đông, Tiền Giang	145			Mở rộng kho Hiệp Phước (trong đó kho ngoại quan 110.000 m^3, kho nội địa 35.000 m^3)
	Kim Sơn - Trà Cú - Trà Vinh	100	100		Xây mới
	Xã Bình An, huyện Kiên Lương, Kiên Giang	40		60	Xây mới

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Chương 9 Phương án phát triển năng lượng mới và tái tạo

Chương 9 Phương án phát triển năng lượng mới và tái tạo 2
9.1 Phương án quy hoạch năng lượng tái tạo cho phát điện 3
9.1.1 Năng lượng gió 3
9.1.2 Năng lượng mặt trời 5
9.1.3 Năng lượng sinh khối 7
9.1.4 Năng lượng chất thải rắn 8
9.1.5 Thủy điện nhỏ 9
9.1.6 Năng lượng tái tạo khác 14
9.1.7 Tổng hợp phương án phát triển năng lượng tái tạo cho sản xuất điện 18
9.2 Phương án quy hoạch năng lượng tái tạo cho sản xuất nhiệt 21
9.2.1 Năng lượng mặt trời 21
9.2.2 Định hướng phát triển khí sinh học 22
9.2.3 Định hướng phát triển sinh khối 22
9.2.4 Tổng hợp định hướng phát triển NLTT cho phát nhiệt 24
9.3 Phương án quy hoạch năng lượng tái tạo cho mục đích khác 25

Chương 9 Phương án phát triển năng lượng mới và tái tạo

Phương án phát triển năng lượng mới và tái tạo đã lựa chọn kịch bản tối ưu: kịch bản có chính sách phát triển NLTT phù hợp với Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25 tháng 11 năm 2015 của Thủ tướng Chính phủ về phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050, 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, đồng thời có xét đến tiềm năng các nguồn năng lượng tái tạo; điều kiện địa hình, địa chất và khí tượng thủy văn từng vùng, khu vực; các dự án có tính khả thi cao.

- ***Quyết định số 2068/QĐ-TTg:*** Tổng các nguồn năng lượng tái tạo sản xuất đạt khoảng 37 triệu TOE vào năm 2020; khoảng 62 triệu TOE vào năm 2030 và 138 triệu TOE vào năm 2050. Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng tiêu thụ năng lượng sơ cấp khoảng 31,0% vào năm 2020; khoảng 32,3% vào năm 2030 và tăng lên, đạt khoảng 44,0% vào năm 2050.
- ***Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020:*** 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, năng lượng sơ cấp đến năm 2030 đạt khoảng 175 - 195 triệu TOE (tấn dầu quy đổi), đến năm 2045, đạt khoảng 320 - 350 triệu TOE; tổng công suất của ***các*** nguồn điện đến năm 2030 đạt khoảng 125 - 130 GW, sản lượng điện đạt khoảng 550 - 600 tỉ KWh. Tỉ lệ các nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045.

Công suất đặt toàn hệ thống điện Quốc gia, tính đến hết năm 2020, công suất đặt HTĐQG là 62,2 GW, tăng 11,2 % so với năm 2019. Tổng sản lượng các nhà máy NLTT (điện mặt trời, điện gió và Sinh khối) khai thác được đạt 10,9 tỷ kWh (trong đó ĐMT: 9,6 tỷ kWh, điện gió: 0,98 tỷ kWh và sinh khối 0,34 tỷ KWh). Trong đó

Bảng 9-1 Cơ cấu nguồn điện NLTT trong HTĐ quốc gia năm 2020

Loại hình nguồn	**Công suất đặt** (MW)	**Tỷ lệ (%)**	**Tổng sản lượng** (tỷ kWh)
Thủy điện nhỏ	3,887	6.24%	-
Điện sinh khối	325	0.52%	0,34
Điện gió	538	0.86%	0,982
Điện mặt trời	8,852	14.22%	9,622
Tổng	**13,602**	**-**	**10,943**

Nguồn: BC tổng kết vận hành hệ thống điện Quốc gia năm 2020 – Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0).

Ghi chú: Thông số vận hành (công suất và sản lượng điện) của nhà máy điện NLTT theo bảng trên, Đề án chọn là giá trị ***năm cơ sở*** để tính toán phương án quy hoạch chi tiết các phân ngành NLTT cho phát điện.

Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật nguồn điện năng lượng tái tạo từ chương 5 như sau:

Bảng 9-2 Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật NLTT 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 (phần còn lại)	Rác thải	Khí sinh học	Địa nhiệt	Thủy triều
Bắc Bộ	13000	12565	843659	10724	1611	1474	359	918	255	530
Bắc Trung Bộ	5000	10717	112495	5542	548	242	65	239	51	
Trung Trung Bộ	0	11235	42782	3521	336	410	33	120	77	5
Tây Nguyên	0	74386	208618	2448	663	384	14	128	0	
Nam Trung Bộ	118000	34764	170191	4165	521	278	46	162	60	15
Nam Bộ	26200	73638	264121	22091	1638	70	999	388	18	
Tổng	**162200**	**217305**	**1641866**	**48491**	**5316**	**2860**	**1517**	**1957**	**461**	**550**

Nguồn: Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật từ Chương 5

Quy mô tiềm năng kỹ thuật trên của các loại hình năng lượng tái tạo sẽ được đưa vào phân tích tính toán lựa chọn phương án quy hoạch phát triển. Sau đây là phương pháp tính toán phương án quy hoạch năng lượng tái tạo cho phát điện.

9.1 Phương án quy hoạch năng lượng tái tạo cho phát điện

9.1.1 Năng lượng gió

Phân loại vùng phát triển điện gió

Để có cơ sở cho việc lựa chọn các vùng, địa điểm quy hoạch tiềm năng phát triển điện gió và phân kỳ đầu tư dự án theo các tiêu chí.

- Các khu vực phải có tiềm năng gió được xác định với vận tốc gió từ 6,0 m/s trở lên tại độ cao 80 m (theo Điều 2 khoản 1 của Thông tư 06/2013/TT-BCT). Nơi nào có tiềm năng tốt được ưu tiên đưa vào qui hoạch khai thác trước.
- Các khu vực tiềm năng phải nằm ngoài khu vực: đất trồng lúa, đất ở, đất cơ quan, đất an ninh quốc phòng, đất giao thông, đất dành cho công nghiệp, đất nghĩa trang, sông ao, hồ, khu bảo tồn, khu du lịch sinh thái, khu tôn giáo tín ngưỡng, khu rừng cấm, nguyên sinh, sinh thái.
- Khả năng tiếp cận với lưới điện
- Khả năng tiếp cận và vận chuyển.
- Các vấn đề về môi trường như ăn mòn, độ ẩm cao của không khí cũng như ngập lụt cũng cần được xem xét.
- Các tiêu trí đánh giá xếp hạng địa điểm (thang điểm từ 1 - 5).
- Phân loại danh mục các vùng có tiềm năng phát triển điện gió trong dự án này được đưa ra dựa trên tiềm năng điện gió kinh tế.

- Khu vực tiềm năng gió kinh tế là khu vực có khả năng triển khai xây dựng và vận hành nhà máy điện gió có hiệu quả với điều kiện kỹ thuật và công nghệ hiện nay

Phương án quy hoạch phát triển năng lượng gió phát điện

Căn cứ vào phân loại tiềm năng năng lượng gió kinh tế, hiện trạng triển khai và phê duyệt các dự án điện gió và chiến lược phát triển NLTT (Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015; Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị) đã được phê duyệt, *Đề án đề xuất* p*hương án quy hoạch phát triển năng lượng gió phát điện như sau:*

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 9-3 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

TT	Vùng	Đã bổ sung quy hoạch	Đề xuất BSQH tại văn bản 7201/BCT	Đăng ký đầu tư nhưng chưa được bổ sung
1	Bắc Bộ			726
2	Bắc Trung Bộ	372	453	1552
3	Trung Trung Bộ	1391		2619
4	Tây Nguyên	2561	3370	8440
5	Nam Trung Bộ	1679	469	2079
6	Nam Trung Bộ (gió offshore có độ sâu đáy biển > 20m)			19902
7	Nam Bộ	5342	1073	8044
8	Nam Bộ (gió ngoài khơi có độ sâu đáy biển <20m)	400		17200
	Toàn quốc	**11745**	**5365**	**60562**

Nguồn: Thông tin tổng hợp từ Viện Năng Lượng và Cục ĐL và NLTT – tháng 9/2020

Bảng dưới đây trình bày đề xuất phương án quy hoạch phát triển năng lượng gió phát điện và quy mô đăng ký chưa bổ sung quy hoạch (đến tháng 9/2020).

Bảng 9-4 Phương án phát triển, bổ sung quy hoạch, đăng ký đầu tư nguồn điện gió

Đơn vị: MW

TT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển						Tổng	Quy mô đã BSQH	Quy mô đăng ký (chưa BSQH)
		2020	2025	2030	2035	2040	2045			
A	**Điện gió trên bờ và gần bờ**	**730**	**11320**	**16010**	**23110**	**30910**	**39610**	**121690**	**11745**	**46025**
1	Bắc Bộ	30	120	580	1080	1080	1080	3970	0	726
2	Bắc Trung Bộ	0	300	500	700	900	1500	3900	372	2005
3	Trung Trung Bộ	0	1000	1800	2500	2900	2900	11100	1391	2619
4	Tây nguyên	100	2600	3600	5400	6600	10400	28700	2561	11810
5	Nam trung Bộ	300	1800	2100	2600	3800	4500	15100	1679	2548

TT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển						Tổng	Quy mô đã BSQH	Quy mô đăng ký (chưa BSQH)
		2020	2025	2030	2035	2040	2045			
6	Nam Bộ	300	5500	7430	10830	15630	19230	58920	5742	26317
B	**Điện gió ngoài khơi**	**0**	**0**	**2000**	**9000**	**15000**	**21000**	**47000**	**0**	**19902**
	Nam trung Bộ	0	0	2000	9000	15000	21000	47000	0	19902
	Toàn Quốc	**730**	**11320**	**18010**	**32110**	**45910**	**60610**	**168690**	**11745**	**65927**

Điện gió onshore và nearshore có Tmax trung bình khoảng 2.500 giờ-3.800 giờ, đề xuất chọn hệ số công suất là 38%; điện gió offshore có Tmax trung bình khoảng 4.800giờ, đề xuất chọn hệ số công suất là 48%.

Bảng 9-5 Phương án phát triển nguồn điện gió tính theo sản lượng điện

Đơn vị: kTOE

TT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển						Tổng
		2020	2025	2030	2035	2040	2045	
A	**Điện gió trên bờ và gần bờ**	**208,98**	**3.240,48**	**4.582,08**	**6.615,98**	**8.849,40**	**11.339,10**	**34.836,02**
1	Bắc Bộ	8,60	34,40	165,98	309,60	309,60	309,60	1.137,78
2	Bắc Trung Bộ	-	86,00	142,76	200,38	258,00	429,14	1.116,28
3	Trung Trung Bộ	-	286,38	515,14	715,52	829,90	829,90	3.176,84
4	Tây nguyên	28,38	743,90	1.030,28	1.546,28	1.889,42	2.977,32	8.215,58
5	Nam trung Bộ	86,00	515,14	601,14	743,90	1.087,90	1.288,28	4.322,36
6	Nam Bộ	86,00	1.574,66	2.126,78	3.100,30	4.474,58	5.504,86	16.867,18
B	**Điện gió ngoài khơi**	**-**	**-**	**723,26**	**3.254,24**	**5.424,02**	**7.593,80**	**16.995,32**
	Nam trung Bộ	-	-	723,26	3.254,24	5.424,02	7.593,80	16.995,32
	Tổng	**208,98**	**3.240,48**	**5.305,34**	**9.870,22**	**14.273,42**	**18.932,90**	**51.831,34**

9.1.2 Năng lượng mặt trời

Căn cứ theo chiến lược phát triển NLTT quốc gia đã được Thủ tướng phê duyệt, giai đoạn 2021 – 2025, tổng công suất lắp đặt ĐMT là 13.600 MW, như vậy công suất lắp đặt thêm cho giai đoạn 2021-2025 sẽ là khoảng 8.970 MW[(1)] (tương đương 11.210 MWp). Giai đoạn 2026 – 2035, tổng công suất lắp đặt ĐMT đến 2035 sẽ là 44.400 MW, như vậy công suất lắp đặt thêm sẽ là khoảng 30.800MW (Tương đương 38.500 MWp). Lượng công suất ĐMT lắp đặt thêm cho giai đoạn này sẽ phân bổ cho các khu vực theo tiêu chí ưu tiên phát triển cho các khu vực có tiềm năng kinh tế ĐMT, còn nhiều quỹ đất năng lượng. Các khu vực khác của Trung bộ, các tỉnh phía Bắc và Tây Nam Bộ sẽ được phát triển ở mức độ hợp lý do quỹ đất các khu vực này nên được ưu tiên cho Nông nghiệp, trồng rừng và mục đích dân sinh khác.

Căn cứ theo số 84/BCT-ĐL ngày 07/01/2021 của Bộ Công Thương trình Thủ tướng Chính phủ về báo cáo kết quả rà soát điện mặt trời đã hoàn thành thẩm định toàn quốc về tình hình quy hoạch như sau:

---

(1) Đã được làm tròn.

Bảng 9-6 Tổng hợp quy mô công suất nguồn điện mặt trời đã hoàn thành thẩm định toàn quốc

Đơn vị: MWp

TT	Vùng	Đã hoàn thành thẩm định
1	Khu vực miền Bắc và Bắc Trung Bộ	1.197,8
2	Khu vực Nam Trung Bộ	579,0
3	Khu vực Tây Nguyên	2.114,0
4	Khu vực Đông Nam Bộ	1.820,0
5	Khu vực Tây Nam Bộ	1.328,4
	Toàn quốc	**7.039,2**

Theo chương 5 tiềm năng và khả năng khai thác nguồn điện mặt trời theo phương diện tiềm năng kỹ thuật của nguồn điện mặt trời là:

- Trên mặt đất: 1.568.551 MWp;
- Trên mặt nước: 123.481.098 MWp;
- Trên mái nhà: 76.342.864 MWp.

Theo số liệu cập nhật của EVN, đến ngày 25/12/2020 đã có 83.000 công trình ĐMTMN được đấu nối vào hệ thống điện với tổng công suất lắp đặt lên tới gần 4.700 MWp. Tổng sản lượng phát điện lên lưới từ ĐMTMN lũy kế đến nay đã đạt hơn 1,13 tỷ kWh.

Tổng tiềm năng điện mặt trời áp mái toàn quốc lên tới 60GW, trong đó chủ yếu nằm ở khu vực miền Nam 25GW. Quy mô tiềm năng này sẽ là giới hạn trên để 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 xem bảng sau:

Bảng 9-7 Quy mô công suất nguồn điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch và đã đăng ký chưa được bổ sung QHĐ VII ĐC

Đơn vị: MW

TT	Tên vùng	Đã được bổ sung quy hoạch	Đăng ký đầu tư nhưng chưa được bổ sung QH
1	Bắc Bộ	8	32
2	Bắc Trung Bộ	314	1818
3	Trung Trung Bộ	338	1550
4	Tây Nguyên	1136	6584
5	Nam Trung Bộ	5394	9636
6	Nam Bộ	4155	12231
	Tổng	**11.346**	**31.851**

Nguồn: Tổng hợp từ Viện Năng Lượng – tháng 10/2020

Từ các nội dung phân tích trên Đề án đề xuất phương án quy hoạch phát triển nguồn điện mặt trời toàn quốc giai đoạn 2020-2000, tầm nhìn đến năm 2050 như sau:

Bảng 9-8 Phương án phát triển nguồn điện mặt trời theo quy mô công suất

Đơn vị: MWp

STT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Khu vực Bắc bộ	594	1069	2851	5796	15927	26237
II	Khu vực Bắc trung bộ	990	2376	4277	7728	7964	23334
III	Khu vực Trung trung bộ	2376	2851	3421	4637	5309	18594
IV	Khu vực Tây nguyên	5940	7128	7128	8501	7964	36660
V	Khu vực Nam trung bộ	5940	4396	3707	4250	5309	23602
VI	Khu vực Nam bộ	3960	5940	7128	7728	10618	35374
Toàn quốc		**19800**	**23760**	**28512**	**38640**	**53090**	**163802**

Bảng 9-9 Phương án phát triển nguồn điện mặt trời theo sản lượng điện

Đơn vị: kTOE

STT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Khu vực Bắc bộ	65	116	310	631	1733	**2.855**
II	Khu vực Bắc trung bộ	113	270	486	879	906	**2.653**
III	Khu vực Trung trung bộ	295	354	424	575	658	**2.306**
IV	Khu vực Tây nguyên	881	1057	1057	1261	1181	**5.439**
V	Khu vực Nam trung bộ	898	665	561	643	803	**3.569**
VI	Khu vực Nam bộ	605	907	1088	1180	1621	**5.402**
Toàn quốc		**2.856**	**3.369**	**3.927**	**5.168**	**6.903**	**22.224**

9.1.3 Năng lượng sinh khối

Quy hoạch năng lượng sinh khối được xây dựng theo 4 phương án khai thác điện sinh khối quốc gia được xây dựng thông qua 4 kịch bản phát triển (đã nêu ở phần tiềm năng thương mại nguồn sinh khối).

Khi xem xét về "giá" đối với 4 kịch bản thì có sự chênh lệch về công suất điện được khai thác. Với kịch bản 1 có thể khai thác 470 MW (tương đương 1.692GWh) chủ yếu là điện bã mía. Thực hiện theo kịch bản 2 có thêm một loạt các dự án điện trấu, điện gỗ-củi và điện sinh khối khác được khai thác, khi đó tổng công suất lắp đặt là 3.000 MW (tương đương 17.957 GWh), cao hơn kịch bản 1 là 2.530MW. Kịch bản 3, tổng công suất điện SK là 5.884 MW (tương đương 36.703 GWh). Kịch bản 4 là kịch bản có công suất lắp đặt cao nhất với 7.184 MW, sản lượng điện sản xuất ước đạt 43.203 GWh.

Đánh giá, so sánh các kịch bản thì KỊCH BẢN 2 được lựa chọn cho phát triển trong giai đoạn quy hoạch từ nay đến 2025, định hướng đến 2050.

Bảng dưới đây tổng hợp quy mô công suất và điện năng sản xuất từ nguồn điện sinh khối theo kịch bản lựa chọn cho từng giai đoạn từ nay đến năm 2050.

Bảng 9-10 Phương án phát triển nguồn điện sinh khối

Đơn vị: MW

STT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					
		2025	2030	2035	2040	2045	Tổng
I	Bắc Bộ	53	122	306	489	10	**980**
II	Bắc Trung Bộ	131	85	53	20	20	**309**
III	Trung Trung Bộ	14	90	70	50	20	**244**
IV	Tây Nguyên	85	59	45	30	10	**229**
V	Nam Trung Bộ	0	60	85	110	10	**265**
VI	Nam Bộ	390	232	331	430	130	**1513**
	Toàn Quốc	**673**	**648**	**889**	**1129**	**200**	**3539**

Bảng 9-11 Phương án phát triển nguồn điện sinh khối tính theo sản lượng điện

Đơn vị: kTOE

STT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	23	62	297	269	6	**657**
II	Bắc Trung Bộ	53	46	51	11	11	**173**
III	Trung Trung Bộ	4	49	68	26	11	**158**
IV	Tây Nguyên	29	26	38	17	6	**115**
V	Nam Trung Bộ	0	21	74	61	6	**162**
VI	Nam Bộ	190	111	315	240	73	**929**
	Toàn Quốc	**299**	**315**	**843**	**625**	**112**	**2194**

9.1.4 Năng lượng chất thải rắn

Phương án phát triển nguồn năng lượng chất thải rắn là ưu tiên các dự án nằm trong khu xử lý có công suất lớn hơn 454 tấn/ngày đối với chất thải rắn thông thường, công suất phát điện tương ứng khoảng 5MW. Các dự án đảm bảo các điều kiện cơ sở hạ tầng như đường giao thông, cấp điện, cấp nước và môi trường sẽ được ưu tiên thực hiện trước.

Đối với các nhà máy có công suất lớn hơn 5MW sẽ được phân kỳ đầu tư nhằm đảm bảo dự án khả thi về mặt kinh tế - kỹ thuật. Việc phân kỳ đầu tư sẽ giúp đánh giá đúng hơn các giải pháp kỹ thuật cũng như giảm được chi phí đầu tư ban đầu cho dự án.

Phát triển nguồn năng lượng chất thải rắn dể phát điện hiện nay, có 30 tỉnh có tiềm năng thương mại đến năm 2050, chiếm khoảng 47,62% số lượng các tỉnh trên toàn quốc. Trong đó, ba tỉnh có tiềm năng thương mại lớn nhất và công suất lớn hơn 50MW bao gồm tỉnh Long An, TP Hà Nội, và TP Hồ Chí Minh với giá trị lần lượt là 220MW, 60MW và 160MW đến năm 2025. Theo đánh giá tài chính, ba địa phương này được kiến nghị ưu tiên phát triển các dự án thí điểm.

Sau đây là phương án phát triển nguồn điện sử dụng nguyên liệu từ chất thải rắn được thống kê tại bảng sau:

Bảng 9-12 Phương án phát triển nguồn năng lượng chất thải rắn

Đơn vị: MW

STT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	90	125	160	195	235	**805**
II	Bắc Trung Bộ	10	10	13	15	15	**63**
III	Trung Trung Bộ	10	10	10	10	10	**50**
IV	Tây Nguyên	0	0	0	0	0	**0**
V	Nam Trung Bộ	5	5	8	10	10	**38**
VI	Nam Bộ	515	665	368	70	1020	**2638**
	Toàn Quốc	**630**	**815**	**558**	**300**	**1290**	**3593**

Bảng 9-13 Phương án phát triển nguồn điện sinh khối tính theo sản lượng điện

Đơn vị: kTOE

STT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	54	81	107	134	162	**538**
II	Bắc Trung Bộ	6	6	8	10	10	**41**
III	Trung Trung Bộ	6	6	7	7	7	**33**
IV	Tây Nguyên	0	0	0	0	0	**0**
V	Nam Trung Bộ	3	3	5	7	7	**25**
VI	Nam Bộ	310	429	239	48	702	**1727**
	Toàn Quốc	**379**	**526**	**366**	**206**	**888**	**2365**

9.1.5 Thủy điện nhỏ

Quan điểm quy hoạch

Việc quy hoạch các công trình thuỷ 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, thực hiện rà soát quy hoạch theo Nghị quyết 62 của Quốc hội, 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... 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 thuỷ 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 thuỷ điện 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 quy hoạch các công trình thuỷ điện nhỏ các tỉnh đã tiến hành xếp hạng thứ tự ưu tiên theo chỉ tiêu B/C thống nhất trong toàn quốc.

Căn cứ Quyết định số: 2068/QĐ-TTg ngày 25 tháng 11 năm 2015 của Thủ tướng Chính phủ về phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 với các nội dung chính về cơ cấu nguồn thủy điện nhỏ sau đây:

- Phát triển nguồn thủy điện truyền thống góp phần vào phát triển kinh tế, xã hội của các địa phương; cung cấp nguồn điện tại chỗ, nâng cao an toàn cung cấp điện.
- Phát triển phù hợp với quy hoạch phát triển nguồn thủy điện vừa và nhỏ của các địa phương, trên cơ sở đánh giá đầy đủ các tác động đến môi trường.
- Các dự án thủy điện nhỏ nối lưới thực hiện theo biểu giá chi phí tránh được.
- Điện năng sản xuất từ nguồn thủy điện tăng từ khoảng 56 tỷ kWh năm 2015 lên gần 90 tỷ kWh vào năm 2020; khoảng 96 tỷ kWh từ năm 2030.

Căn cứ Quyết định số: 428/QĐ-TTg ngày 18 tháng 3 năm 2016 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030 với các nội dung chính về cơ cấu nguồn thủy điện nhỏ như sau:

- Năm 2020: Nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (gồm: thủy điện nhỏ, điện gió, ĐMT, điện sinh khối) là 12,5%; Điện năng sản xuất từ nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (gồm: thủy điện nhỏ, điện gió, ĐMT, điện sinh khối) là 6,5%;
- Năm 2025: Nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (gồm: thủy điện nhỏ, điện gió, ĐMT, điện sinh khối) là 9,9%; Điện năng sản xuất từ nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (gồm: thủy điện nhỏ, điện gió, ĐMT, điện sinh khối) là 6,9%;
- Năm 2030: Nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (gồm: thủy điện nhỏ, điện gió, ĐMT, điện sinh khối) là 21%; Điện năng sản xuất từ nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (gồm: thủy điện nhỏ, điện gió, ĐMT, điện sinh khối) là 10,7%;

Căn cứ Nghị quyết số 55-NQ/TW ký ban hành 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, đối với thuỷ điện:

- Huy động tối đa các nguồn thuỷ điện hiện có. Phát triển có chọn lọc, bổ sung một số nguồn thuỷ điện nhỏ và vừa. Có chiến lược hợp tác phát triển thuỷ điện gắn với nhập khẩu điện năng dài hạn từ nước ngoài.
- Tầm nhìn đến năm 2045: Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; hình thành đồng bộ các yếu tố thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng XHCN; các phân ngành NL phát triển bền vững, sử dụng hiệu quả tài nguyên, bảo vệ môi trường và thích ứng với biến đổi khí hậu; nâng cao hệ thống hạ tầng NL phát triển đồng bộ, hiện đại, khả năng kết nối khu vực và quốc tế; chất lượng nguồn nhân lực, trình độ KH - CN và năng lực quản trị ngành năng lượng đạt trình độ tiên tiến.

Kết quả nghiên cứu phương án quy hoạch tổng thể năng lượng thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 về công nghệ TĐN phát điện được xây dựng quy hoạch như sau:

Xây dựng phương án quy hoạch

Thực hiện chỉ đạo của Chính phủ, Bộ Công Thương đã phối hợp với UBND các tỉnh rà soát lại quy hoạch thủy điện và loại khỏi quy hoạch 463 DATĐ chưa có nhà đầu tư quan

tâm, hoặc không đáp ứng được các tiêu chí về kinh tế, xã hội, môi trường. Bộ Công Thương đã báo cáo Chính phủ vào ngày 13 tháng 10 năm 2017, Chính phủ đã có Báo cáo số 436/BC-CP về triển khai thực hiện Nghị quyết số 62/2013/QH13 ngày 27 tháng 11 năm 2013 của Quốc hội về tăng cường công tác quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng, vận hành khai thác công trình thủy điện gửi Quốc hội. Hiện nay, Chính phủ chỉ đạo Bộ Công Thương tiếp tục phối hợp với UBND các tỉnh có DATĐ để rà soát, đánh giá công tác quản lý quy hoạch và đầu tư xây dựng các DATĐ và Bộ Công Thương sẽ tiếp tục phối hợp với UBND các tỉnh thực hiện việc này. Vì vậy, để phát triển bền vững và vận hành hiệu quả thủy điện vừa và nhỏ ở Việt Nam, cần chú trọng 5 giải pháp:

- Một là, nâng cao hiệu quả công tác rà soát, đánh giá quy hoạch thủy điện các công trình thủy điện đang vận hành khai thác.
- Hai là, tăng cường hơn nữa chức năng của các cơ quan quản lý nhà nước từ Trung ương đến địa phương về kiểm tra, giám sát, đôn đốc thực hiện và tuân thủ các quy định của pháp luật.
- Ba là, kiên quyết xử lý các trường hợp vi phạm hoặc không thực hiện nghiêm túc các quy định hiện hành.
- Bốn là, tăng cường hơn nữa sự phối hợp giữa các bộ, ngành và địa phương, thực hiện tốt công tác quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng, vận hành khai thác.
- Năm là, Chính phủ, các bộ, ngành chức năng sớm xem xét bổ sung, điều chỉnh các Nghị định, Thông tư, chế tài, thể chế để kịp thời đáp ứng với việc đầu tư phát triển thủy điện nhỏ đảm bảo hiệu quả và bền vững; xem xét việc thu hút đầu tư vào thủy điện nhỏ từ các nhà đầu tư nước ngoài.

Kết quả công tác rà soát, đánh giá quy hoạch thủy điện các công trình thủy điện nhỏ, tính đến hết tháng 6 năm 2018, theo 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 ∑Nlm = 2.860 MW. Trong đó:

- Nhà máy đang nghiên cứu đầu tư 246 dự án với tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm}$= 2.435,15MW.
- Nhà máy chưa nghiên cứu đầu tư 67 Dự án với tổng công suất lắp máy là ∑Nlm= 424,78 MW.

Bảng 9-14 Tổng hợp phương án quy hoạch thủy điện nhỏ cho phát điện

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	Số DA	$\sum N_{lm}$ (MW)	Sản lượng điện GWh/năm	Năng lượng kTOE/năm
I	Khu vực Bắc Bộ	150	1.474	13.332	1.147
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	30	242	917	79
III	Khu vực Trung Trung Bộ	38	410	1.558	134
IV	Khu vực Tây nguyên	55	384	1.626	140
V	Khu vực Nam trung Bộ	32	279	1.407	121
VI	Khu vực Nam Bộ	8	71	280	24
Tổng		313	2.860	19.120	1.644

Tổng tiềm năng kỹ thuật công nghệ thủy điện nhỏ cho phát điện được đề xuất phương án quy hoạch thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 theo mức độ tỷ lệ như sau:

1) Thời kỳ 2021-2025: 20%
2) Thời kỳ 2026-2030: 45%
3) Thời kỳ 2030-2040: 25%
4) Thời kỳ 2041-2050: 10%

Bảng 9-15 Phương án quy hoạch thủy điện nhỏ cho phát điện thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn năm 2050

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	2021-2025			2026-2030			2030-2040			2041 - 2050			Tổng khai thác (2021-2050)		
		$\sum N_{lm}$	Sản lượng điện GWh/năm	Năng lượng kTOE/năm	$\sum N_{lm}$	Sản lượng điện GWh/năm	Năng lượng kTOE/năm	$\sum N_{lm}$	Sản lượng điện GWh/năm	Năng lượng kTOE/năm	$\sum N_{lm}$	Sản lượng điện GWh/năm	Năng lượng kTOE/năm	$\sum N_{lm}$	Sản lượng điện GWh/năm	Năng lượng kTOE/năm
I	Bắc Bộ	295	2,666	**229**	663	6,000	**516**	369	3,333	**287**	147	1,333	**115**	1,474	13,332	**1,147**
II	Bắc Trung Bộ	48	183	**16**	109	413	**35**	61	229	**20**	24	92	**8**	242	917	**79**
III	Trung Trung Bộ	82	312	**27**	185	701	**60**	103	389	**33**	41	156	**13**	410	1,558	**134**
IV	Tây nguyên	77	325	**28**	173	732	**63**	96	407	**35**	38	163	**14**	384	1,626	**140**
V	Nam trung Bộ	56	281	**24**	125	633	**54**	70	352	**30**	28	141	**12**	279	1,407	**121**
VI	Nam Bộ	14	56	**5**	32	126	**11**	18	70	**6**	7	28	**2**	71	280	**24**
Tổng		**572**	**3,824**	**329**	**1,287**	**8,604**	**740**	**715**	**4,780**	**411**	**286**	**1,912**	**164**	**2,860**	**19,120**	**1,644**

9.1.6 Năng lượng tái tạo khác

Thủy triều

Xây dựng tiêu chí lựa chọn địa điểm khảo sát

Trên cơ sở kết quả phân tích đánh giá tiềm năng thủy triều, sự tham khảo các công trình NMĐTT đã được xây dựng và thiết kế của các nước trên thế giới có độ lớn triều tương tự ven bờ biển Việt Nam, cũng như khả năng công nghệ trong nước và thế giới hiện nay. Với các điều kiện tự nhiên và khách quan có liên quan, chúng tôi xây dựng các tiêu chí sau đây để làm cơ sở cho việc lựa chọn khảo sát các địa điểm phục vụ cho qui hoạch NMĐTT.

1- Vùng có độ lớn triều > 2m

2- Vùng có diện tích lớn

3- Vùng có chế độ thuỷ triều đồng nhất (nhật triều đều, bán nhật triều)

4- Vùng có tỷ lệ độ dài đập / tổng năng lượng khai thác (L/NL_{KT}) nhỏ

5- Vùng không có sóng thần xảy ra.

6- Vùng ít liên quan tới an ninh quốc phòng

7- Vùng ít gây ảnh hưởng tới môi trường sinh thái trong khi xây dựng cũng như trong quá trình vận hành NMĐTT

8- Vùng có điều kiện khai thác vật liệu xây dựng đập tại chỗ (đá, cát, sỏi, đất,...).

9- Ưu tiên những vùng có đủ 8 tiêu chí trên và có tổng công suất định mức $N_{ĐM}$>100MW, gần lưới điện .

10- Phải bảo đảm tính kinh tế, tài chính trong đầu tư và khai thác điện năng.

Cơ sở để lựa chọn tiêu chí

- Độ lớn triều và việc xây dựng NMĐTT
- Diện tích vũng, vịnh với việc xây dựng NMĐTT
- Chế độ thuỷ triều với việc xây dựng NMĐTT
- Tỷ lệ độ dài đập trên tổng điện năng khai thác NMĐTT
- Sóng thần với việc xây dựng NMĐTT
- Môi trường sinh thái với việc xây dựng và vận hành NMĐTT
- Vật liệu xây dựng khai thác tại chỗ với việc xây dựng NMĐTT
- Quy mô công suất lắp đặt NMĐTT
- Tính kinh tế trong xây dựng và khai thác NMĐTT

Lựa chọn địa điểm khảo sát

Trên cơ sở đề xuất các tiêu chí, vùng biển có chế độ triều là bán nhật triều đều và có cùng độ lớn triều (bằng độ lớn triều vùng Quảng Ninh - vùng có độ lớn triều lớn nhất) để so

sánh, nên nhược điểm của vùng biển Việt Nam chính là chế độ triều (Nhật triều đều) do vậy khả năng khai thác điện năng chỉ bằng 1/2 so với vùng biển của các nước Châu Âu (Nga, Tây Ban Nha, Đức). Tính khả thi xây dựng NMĐTT của vùng Quảng Ninh nói riêng và biển Việt nam nói chung chỉ còn trông chờ vào ưu thế diện tích lớn, độ dài đê đập và phương án kỹ thuật cũng như các điều kiện khác về địa hình, địa đạo, điều kiện tự nhiên.v.v…

Về kỹ thuật và công nghệ, để xây dựng NMĐTT ở vùng biển Việt Nam không có trở ngại lớn (với kỹ thuật của thế giới ngày nay), cần khảo sát cụ thể để có thể sơ bộ thiết kế và đánh giá tính kinh tế nếu xây dựng NMĐTT trên các địa điểm sau đây: (1) - Vùng 1 - Quảng Ninh; (2) - Vùng 2 - Quảng Ninh; (3) - Vùng 11 - Bình Định - Qui Nhơn; (4) - Lưu vực sông Cửu Long

Trong 4 vùng nêu trên, riêng vùng 3 cần khảo sát với mục đích giúp đánh giá khả năng khai thác điện năng thuỷ triều của hàng loạt các vùng thuộc biển dọc miền Trung và Trung Nam Bộ. Vùng 4 đánh giá khả năng khai thác điện thuỷ triều ở qui mô nhỏ trên các kênh rạch thuộc hệ thống sông Cửu Long làm nguồn điện sử dụng tại chỗ.

Xây dựng phương án quy hoạch

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 tỉnh 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.

Ven biển Nam bộ Việt Nam có nhiều vùng có độ lớn triều ATB>2m÷3m, có thể nghiên cứu để xây dựng các trạm phát ĐTT công suất nhỏ kết hợp với hệ thống thuỷ lợi, chống xâm thực mặn, nuôi trồng hải sản, để cấp điện tại chỗ.

Để có thể xây dựng được NMĐTT tại Việt Nam có tính khả thi cao, cần thực hiện các bước tính toán, khảo sát hết cụ thể, trên cơ sở lợi ích kinh tế, môi trường chung của cả nước trong tương lai, đồng thời kết hợp chặt chẽ với các qui hoạch của các ngành kinh tế khác liên quan tới vùng có dự kiến lựa chọn NMĐTT. Giá đầu tư và giá điện năng của NMĐTT phụ thuộc vào chế độ triều, độ lớn triều và địa hình của từng vùng, giải pháp CN điện thủy triều chưa phù hợp với điều kiện KT - KT của Việt Nam.

Do vậy, Đề án đề xuất đưa vào quy hoạch phát triển công nghệ thủy triều cho phát điện thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 theo mức độ tỷ lệ như sau:

- ✓ Thời kỳ 2021-2025: 0%
- ✓ Thời kỳ 2026-2030: 0%
- ✓ Thời kỳ 2030-2040: 0%
- ✓ Thời kỳ 2041-2050: 20%

Bảng 9-16 Phương án quy hoạch thủy triều cho phát điện thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn năm 2050

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	Tiềm năng kỹ thuật (MWh/năm)	2021-2025		2026-2030		2031-2040		2041- 2050		Tổng (2021-2050)	
			Sản lượng điện MWh/năm	Năng lượng kTOE/năm	Sản lượng điện MWh/năm	Năng lượng kTOE/năm	Sản lượng điện GWh/năm	Năng lượng kTOE/năm	Sản lượng điện MWh/năm	Năng lượng kTOE/năm	Sản lượng điện MWh/năm	Năng lượng kTOE/năm
I	Bắc Bộ	1.506.000							301.200	25,90	301.200	25,90
II	Bắc Trung Bộ											
III	Trung Trung Bộ	3.848.300							769.660	66	769.660	66,19
IV	Tây nguyên	-										
V	Nam trung Bộ	8.386.500							1.677.300	144	1.677.300	144,25
VI	Nam Bộ	Khai thác tại chỗ, công suất nhỏ										
Tổng		**13.740.800**	-	-	-	-	-	-	**2.748.160**	**236**	**2.748.160**	**236,34**

Địa nhiệt

- Lựa chọn phương án quy hoạch phát triển năng lượng địa nhiệt để phát điện giai đoạn đầu tốt nhất là xây dựng thí điểm quy mô quy hoạch.
- Các dự án được ưu tiên phải đảm bảo điều kiện tài chính của dự án.
- Đối với các khu vực có khả năng lắp đặt công suất phát điện lớn sẽ được phân kỳ đầu tư nhằm đảm bảo dự án khả thi về mặt kinh tế - kỹ thuật. Việc phân kỳ đầu tư sẽ giúp đánh giá đúng hơn các giải pháp về kỹ thuật, đồng thời cũng giảm được chi phí đầu tư ban đầu cho dự án.

Bảng 9-17 Phương án phát triển nguồn điện địa nhiệt

Đơn vị: MW

STT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ			17	77	76	**170**
II	Bắc Trung Bộ			6	6	15	**27**
III	Trung Trung Bộ			9	19	23	**51**
V	Nam Trung Bộ			-	13	9	**22**
VI	Nam Bộ			4	5	5	**14**
Toàn quốc		-	-	**35**	**121**	**128**	**284**

Bảng 9-18 Phương án phát triển nguồn điện địa nhiệt tính theo sản lượng điện

Đơn vị: kTOE

STT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ			7,08	32,60	32,60	72,29
II	Bắc Trung Bộ			2,54	2,67	6,49	11,71
III	Trung Trung Bộ			3,80	8,26	9,79	21,85
V	Nam Trung Bộ			-	5,73	3,76	9,49
VI	Nam Bộ			1,54	2,31	2,31	6,16
Toàn quốc				**14,97**	**51,58**	**54,96**	**121,50**

Khí sinh học

Hiện nay, số lượng trang trại ngày càng phát triển lên tới 11.721 trang trại (thống kê của Cục chăn nuôi năm 2019) với số lượng trên 500 đến hàng nghìn đầu gia súc. Những trang trại cần phải có thiết bị xử lý chất thải quy mô lớn (vài chục đến hàng trăm mét khối KSH/ngày) - Quy mô này là nguồn cấp điện tại chỗ từ khí sinh học. Đối với qui mô hàng vạn đầu gia súc trở lên thì xử lý chất thải chăn nuôi bằng phương pháp công nghiệp (vài

trăm đến hàng nghìn mét khối thể tích KSH/ngày) sẽ cho sản lượng điện từ hàng trăm kWh đến hàng chục MWh - sẽ đưa điện lên lưới cung cấp cho khu vực lân cận.

Dựa trên điều kiện kinh tế phát triển bền vững và môi trường xanh, sạch với các dự án về xử lý chất thải hữu cơ 10% hộ gia đình tiềm năng là 200000 thiết bị KSH quy mô gia đình và 50% số lượng trang trại quy mô thiết bị KSH từ 100m^3 trở lên là khoảng trên 10000 thiết bị năm 2019. Kịch bản cơ sở được đề xuất sản lượng khí sinh học cho cấp nhiệt là 100 triệu m^3 khí và công suất điện tại chỗ là 8400 MWh.

Phương án quy hoạch phát triển nguồn điện khí sinh học giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn tới 2050 như bảng sau:

Bảng 9-19 Phương án phát triển nguồn điện khí sinh học

Đơn vị: MW

STT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	-	0,54	1,07	1,07	1,61	**4,30**
II	Bắc Trung Bộ	-	0,15	0,29	0,29	0,44	**1,18**
III	Trung Trung Bộ	-	0,02	0,04	0,04	0,06	**0,16**
IV	Nam Trung Bộ	-	-	-	-	-	**-**
V	Nam Bộ	-	0,05	0,10	0,10	0,15	**0,41**
VI	Bắc Bộ	-	0,12	0,24	0,24	0,36	**0,97**
Toàn quốc		**-**	**0.88**	**1,75**	**1,75**	**2,63**	**7,01**

Bảng 9-20 Phương án phát triển nguồn điện khí sinh học tính theo năng lượng

Đơn vị: kTOE

STT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	-	0,06	0,11	0,11	0,17	0,44
II	Bắc Trung Bộ	-	0,02	0,03	0,03	0,05	0,12
III	Trung Trung Bộ	-	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02
IV	Nam Trung Bộ	-	-	-	-	-	-
V	Nam Bộ	-	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04
VI	Bắc Bộ	-	0,01	0,03	0,03	0,04	0,10
Toàn quốc		**-**	**0,09**	**0,18**	**0,18**	**0,27**	**0,72**

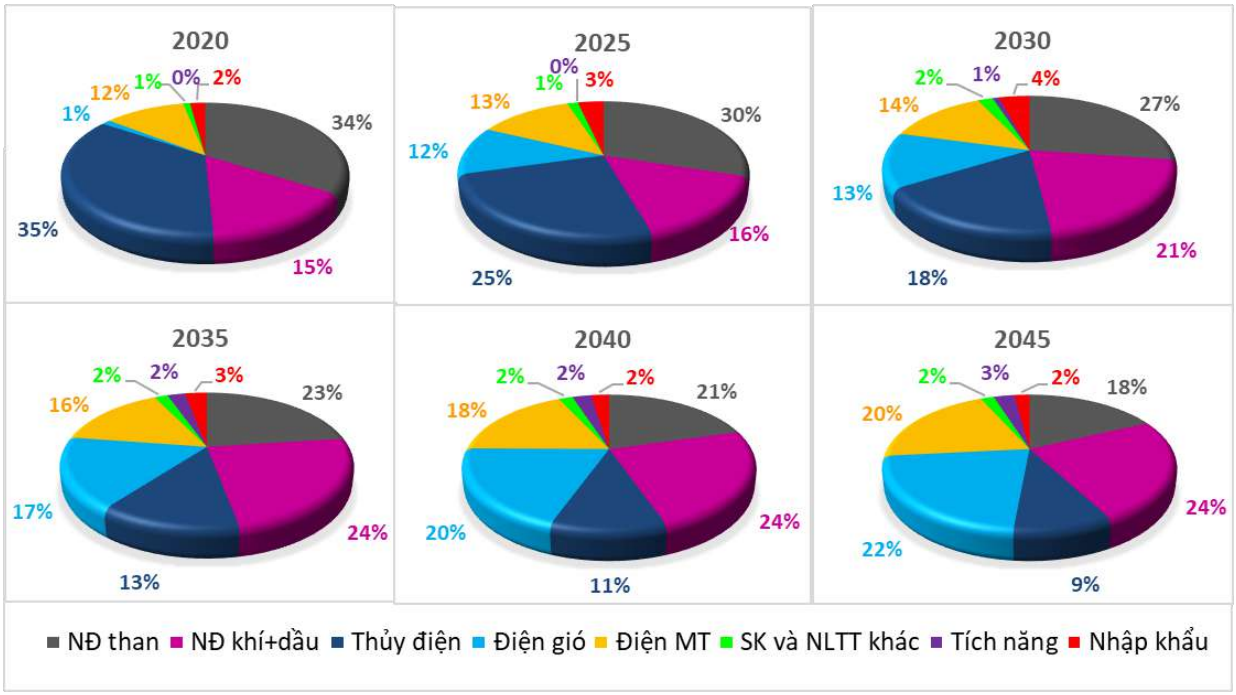
9.1.7 Tổng hợp phương án phát triển năng lượng tái tạo cho sản xuất điện

Phương án phát triển năng lượng tái tạo cho sản xuất điện được xây dựng dựa trên các yếu tố tiềm năng kỹ thuật của các loại năng lượng tái tạo cho phát điện. Đồng thời đã được xem xét và tính toán kỹ lưỡng trong QHĐ VIII, đặt trong các mối tương quan với các loại hình nguồn phát điện khác, nhằm đảm bảo cân đối công suất và điện năng toàn quốc theo các kịch bản phụ tải và tần suất nước.

Cơ cấu công suất nguồn điện toàn quốc 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 49% năm 2020, 48% năm 2030 và 53% năm 2045.

Đối với riêng lĩnh vực năng lượng tái tạo cho sản xuất điện, cơ cấu công suất nguồn điện gió và mặt trời vẫn là 2 loại hình nguồn chiếm tỷ trọng cao nhất. Cơ cấu công suất nguồn điện mặt trời có tỷ trọng 12% vào năm 2020, 14% vào năm 2030 và tăng lên 20% vào năm 2045. Trong khi đó, điện gió có cơ cấu tăng khá nhanh trong giai đoạn 2021-2025, năm 2020 tỷ trọng công suất điện gió mới chỉ 1%, thì đến năm 2025 và 2030 có tỷ trọng tương ứng là 12% và 13%; năm 2045 tỷ trọng tăng lên 22%.

Cơ cấu công suất theo các năm trình bày trong hình vẽ:



Hình 9-1 Sự thay đổi cơ cấu công suất nguồn điện theo các mốc thời gian (KB phụ tải cơ sở - QHĐ VIII)

Tổng hợp công suất (MW) và điện năng quy đổi (TOE) của các nguồn năng lượng tái tạo cho sản xuất điện giai đoạn 2021-2030 và 2031-2045 được thể hiện chi tiết trong các bảng dưới đây:

Bảng 9-21 Tổng hợp Phương án quy hoạch phát triển nguồn điện toàn quốc

Đơn vị: MW

TT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển						Tổng
		2020	2025	2030	2035	2040	2045	
1	Điện gió trên bờ và gần bờ	730,0	11.320	16.010	23.110	30.910	39.610	**121.690**

TT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển						Tổng
		2020	2025	2030	2035	2040	2045	
2	Điện gió ngoài khơi	-	-	2.000	9.000	15.000	21.000	**47.000**
3	Điện mặt trời		19.800	23.760	28.512	38.640	53.090	**163.802**
4	Điện sinh khối		673	648	889	1.129	200	**3.539**
5	Chất thải rắn		630	815	558	300	1.290	**3.593**
6	Thủy điện nhỏ		572,0	1.287,0	715,0		286,0	**2.860**
7	Điện thủy triều						784	**784**
8	Điện địa nhiệt				35	121	128	**284**
9	Điện khí sinh học			0,88	1,75	1,75	2,63	**7,01**
Toàn Quốc		**730,0**	**32.995,0**	**44.520,88**	**62.820,75**	**86.101,75**	**116.390,92**	**343.559,30**

Bảng 9-22 Tổng hợp Phương án quy hoạch phát triển nguồn điện toàn quốc tính theo sản lượng điện

Đơn vị: kTOE

TT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
1	Điện gió trên bờ và gần bờ	3.240,48	4.582,08	6.615,98	8.849,40	11.339,10	**34.836,02**
2	Điện gió ngoài khơi	-	-	723,26	3.254,24	5.424,02	**7.593,80**
3	Điện mặt trời	2.856	3.369	3.927	5.168	6.903	**22.224,00**
4	Điện sinh khối	2.856	3.369	3.927	5.168	6.903	**22.224,00**
5	Chất thải rắn	379	526	366	206	888	**2.365,00**
6	*Thủy điện nhỏ*	329	740	411		164	**1.644,00**
7	Điện thủy triều					236	**236,34**
8	Điện địa nhiệt			14,97	51,58	54,96	**121,50**
9	Điện khí sinh học	-	0,09	0,18	0,18	0,27	**0,72**
Toàn Quốc		**9.660,48**	**12.586,17**	**15.985,39**	**22.697,40**	**31.912,35**	**91.245,38**

9.2 Phương án quy hoạch năng lượng tái tạo cho sản xuất nhiệt

9.2.1 Năng lượng mặt trời

Sản xuất nhiệt từ năng lượng mặt trời tại Việt Nam chủ yếu vẫn đến từ các thiết bị dàn đun nước nóng năng lượng mặt trời. Quy hoạch cho sản xuất nhiệt từ năng lượng mặt trời căn cứ theo một số cơ sở như sau:

- QĐ 2068/QĐ-TTg về "Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050"
- Nghị quyết số 55-NQ/TW về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia
- Dự báo dân số Việt Nam 2014-2049 xuất bản năm 2016 của Tổng Cục Thống kê

Phương án quy hoạch phát triển sản xuất nhiệt từ năng lượng mặt trời giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn tới 2050 như bảng sau:

Bảng 9-23 Phương án phát triển thiết bị sử dụng NLMT để cung cấp nhiệt tính theo diện tích hấp thụ

Đơn vị: m^2

STT	Diện tích hấp thụ/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Khu vực Bắc Bộ	1.670.067	3.340.133	5.010.200	3.340.133	3.340.133	**16.700.667**
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	435.283	870.567	1.305.850	870.567	870.567	**4.352.833**
III	Khu vực Trung Trung Bộ	266.500	533.000	799.500	533.000	533.000	**2.665.000**
IV	Khu vực Tây nguyên	213.200	426.400	639.600	426.400	426.400	**2.132.000**
V	Khu vực Nam trung Bộ	328.683	657.367	986.050	657.367	657.367	**3.286.833**
VI	Khu vực Nam Bộ	1.572.350	3.144.700	4.717.050	3.144.700	3.144.700	**15.723.500**
	Toàn quốc	**4.486.083**	**8.972.167**	**13.458.250**	**8.972.167**	**8.972.167**	**44.860.833**

Bảng 9-24 Phương án phát triển thiết bị sử dụng NLMT để cung cấp nhiệt tính theo năng lượng

Đơn vị: kTOE

STT	Khu vực/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	135,58	271,16	406,74	271,16	271,16	1.355,81
II	Bắc Trung Bộ	35,38	70,75	106,13	70,75	70,75	353,76
III	Trung Trung Bộ	21,74	43,47	65,21	43,47	43,47	217,35
IV	Tây nguyên	17,57	35,14	52,71	35,14	35,14	175,70

STT	Khu vực/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
V	Nam trung Bộ	25,93	51,86	77,80	51,86	51,86	259,32
VI	Nam Bộ	128,86	257,73	386,59	257,73	257,73	1.288,63
	Tổng	365,06	730,11	1,095,17	730,11	730,11	3.650,57

9.2.2 Định hướng phát triển khí sinh học

- Công nghệ Năng lượng khí sinh học vẫn sẽ song song phát triển theo 2 hướng: Hầm KSH cho gia đình và Hệ thống KSH cho trang trại lớn, các nhà máy chế biến lương thực-thực phẩm…
- Các hộ gia đình có thiết bị khí sinh học xử lý chất thải chăn nuôi quy mô nhỏ (thể tích từ 5 ÷ 50m^3), sử dụng khí để cấp nhiệt cho đun nấu và sinh hoạt hàng ngày. Số lượng hộ gia đình có tiềm năng khí sinh học là 2 triệu (theo mục tiềm năng khí sinh học).
- Tăng quy mô sử dụng công nghệ khí sinh học với thể tích xây dựng từ khoảng 8 triệu m^3 vào năm 2020; khoảng 60 triệu m^3 vào năm 2030 và khoảng 100 triệu m^3 vào năm 2050.

Bảng 9-25 Phương án phát triển KSH cho sản xuất nhiệt

Đơn vị: kTOE

TT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	16	8	4,08	4,08	4	**37**
II	Bắc Trung Bộ	5,3	2,7	1,3	1,3	1,3	**12,0**
III	Trung Trung Bộ	2,7	1,3	0,7	0,7	0,7	**6,0**
IV	Tây Nguyên	2,3	1,1	0,6	0,6	0,6	**5,1**
V	Nam Trung Bộ	2,9	1,4	0,7	0,7	0,7	**6,5**
VI	Nam Bộ	7,4	3,7	1,8	1,8	1,8	**16,6**
Toàn Quốc		**42,21**	**21,11**	**10,55**	**10,55**	**10,55**	**94,98**

9.2.3 Định hướng phát triển sinh khối

Chuyển đổi việc sử dụng năng lượng sinh khối truyền thống trong nấu ăn tại hộ gia đình và trong công nghiệp, tiểu thủ công nghiệp địa phương từ các bếp truyền thống và thiết bị có hiệu suất thấp bằng các bếp, thiết bị chuyển hóa năng lượng sinh khối tiên tiến, hiệu suất cao. Đưa tỷ lệ số hộ gia đình sử dụng bếp tiên tiến, hiệu suất cao từ mức không đáng kể hiện nay lên đạt khoảng 30% vào năm 2020; khoảng 60% vào năm 2025 và từ năm 2030, hầu hết các hộ dân nông thôn đều sử dụng bếp có hiệu suất cao, hợp vệ sinh.

Nguồn năng lượng sinh khối để sản xuất nhiệt cho các mục đích sử dụng, bao gồm một số dạng sau:

- Lượng sinh khối cho đun nấu hộ gia đình: mặc dù nhu cầu sử dụng sinh khối cho mục đích này có xu hướng giảm, tuy nhiên, sinh khối vẫn giữ vai trò quan trọng trong đời sống của người dân nông thôn.
- Lượng sinh khối cho sấy lúa, lò đốt, lò nung: Trấu là dạng sinh khối phù hợp nhất.
- Lượng sinh khối cho sản xuất nhiệt và điện sử dụng cho tự dùng của các nhà máy chế biến: Các nhà máy đường hoàn toàn có thể khai thác hiệu quả tối đa nguồn bã mía.

Theo số liệu ước tính, đến năm 2035 có khoảng 27 triệu tấn sinh khối được sử dụng cho các nhu cầu thiết yếu như đun nấu hộ gia đình, sấy thóc, lò đốt thủ công, … Trong đó, lượng gỗ củi được sử dụng nhiều nhất (chiếm khoảng trên 40%), tiếp đến là bã mía (với tỷ lệ trên 20%), còn lại là các dạng phụ phẩm nông nghiệp khác.

Bảng 9-26 Tiêu thụ NLSK theo loại SK & loại sử dụng, năm 2019 [2]

Đơn vị: KTOE

Theo loại sử dụng cuối cùng		Theo loại sinh khối					Tổng
		Gỗ củi	Trấu	Rơm	Bã mía	SK khác	
Nhiệt	Các bếp (nấu ăn HGĐ)	5.785	554	1.579	138	742	**8.798**
	Các lò nung (VLXD)	862	182	-	-	130	**1.174**
	Các lò đốt (CBNS- TP)	1.374	132	-	120	838	**2.464**
Điện	Đồng phát NL	-	-	-	603	-	**603**
Tổng		**8.021**	**868**	**1.579**	**861**	**1.709**	**13.038**

Nguồn: *VNL, báo cáo nghiên cứu mẫu về quy hoạch NL gỗ ở Việt nam*

Tổng hợp quy hoạch sử dụng sinh khối cho mục đích sử dụng nhiệt được thể hiện tại bảng sau:

Bảng 9-27 Phương án phát triển NLSK cho sản xuất nhiệt tính theo khối lượng

Đơn vị: Tấn

TT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	2.393.830	2.374.082	2.355.181	2.336.281	2.281.828	**11741202**
II	Bắc Trung Bộ	1.932.336	1.907.674	1.888.700	1.869.726	1.812.017	**9410453**
III	Trung Trung Bộ	867.807	855.148	847.924	840.699	803.459	**4215037**
IV	Tây Nguyên	1.191.355	1.200.509	1.201.867	1.203.225	1.198.524	**5995480**

[2] *Nội suy từ kết quả đánh giá cho năm 2005 & 2008*

TT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
V	Nam Trung Bộ	1.393.772	1.387.390	1.381.941	1.376.492	1.360.101	**6899696**
VI	Nam Bộ	9.239.656	8.195.619	6.289.304	4.382.989	8.155.701	**36263269**
Toàn Quốc		**17.018.756**	**15.920.422**	**13.964.917**	**12.009.411**	**15.611.630**	**74525137**

Bảng 9-28 Phương án phát triển NLSK cho sản xuất nhiệt tính theo năng lượng

Đơn vị: kTOE

TT	Khu vực/Năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
I	Bắc Bộ	380	376	373	370	361	**1860**
II	Bắc Trung Bộ	295	291	288	285	275	**1434**
III	Trung Trung Bộ	133	131	130	129	123	**646**
IV	Tây Nguyên	179	181	181	181	180	**902**
V	Nam Trung Bộ	205	204	203	202	199	**1013**
VI	Nam Bộ	1.306	1.135	878	621	1.128	**5068**
Toàn Quốc		**2.498**	**2.318**	**2.053**	**1.788**	**2.267**	**10923**

9.2.4 Tổng hợp định hướng phát triển NLTT cho phát nhiệt

Năng lượng tái tạo cho sản xuất nhiệt được khai thác chủ yếu từ nguồn năng lượng mặt trời cho mục đích đun nước nóng. Tổng năng lượng mặt trời cho sản xuất nhiệt luôn chiếm tỷ trọng chủ yếu (khoảng 99,8%) trong cơ cấu năng lượng tái tạo phục vụ mục đích sản xuất nhiệt. Tổng hợp mawmh lượng tái tạo cho sản xuất nhiệt đến 2030, 2045 chi tiết trong bảng dưới đây:

Bảng 9-29 Tổng hợp Phương án phát triển nguồn NLTT để sản xuất nhiệt toàn quốc

Đơn vị: kTOE

TT	Hạng mục/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
1	Đun nước nóng mặt trời	656.500	1.313.000	1.969.500	1.313.000	1.313.000	**6.565.000**
2	Sinh khối (Nhiệt)	2.498	2.318	2.053	1.788	2.267	**10.924.00**
3	KSH (Đun nấu-Thắp sáng)	42,21	21,11	10,55	10,55	10,55	**94,97**
Toàn Quốc		**659.040,21**	**1.315.339,11**	**1.971.563,55**	**1.314.798,55**	**1.315.277,55**	**6.576.018,97**

9.3 Phương án quy hoạch năng lượng tái tạo cho mục đích khác

Phương án quy hoạch năng lượng tái tạo cho giao thông (nhiên liệu sinh học)

Về chủ trương chính sách, tính đến năm 2020 Chính phủ đặt mục tiêu phát triển NLTT tại **Quyết định số 2068/QĐ-TTg** ngày 25 tháng 11 năm 2015 phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050: Tăng sản lượng nhiên liệu sinh học từ khoảng 800 nghìn TOE, đáp ứng khoảng 5% nhu cầu nhiên liệu của ngành giao thông vận tải vào năm 2020; đạt khoảng 3,7 triệu TOE, đáp ứng khoảng 13% nhu cầu nhiên liệu của ngành giao thông vận tải vào năm 2030; đến năm 2050, sản lượng nhiên liệu sinh học đạt 10,5 triệu TOE, đáp ứng khoảng 25% nhu cầu nhiên liệu của ngành giao thông vận tải.

Thủ tướng Chính phủ cũng đã ban hành Quyết định số 53/QĐ-TTg về Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống. Theo đó 7 tỉnh thành phố, bao gồm: Hà Nội, Thành phố Hồ Chí Minh, Hải Phòng, Đà Nẵng, Cần Thơ, Quảng Ngãi, Bà Rịa - Vũng Tàu triển khai sản xuất, phối trộn, kinh doanh xăng E5 RON 92 cho phương tiện cơ giới đường bộ bắt đầu từ ngày 01/12/2014 và trên toàn quốc từ ngày 01/12/2015. Xăng E10 được sản xuất phối trộn, kinh doanh từ ngày 01/12/2016 đối với bảy tỉnh thành thí điểm và trên toàn quốc từ ngày 01/12/2017.

Báo cáo của Hiệp Hội Nhiên Liệu Sinh Học Việt Nam đã xác định đến tháng 12/2013, Việt Nam đã có 7 nhà máy sản xuất Ethanol với công suất lớn (công suất hơn 45 triệu lít/năm) và ít nhất 4 nhà máy sản xuất Ethanol với công suất nhỏ. Tổng mức đầu tư trên 500 triệu USD và tổng công suất thiết kế lên đến 600.000 CBM/năm.

Mặc dù các nhà máy Ethanol của Việt Nam đang có những lợi thế tốt, nhưng những khó khăn ngành Ethanol đang mắc phải đang khiến các nhà máy Ethanol Việt Nam không thể sản xuất đủ công suất, thậm chí còn phải ngừng sản xuất dài hạn. Trong 7 nhà máy Ethanol hiện nay, chỉ còn 2 nhà máy đang sản xuất đều đặn.

Từ những nội dung phân tích trên, đề án đề xuất phương án quy hoạch phát triển nhiên liệu sinh học như sau:

Bảng 9-30 Phương án quy hoạch phát triển NLSH tính theo khối lượng

Đơn vị: Triệu lít

STT	Khu vực/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
1	Khu vực Bắc Bộ	34,51	75,12	87,64	93,9	100,16	**391,33**
2	Khu vực Bắc Trung Bộ	19,38	42,2	49,24	52,755	56,27	**219,85**
3	Khu vực Trung Trung Bộ	23	50,07	58,41	62,585	66,76	**260,83**
4	Khu vực Tây nguyên	81,95	178,41	208,15	223,015	237,88	**929,40**
5	Khu vực Nam trung Bộ	39,82	86,7	101,15	108,375	115,6	**451,65**
6	Khu vực Nam Bộ	70,03	152,46	177,87	190,575	203,28	**794,22**
Toàn quốc		**268,69**	**584,97**	**682,46**	**731,205**	**779,96**	**3047,27**

Bảng 9-31 Phương án quy hoạch phát triển NLSH tính theo năng lượng

Đơn vị: kTOE

STT	Khu vực/năm	Quy mô lựa chọn phát triển					Tổng
		2025	2030	2035	2040	2045	
1	Khu vực Bắc Bộ	14,49	31,55	36,81	39,44	42,07	**164,36**
2	Khu vực Bắc Trung Bộ	8,14	17,72	20,68	22,155	23,63	**92,325**
3	Khu vực Trung Trung Bộ	9,66	21,03	24,53	26,285	28,04	**109,545**
4	Khu vực Tây nguyên	34,42	74,93	87,42	93,665	99,91	**390,345**
5	Khu vực Nam trung Bộ	16,73	36,42	42,48	45,515	48,55	**189,695**
6	Khu vực Nam Bộ	29,41	64,03	74,71	80,045	85,38	**333,575**
	Toàn quốc	**112,85**	**245,69**	**286,63**	**307,105**	**327,58**	**1279,845**

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

TẬP I: THUYẾT MINH CHÍNH

Chương 10 Phương án quy hoạch phát triển điện lực 2

10.1 Phương án quy hoạch phát triển nguồn điện 2

10.1.1 Cân bằng công suất – điện năng tương ứng với các kịch bản phụ tải 2

10.1.2 Nhu cầu nhiên liệu cho sản xuất điện 6

10.2 Phương án quy hoạch phát triển lưới điện.....7

10.3 Định hướng đấu nối nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện 8

10.4 Liên kết lưới điện khu vực.....10

10.4.1 Khả năng liên kết giữa hệ thống điện Việt Nam với hệ thống điện khu vực 10

10.4.2 Danh mục lưới điện truyền tải liên kết, trao đổi điện năng với các nước trong khu vực.....12

10.5 Định hướng phát triển điện nông thôn.....15

10.5.1 Chương trình điện khí hóa nông thôn trong giai đoạn quy hoạch.....15

10.5.2 Các giải pháp cung ứng điện cho các khu vực vùng sâu, vùng xa, mà lưới điện quốc gia không thể cấp tới được.....18

Phần III: Phương án phát triển kết cấu hạ tầng năng lượng thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050

Chương 10 Phương án quy hoạch phát triển điện lực

10.1 Phương án quy hoạch phát triển nguồn điện

10.1.1 Cân bằng công suất – điện năng tương ứng với các kịch bản phụ tải

Dựa trên các kết quả về khả năng cung cấp NLSC và nhu cầu điện trong phương án cân bằng năng lượng tổng thể đề xuất. Quy hoạch phát triển điện lực được xây dựng riêng trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia (Quy hoạch điện VIII). Nội dung trong chương này sẽ tổng kết các kết quả chủ yếu của Báo cáo Quy hoạch điện VIII trong mối tương quan chặt chẽ với Quy hoạch tổng thể về năng lượng.

Chương trình phát triển nguồn điện của Quy hoạch điện VIII được tính toán theo phương pháp cực tiểu hóa chi phí toàn 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 (khả năng khai thác trong nước và nhập khẩu than, khí cho phát điện, tiềm năng xây dựng các loại hình nguồn 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.

Chương trình phát triển nguồn điện của Quy hoạch điện VIII được tính toán theo các kịch bản với các ràng buộc về chính sách và điều kiện tính toán khác nhau. Các kịch bản tính toán được chia thành 3 nhóm kịch bản, thể hiện sự thay đổi khác nhau trong các quan điểm điều hành phát triển ngành điện của Chính phủ. Các nhóm kịch bản tính toán trong Quy hoạch điện VIII gồm:

- Kịch bản phụ tải cơ sở
- Kịch bản phụ tải cao:
- Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành: Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành đưa vào dự phòng khoảng 15% cho quy mô nguồn điện tăng thêm giai đoạn 2021-2030 so với Kịch bản phụ tải cao để dự phòng không thực hiện được 100% đầu tư nguồn điện

Quy mô công suất nguồn điện và cân bằng điện năng theo từng loại hình nguồn phát trong giai đoạn quy hoạch của các kịch bản được tổng hợp trong các bảng dưới đây như sau:

Bảng 10-1 Công suất nguồn điện (MW) ở Kịch bản phụ tải cơ sở

Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nhu cầu toàn quốc	59342	86479	114289	136496	154960	170806
Tổng nguồn toàn quốc	103067	131450	184360	245133	305380	369676

Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tổng công suất đặt (không tính ĐMT áp mái, nguồn đồng phát)	**93862**	**120995**	**172893**	**229650**	**284660**	**342604**
Tỷ lệ dự phòng thô	*58,2%*	*39,9%*	*51,3%*	*68,2%*	*83,7%*	*100,6%*
Tỷ lệ dự phòng trừ mặt trời	*43,5%*	*29,8%*	*33,8%*	*40,8%*	*45,9%*	*49,6%*
NĐ than/biomass/amoniac	28867	37467	37467	37467	37467	37467
TBKHH+NĐ khí nội, chuyển dùng LNG/hydrogen	10886	14930	14930	14930	14930	14930
TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	3500	14800	28400	28400	28400	28400
Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	0	150	1800	9000	15600	20900
NĐ+TBK dầu	561	0	0	0	0	0
Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	25779	26795	29856	31809	33319	35019
Điện gió	10700	11700	19770	28270	36170	42870
Điện gió offshore	0	0	7000	20000	30000	38000
Điện mặt trời quy mô lớn (MW)	8736	8736	19987	37471	58521	87116
Điện sinh khối và NLTT khác	980	1230	3090	4910	5160	5660
Nguồn lưu trữ	0	1250	4850	9650	15350	21200
Nhập khẩu	3853	3937	5743	7743	9743	11042
ĐMT mái nhà	*7755*	*7755*	*8167*	*10983*	*16220*	*22572*
NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	*1450*	*2700*	*3300*	*4500*	*4500*	*4500*

Bảng 10-2 Cân bằng điện năng (GWh) ở Kịch bản phụ tải cơ sở

TOÀN QUỐC	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tổng nhu cầu	**378326**	**551291**	**726996**	**864952**	**977000**	**1075733**
Tổng điện SX	**378326**	**551291**	**726996**	**864952**	**977000**	**1075733**
Cân đối thừa(+), thiếu(-)	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Trong đó						
NĐ than nội + than trộn/biomass/amoniac	90881	110067	112423	112046	101353	106020
NĐ than nhập/biomass/amoniac	55741	127791	138686	140160	138037	94300
TBKHH+NĐ khí nội	48422	58282	50690	56506	59319	58595
TBKHH LNG nhập (gồm cả các NM hiện trạng chuyển sang sử dụng LNG)/hydrogen	16449	74860	152125	158902	174277	196122
Nguồn nhiệt điện linh hoạt chạy khí hydrogen	0	120	1458	7454	18573	27376
NĐ+TBK dầu	324	0	0	0	0	0
Thuỷ điện	73865	75644	75284	75340	75801	75806
Thuỷ điện nhỏ, TĐ hồ thủy lợi	17981	20311	25045	27884	30667	35474
Điện gió (offshore+onshore)	28265	30425	75958	143037	197065	243252
Điện mặt trời + áp mái	26634	26634	44473	71719	108488	165403
Điện sinh khối và NLTT khác	4541	6405	17593	26186	23622	27792
Nhập khẩu	15414	15762	21261	27210	33168	37292
NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	1403	5553	12773	19539	18765	16923

Bảng 10-3 Công suất nguồn điện (MW) ở Kịch bản phụ tải cao

Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nhu cầu toàn quốc (Pmax)	**61357**	**93343**	**128791**	**162904**	**189917**	**209332**
Tổng công suất đặt toàn quốc	**106699**	**145185**	**219599**	**315929**	**413054**	**490916**

Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tổng công suất đặt (không tính ĐMT áp mái, nguồn đồng phát)	**97494**	**134730**	**208367**	**298156**	**387875**	**456482**
Tỷ lệ dự phòng thô	*58,9%*	*44,3%*	*61,8%*	*83,0%*	*104,2%*	*118,1%*
Tỷ lệ dự phòng trừ mặt trời	*44,7%*	*35,0%*	*42,6%*	*53,6%*	*64,2%*	*61,2%*
NĐ than/biomass/amoniac	28867	37467	37467	37467	37467	37467
TBKHH+NĐ khí nội, chuyển dùng LNG/hydrogen	10886	14930	14930	14930	14930	14930
TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	3500	17900	31400	31400	31400	31400
Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	0	150	5100	19500	27300	34400
NĐ+TBK dầu	561	0	0	0	0	0
Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	26795	28946	33654	34414	35139	36016
Điện gió trên bờ, gần bờ	12716	13921	26600	41300	55950	59050
Điện gió offshore	0	4000	16000	38500	64500	71500
Điện mặt trời quy mô lớn (MW)	8736	8736	24701	47893	75987	118985
Điện sinh khối và NLTT khác	980	1230	3090	4960	5210	6015
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	0	2450	7350	17550	28950	38050
Nhập khẩu	4453	5000	7742	10242	11042	11042
ĐMT mái nhà	*7755*	*7755*	*8265*	*13273*	*20679*	*27561*
NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	*1450*	*2700*	*3300*	*4500*	*4500*	*4500*

Bảng 10-4 Cân bằng điện năng (GWh) ở Kịch bản phụ tải cao

TOÀN QUỐC	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tổng nhu cầu	**391339**	**595457**	**822513**	**1040784**	**1213054**	**1335938**
Tổng điện SX	**391339**	**595457**	**822513**	**1040784**	**1213054**	**1335938**
Cân đối thừa(+), thiếu(-)	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Trong đó						
Điện hạt nhân	0	0	0	0	0	
NĐ than nội + than trộn/biomass/amoniac	92993	109968	112686	111502	97253	94249
NĐ than nhập/biomass/amoniac	57915	128105	139163	138542	132206	99595
TBKHH+NĐ khí nội	48419	59514	52879	56736	57294	59472
TBKHH LNG nhập (gồm cả các NM hiện trạng chuyển sang sử dụng LNG)/hydrogen	16463	92503	169460	185968	188724	216049
Nguồn nhiệt điện linh hoạt chạy khí hydrogen	0	120	4093	17487	29039	41785
NĐ+TBK dầu	425	0	0	0	0	0
Thuỷ điện	74391	75490	76523	76630	77034	77025
Thủy điện nhỏ (<30MW)	20545	24988	33600	34397	35079	37806
Điện gió (offshore+onshore)	31708	49257	124824	247898	380040	415354
Điện mặt trời + áp mái	26708	26708	52211	94998	147662	224879
Điện sinh khối và NLTT khác	4594	6455	17747	24367	22822	29757
Nhập khẩu	16789	18791	27214	34653	37034	37034
NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	1440	5842	12956	18927	16822	14507

Bảng 10-5 Công suất nguồn điện (MW) ở Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành

Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nhu cầu toàn quốc (Pmax)	**61357**	**93343**	**128791**	**162904**	**189917**	**209332**
Tổng công suất đặt toàn quốc	**107599**	**156385**	**219599**	**315929**	**413054**	**490916**
Tổng công suất đặt (không tính ĐMT áp mái, nguồn đồng phát)	**98394**	**145930**	**208367**	**298156**	**387875**	**456482**

Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tỷ lệ dự phòng thô	*60,4%*	*56,3%*	*61,8%*	*83,0%*	*104,2%*	*118,1%*
Tỷ lệ dự phòng trừ mặt trời	*46,1%*	*47,0%*	*42,6%*	*53,6%*	*64,2%*	*61,2%*
NĐ than/biomass/amoniac	28867	37467	37467	37467	37467	37467
TBKHH+NĐ khí nội, chuyển dùng LNG/hydrogen	10886	14930	14930	14930	14930	14930
TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	3500	23900	31400	31400	31400	31400
Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	0	150	5100	19500	27300	34400
NĐ+TBK dầu	561	0	0	0	0	0
Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	26795	28946	33654	34414	35139	36016
Điện gió trên bờ, gần bờ	13616	16121	26600	41300	55950	59050
Điện gió offshore	0	7000	16000	38500	64500	71500
Điện mặt trời quy mô lớn (MW)	8736	8736	24701	47893	75987	118985
Điện sinh khối và NLTT khác	980	1230	3090	4960	5210	6015
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	0	2450	7350	17550	28950	38050
Nhập khẩu	4453	5000	7742	10242	11042	11042
ĐMT mái nhà	*7755*	*7755*	*8265*	*13273*	*20679*	*27561*
NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	*1450*	*2700*	*3300*	*4500*	*4500*	*4500*

Bảng 10-6 Cân bằng điện năng (GWh) ở Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành

TOÀN QUỐC	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tổng nhu cầu	**391339**	**595457**	**822513**	**1040784**	**1213054**	**1335938**
Tổng điện SX	**391339**	**595457**	**822513**	**1040784**	**1213054**	**1335938**
Cân đối thừa(+), thiếu(-)	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Trong đó						
Điện hạt nhân	0	0	0	0	0	
NĐ than nội + than trộn	91374	100642	112679	111502	97253	94249
NĐ than nhập	56555	101284	139141	138542	132206	99595
TBKHH+NĐ khí nội	48417	55198	52872	56736	57294	59472
TBKHH LNG nhập (gồm cả các NM hiện trạng chuyển sang sử dụng LNG)	16442	117077	169451	185968	188724	216049
Nguồn nhiệt điện linh hoạt chạy khí hydrogen	0	120	4093	17487	29039	41785
NĐ+TBK dầu	422	0	0	0	0	0
Thuỷ điện	74393	75493	76523	76630	77034	77025
Thủy điện nhỏ (<30MW)	20544	24981	33600	34397	35079	37806
Điện gió (offshore+onshore)	34932	66331	124872	247898	380040	415354
Điện mặt trời + áp mái	26708	26708	52211	94998	147662	224879
Điện sinh khối và NLTT khác	4614	5537	17746	24367	22822	29757
Nhập khẩu	16788	18791	27214	34653	37034	37034
NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	1411	3982	12955	18927	16822	14507

Như vậy, Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành khuyến khích phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo (điện gió trên bờ tăng từ 11% vào năm 2030 tới 14,4% vào năm 2045; điện gió ngoài khơi tăng từ 4,8% vào năm 2030 lên tới 16,6% vào năm 2045; điện mặt trời quy mô lớn tăng từ 6% vào năm 2030 lên tới 19,6% vào năm 2045). Tỷ trọng điện năng của các nguồn năng lượng tái tạo (tính cả thủy điện) trong tổng điện năng sản

xuất đạt 33,4% năm 2030 và 54,3% năm 2045, giúp tăng tính chủ động trong việc cung cấp điện, giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

- Tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 18,2% năm 2030 và 30% năm 2045, đáp ứng chỉ tiêu đặt ra tại Nghị quyết số 55-NQ/TW.

- Phát thải khí CO2 đạt đỉnh 250 triệu tấn vào năm 2035, sau đó giảm dần xuống 175 triệu tấn vào năm 2045 và ước đạt 42 triệu tấn vào năm 2050. Như vậy, Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành đáp ứng cam kết của Việt Nam tại Hội nghị COP26.

- Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành tăng thêm khoảng 15% tổng công suất dự phòng giai đoạn 2021-2030 tương ứng khoảng 11.200 MW công suất nguồn, trong đó 6.000 MW nguồn điện sử dụng LNG, 2.200 MW điện gió trên bờ, gần bờ và 3.000 MW điện gió ngoài khơi. Quá trình điều hành phát triển điện lực chủ động hơn vì lượng công suất tăng thêm này giúp dự phòng, đảm bảo an ninh cung cấp điện trong trường hợp các dự án nhiệt điện than BOT không thể vận hành.

- Truyền tải điện từ miền Trung ra miền Bắc (liên miền) đạt sản lượng truyền tải tăng từ 19,5 tỷ kWh vào năm 2030, ước 21,1 tỷ kWh vào năm 2035, 40 tỷ kWh vào năm 2040, 57,1 tỷ kWh vào năm 2045. Sau năm 2035, định hướng xây dựng hệ thống đường dây truyền tải điện một chiều (HVDC) liên kết Trung - Bắc và Nam Bắc.

10.1.2 Nhu cầu nhiên liệu cho sản xuất điện

Kết quả tính toán tổng hợp nhu cầu nhiên liệu của các kịch bản tương ứng như sau:

Bảng 10-7 Nhu cầu nhiên liệu kịch bản phụ tải cơ sở

Năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than trong nước (triệu tấn)	37,0	40,1	35,7	27,7	10,2	0,0
Than nhập khẩu (triệu tấn)	25,8	51,8	48,2	44,8	32,7	2,6
Khí trong nước (tỷ m3)	10,2	10,9	7,7	7,7	7,7	7,7
LNG nhập khẩu (triệu tấn)	2,1	9,8	18,3	14,4	9,1	1,7
Hydrogen (triệu tấn)	0,0	0,3	1,3	4,3	9,2	17,0
Biomass (triệu tấn)	1,5	7,2	20,7	29,6	36,2	40,0
Amoniac (triệu tấn)		0,2	6,3	20,8	56,3	83,8

Bảng 10-8 Nhu cầu nhiên liệu kịch bản phụ tải cao

Năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than trong nước (triệu tấn)	37,7	40,0	35,8	27,6	10,1	0,0
Than nhập khẩu (triệu tấn)	26,6	51,9	48,4	44,0	30,1	2,6
Khí trong nước (tỷ m3)	8,5	11,0	7,7	7,7	7,7	7,7
LNG nhập khẩu (triệu tấn)	2,1	11,8	21,6	17,5	11,3	2,7
Hydrogen (triệu tấn)	0,0	0,4	1,8	6,4	10,6	25,0
Biomass (triệu tấn)	1,5	7,2	20,7	29,6	36,2	40,0
Amoniac (triệu tấn)		0,2	6,3	20,8	56,3	86,5

Bảng 10-9 Nhu cầu nhiên liệu kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành

Năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than trong nước (triệu tấn)	37,1	39,4	35,9	27,4	10,1	0,0
Than nhập khẩu (triệu tấn)	26,1	43,7	48,0	43,0	29,8	2,6
Khí trong nước (tỷ m3)	8,5	11,6	7,7	7,7	7,7	7,7
LNG nhập khẩu (triệu tấn)	2,1	13,1	21,6	17,5	11,4	2,7
Hydrogen (triệu tấn)	0,0	0,4	1,8	6,4	10,7	25,0
Biomass (triệu tấn)	1,5	7,2	20,7	29,6	36,2	40,0
Amoniac (triệu tấn)		0,2	6,3	20,8	56,3	86,5

10.2 Phương án quy hoạch phát triển lưới điện

Về nguyên tắc chung,

- Hệ thống lưới điện truyền tải được xây dựng đảm bảo đáp ứng yêu cầu hệ thống điện quốc gia vận hành an toàn, ổn định, có khả năng tích hợp tỷ lệ cao các nguồn năng lượng tái tạo. Khắc phục các tình trạng quá tải, nghẽn mạch, chất lượng điện áp thấp và một số vấn đề kỹ thuật vận hành lưới điện khác.
- Lưới điện truyền tải 500 kV hoặc cao hơn được xây dựng để truyền tải điện năng từ các trung tâm điện lực lớn về trung tâm phụ tải, liên kết các hệ thống điện miền và khu vực. Hạn chế xây dựng thêm các đường dây 500 kV liên miền, truyền tải điện đi xa trong giai đoạn quy hoạch.
- Ứng dụng các thành tựu khoa học và công nghệ trong đầu tư phát triển lưới điện để nâng cao khả năng truyền tải, giảm thiểu diện tích chiếm đất. Từng bước hình thành lưới điện truyền tải thông minh.
- Xây dựng và nâng cấp lưới điện truyền tải 500 kV và 220 kV, cơ bản đảm bảo lưới điện truyền tải chính 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 các nguồn điện truyền thống đáp ứng tiêu chí N-1.
- Nghiên cứu xây dựng hệ thống truyền tải điện xoay chiều và một chiều với điện áp cao hơn 500 kV, hệ thống Back-to-Back, thiết bị truyền tải điện linh hoạt (FACTS) vào thời điểm phù hợp sau năm 2030.:

Về khối lượng đầu tư lưới truyền tải,

- Theo Kịch bản phụ tải cơ sở: Tổng khối lượng đầu tư giai đoạn 2021-2030: Xây dựng mới 46.650 MVA và cải tạo 35.550 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 10.994 km và cải tạo 1.324 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 70.775 MVA và cải tạo 32.997 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 15.659 km và cải tạo 6.500 km đường dây 220 kV. Ước tính tổng khối lượng đầu tư giai đoạn 2031-2045: Xây dựng mới 52.200 MVA và cải tạo 86.400 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 7.378 km và cải tạo 801 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 70.875 MVA và cải tạo 71.875 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 7.379 km và cải tạo 304 km đường dây 220 kV.

- Theo Kịch bản phụ tải cao phục vụ điều hành: Tổng khối lượng đầu tư giai đoạn 2021-2030: Xây dựng mới 46.650 MVA và cải tạo 37.800 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 12.490 km và cải tạo 1.324 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 74.275 MVA và cải tạo 34.497 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 16.061 km, cải tạo 6.484 km đường dây 220 kV. Ước tính tổng khối lượng đầu tư giai đoạn 2031-2045: Xây dựng mới 5.200 km đường dây truyền tải điện một chiều, 40.000 MW trạm chuyển đổi xoay chiều/một chiều; xây dựng mới 66.600 MVA và cải tạo 99.450 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 7.760 km và cải tạo 801 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 84.125 MVA và cải tạo 82.625 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 8.245 km, cải tạo 304 km đường dây 220 kV.

10.3 Định hướng đấu nối nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện

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:

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.

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,

cầnxây 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.

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…

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…

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).

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.

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.

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 đỉnh.

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.

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.

10.4 Liên kết lưới điện khu vực

10.4.1 Khả năng liên kết giữa hệ thống điện Việt Nam với hệ thống điện khu vực

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 220 kV phía Lào Cai và phía Hà Giang bằng hình thức tách lưới. Tổng công suất mua điện hiện tại khoảng 700 MW, 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 220 kV và trạm Back to Back, dự kiến vào vận hành năm 2023-2024. Khi đó, tổng công suất nhập khẩu sẽ đạt khoảng 2 GW 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 một chiều 500 kV để có thể nhập khẩu thêm 3000 MW từ Trung Quốc như các nghiên cứu trước đây đã thực hiện

Đối với nhập khẩu Lào, theo biên bản ghi nhớ giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Lào cập nhật năm 2021, Việt Nam có thể nhập khẩu nguồn điện từ Lào với quy mô khoảng 3000 MW năm 2025, 5000 MW năm 2030 và 10000 MW năm 2045. 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 - 7 GW. 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 500 kV thông qua trạm Back to Back đặt tại biên giới Thanh Hóa với Lào để kết nối lưới 500 kV 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 500 kV 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.

Về khả năng xuất khẩu điện

Việt Nam hiện đang xuất khẩu điện cho Campuchia khoảng 250 MW thông qua đường dây mạch kép truyền tải 220 kV Châu Đốc - Tà Keo dài 77 km. Việt Nam không có mục tiêu xuất khẩu năng lượng vì là quốc gia đang cạn kiệt tài nguyên hóa thạch, ngày càng phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu. 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. Do đó, trong giai đoạn quy hoạch, Việt Nam có thể xem xét nghiên cứu việc trao đổi mua – bán và xuất khẩu điện sang các nước láng giềng để tăng khai thác hiệu quả được năng lượng thừa vào một số khoảng thời gian, tăng cường khả năng hình thành lưới liên kết khu vực trong tương lai.

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 một 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.

10.4.2 Danh mục lưới điện truyền tải liên kết, trao đổi điện năng với các nước trong khu vực

Kế hoạch xuất nhập khẩu điện của Việt Nam giai đoạn đến 2030

Các dự án nhập khẩu điện từ Lào đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận chủ trương nhập khẩu:

Bảng 10-10 Quy mô các nguồn điện dự kiến nhập khẩu về Việt Nam giai đoạn đến 2025 (đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận đầu tư) – Đơn vị:MW

TT	Miền	Hiện có	Công suất vào vận hành GĐ 2021-2025
I	**Bắc Bộ**		
	Mua điện Trung Quốc 220 kV (Lào Cai, Hà Giang)	700	
II	**Bắc Trung Bộ**		
	Nậm Mô 1 (Lao)		60
	Nậm Mô 2 (Lao)		120
	Nam Mouan (Lao)		100
	Nam Sannoi - Nam Xao 1		45
	TĐ Nam San 3A		69
	TĐ Nam San 3B		45
	TĐ Nam Tai		21
	TĐ Nam Xao 2,3		17
	TĐ Nam Sak, Nam Chao		28
	TĐ Sam Neua		200
	Cụm NMTĐ Nam Yeuang		84
	TĐ Nam Nuen 1		124
	Nậm Sum 3 (Lao)		156
	Nậm Sum 1AB (Lao)		64
	Nậm Sum 3A (Lao)		45
III	**Trung Trung Bộ**		
	TĐ Xekaman 3	250	
	TĐ Xekaman 4		70

TT	Miền	Hiện có	Công suất vào vận hành GĐ 2021-2025
	TĐ Nậm Emeun		129
	Điện gió Monsoon		600
IV	**Tây Nguyên**		
	TĐ Xekaman sanxay	32	
	TĐ Xekaman1	290	
	TĐ Nam Kong 3		54
	TĐ Nam Kong 1		160
	TĐ Nam Kong 2		66
V	**Tổng**	**1.272**	**2.257**

** 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. Đề án đề xuất cần xem xét sớm nhập khẩu các nguồn thủy điện (có hồ chứa) từ Lào (Cụm Nậm Ou), và tiếp tục nghiên cứu nhập khẩu thêm Trung Quốc qua trạm Back to Back 220 kV phía Lào Cai và Hà Giang trước năm 2025.*

Trên cơ sở các nguồn điện trên, đề án tổng hợp khối lượng đường dây đấu nối vào lưới điện Việt Nam theo các dự án đã nghiên cứu.

Bảng 10-11 Danh mục các đường dây truyền tải đấu nối các dự án nhập khẩu điện về Việt Nam giai đoạn đến 2025

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
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	Sam Nuea – Trạm cắt 500 kV Ninh Bình	500	2 x 200	Lào	Ninh Bình	2021-2025
6	TĐ Nam Sum (Lào) - Nông Cống	220	2 x 115	Lào	Thanh Hóa	2021-2025
7	Nậm Mô 2 (Lào) - Tương Dương	220	2 x 77	Lào	Nghệ An	2021-2025
8	Điện gió Monsoon – Thạnh Mỹ	500	2 x 50	Lào	Quảng Nam	2021-2025
9	TĐ Nam Emoun – Trạm cắt Đak Ooc	220	1 x 51	Lào	Quảng Nam	2021-2025
10	Nam Kong 3 – TC Bờ Y	220	2 x 76	Lào	Kon Tum	2021-2025
11	TC Bờ Y - rẽ Xekaman 1 - Pleiku 2	220	4 x 2	Lào	Kon Tum	2021-2025

Nguồn: Phụ lục chương 10 – QHĐ VIII

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 250 MW thông qua đường dây mạch kép truyền tải 220 kV Châu Đốc -Tà Keo dài 77 km. Trong giai đoạn đến 2030, sẽ vẫn tiếp tục bán điện cho Campuchia do phía Campuchia vẫn có nhu cầu nhập khẩu từ Việt NamTriển vọng liên kết lưới điện khu vực

Đối với miền Bắc, tiếp tục xem xét khả năng mua thêm điện Trung Quốc qua lưới 500 kV (3.000 MW) 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 500 kV thông qua trạm Back to Back đặt tại biên giới Thanh Hóa với Lào để kết nối lưới 500 kV 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 (700 MW, tỉnh SeKong) và NĐ Baulapha (1800 MW, tỉnh Xaphanakhet)) sẽ nên được xem xét kết nối với lưới 500 kV 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.

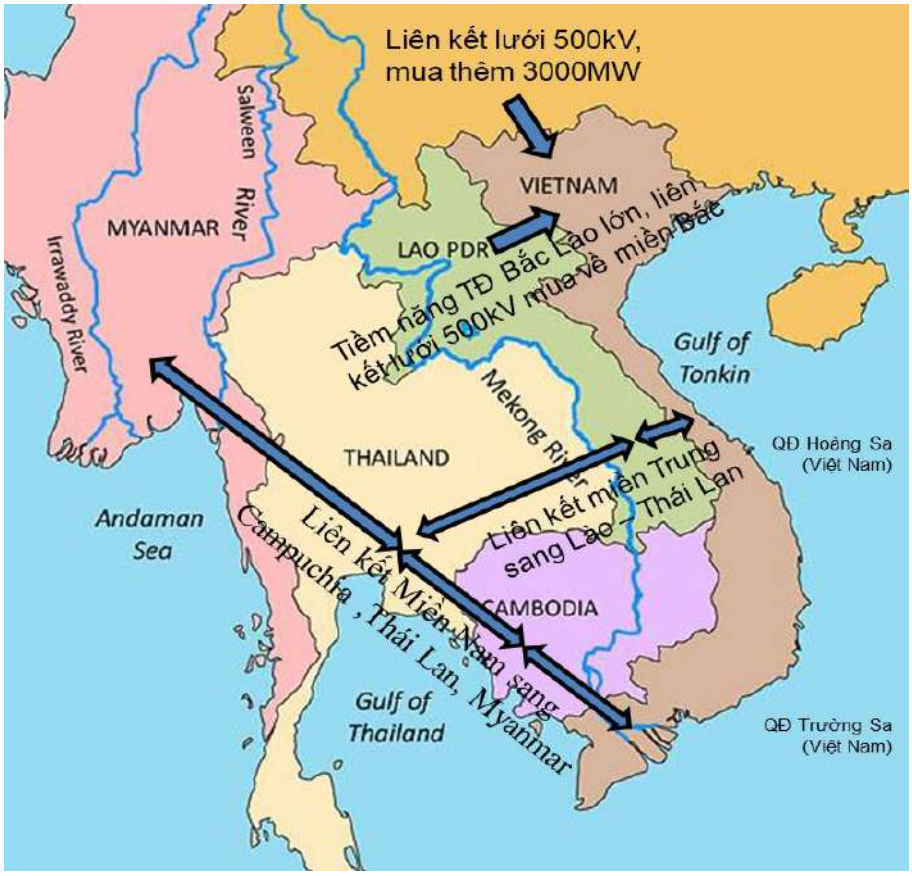
Cần xem xét thêm khả năng mở rộng quy mô liên kết lưới điện sang Campuchia và Thái Lan, do Việt Nam có tiềm năng phát triển nguồn điện, đặc biệt là nguồn năng lượng tái tạo gió và mặt trời tại miền Nam và Tây Nguyên và Nam Trung Bộ. Như vậy, phía miền Trung và miền Nam sẽ nghiên cứu xây dựng các liên 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 QHĐ VIII 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 QHĐ VIII 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 500 kV thông qua đường dây 1 chiều hoặc trạm Back to Back từ Trung Quốc đến trạm 500 kV Vĩnh Yên để mua thêm 3.000 MW phía Trung Quốc.

- Liên kết lưới điện 500 kV thông qua trạm Back to Back đặt tại biên giới Thanh Hóa với Lào để kết nối lưới 500 kV 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 10.1 Triển vọng liên kết lưới điện khu vực giai đoạn sau 2030

10.5 Định hướng phát triển điện nông thôn

10.5.1 Chương trình điện khí hóa nông thôn trong giai đoạn quy hoạch

Hiện trang cấp điện các vùng 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 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 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.

Nhu cầu điện của các hộ nông thôn chưa có điện

Kết quả tính toán nhu cầu điện sơ bộ của các hộ chưa có điện còn lại tại các tỉnh như sau:

Bảng 10-12 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
I	**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
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

TT	Tên tỉnh	Nhu cầu công suất (kW)	Điện năng (MWh)
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.

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 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 50km) 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.

10.5.2 Các giải pháp cung ứng điện cho các khu vực vùng sâu, vùng xa, mà lưới điện quốc gia không thể cấp tới 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 dẫn 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 2,7 MW, nhu cầu điện năng khoảng 4500 MWh/năm.

Bảng 10-13 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)
Chỉ cấp từ nguồn Diesel	3500			2100	4.0	54.6

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)
Diesel+pin tích năng	3500		500kW/ 2hours	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: Giả 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 dần 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 Đắk Lắk, 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 Đắk Lắk (cấp điện cho 23 hộ gia đình, 1 nhà thờ và 1 hệ thống cấp nước uống tinh khiết); và mô hình "Ấp 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 ấp Vồ Bà và Tà Lọt). 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 tỉnh 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.

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Chương 11 Nhu cầu vốn đầu tư

Chương 11 Nhu cầu vốn đầu tư 2
11.1 Nhu cầu vốn đầu tư phân ngành than 2
11.1.1 Phương pháp xác định vốn đầu tư 2
11.1.2 Nhu cầu vốn đầu tư 2
11.1.3 Phương thức huy động nguồn vốn 3
11.2 Nhu cầu vốn đầu tư phân ngành dầu khí 4
11.2.1 Nguyên tắc và cơ sở tính toán tổng mức đầu tư 4
11.2.2 Kết quả khái toán nhu cầu vốn đầu tư 8
11.1.1. Tổng nhu cầu vốn để thực hiện Quy hoạch phát triển phân ngành dầu khí 13
11.3 Nhu cầu vốn đầu tư phân ngành điện lực 14
11.3.1 Tổng hợp vốn đầu tư 14
11.3.2 Cơ cấu vốn đầu tư 15
11.4 Nhu cầu vốn đầu tư cho năng lượng tái tạo 16
11.5 Tổng hợp vốn đầu tư phát triển tổng thể năng lượng 21

Chương 11 Nhu cầu vốn đầu tư

11.1 Nhu cầu vốn đầu tư phân ngành than

11.1.1 Phương pháp xác định vốn đầu tư

Vốn đầu tư được xác định theo một trong các phương pháp quy định tại khoản 2 Điều 5 Nghị định số 68/2019/NĐ-CP ngày 14 tháng 8 năm 2019 của Chính phủ về quản lý chi phí đầu tư xây dựng.

Nhu cầu vốn đầu tư được xác định theo phương pháp sau:

- Cập nhật nhu cầu vốn đầu tư của những dự án đã được phê duyệt;
- Xác định từ dữ liệu chi phí các công trình tương tự.
- Xác định theo suất vốn đầu tư xây dựng công trình.

Vốn đầu tư bao gồm: vốn đầu tư mới cải tạo mở rộng và vốn đầu tư duy trì sản xuất.

Vốn đầu tư mới: là vốn đầu tư cải tạo mở rộng, xây dựng mới các mỏ, các công trình phụ trợ, các mạng kỹ thuật và các công trình phục vụ sản xuất than. Vốn đầu tư mới được cập nhật từ những dự án đã được phê duyệt hoặc được tính toán nội suy từ suất đầu tư tổng hợp trên một tấn công suất.

Vốn đầu tư duy trì sản xuất: bao gồm vốn đầu tư bổ sung hàng năm để mở các khu khai thác mới, thay thế thiết bị đã cũ nhằm đảm bảo năng lực cho các mỏ, các nhà máy... hoạt động duy trì được công suất theo thiết kế. Vốn đầu tư duy trì sản xuất được tính theo tỷ lệ % trên giá trị TSCĐ của các công trình.

Vốn đầu tư cho phát triển mỏ và hạ tầng mỏ bao gồm: đầu tư cho công tác thăm dò; đầu tư cho các dự án phát triển mỏ; đầu tư phát triển hạ tầng mỏ: đường sá, cầu cảng, các tuyến vận tải băng tải, hệ thống cung cấp điện nước, hệ thống thông tin liên lạc; nhà máy sàng tuyển, chế biến than… được ước tính theo suất đầu tư.

11.1.2 Nhu cầu vốn đầu tư

Vốn đầu tư chia thành 2 nhóm: sản xuất than và phục vụ sản xuất than.

Vốn đầu tư sản xuất than, bao gồm: vốn đầu tư cho các mỏ lộ thiên và các mỏ hầm lò.

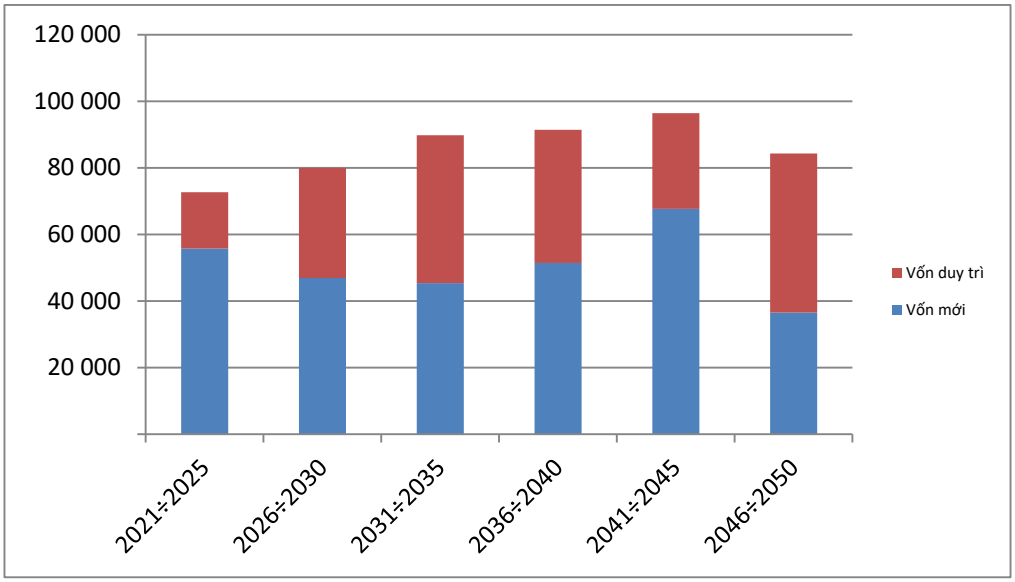
Vốn đầu tư phục vụ sản xuất than, bao gồm: nhà máy sàng tuyển và các hạng mục công trình phục trợ sản xuất than.

Bảng 11-1 Dự kiến nhu cầu vốn đầu tư phân ngành than

Đơn vị: Tỷ đồng

TT	Giai đoạn	2021 ÷2025	2026 ÷2030	2031 ÷2035	2036 ÷2040	2041 ÷2045	2046 ÷2050	Tổng cộng
I	**Sản suất than**	**54 168**	**64 240**	**81 374**	**80 802**	**88 180**	**74 047**	**442 811**
1	Đầu tư mới và cải tạo mở rộng	39 663	34 395	42 220	47 297	66 102	32 812	262 490
2	Đầu tư duy trì sản xuất	14 505	29 845	39 155	33 505	22 078	41 235	180 322
II	**Phục vụ sản xuất than**	**18 545**	**15 760**	**8 377**	**10 610**	**8 282**	**10 296**	**71 869**
1	Đầu tư mới và cải tạo mở rộng	16 133	12 517	3 166	4 161	1 584	3 746	41 307

TT	Giai đoạn	2021 ÷2025	2026 ÷2030	2031 ÷2035	2036 ÷2040	2041 ÷2045	2046 ÷2050	Tổng cộng
2	Đầu tư duy trì sản xuất	2 411	3 243	5 210	6 449	6 698	6 551	30 561
III	**Tổng nhu cầu vốn**	**72 713**	**80 000**	**89 751**	**91 412**	**96 461**	**84 344**	**514 680**
1	Đầu tư mới và cải tạo mở rộng	55 796	46 912	45 386	51 458	67 686	36 558	303 797
2	Đầu tư duy trì sản xuất	16 916	33 087	44 365	39 953	28 776	47 786	210 883
*	***Bình quân năm***	**14 543**	**16 000**	**17 950**	**18 282**	**19 292**	**16 869**	**17 156**



Hình 11.1. Tổng nhu cầu vốn giai đoạn 2021-2050

11.1.3 Phương thức huy động nguồn vốn

Vốn đầu tư cho quy hoạch phát triển mỏ được huy động và hình thành từ các nguồn vốn sau:

Vốn ngân sách:

Các doanh nghiệp thuộc ngành than được xem xét cho vay vốn từ nguồn tín dụng đầu tư phát triển của Nhà nước, được phép sử dụng tài nguyên than được giao để bảo đảm cho các khoản vay nước ngoài; được sử dụng một phần vốn trái phiếu Chính phủ để đầu tư phát triển ngành theo Quy hoạch.

Vốn chủ sở hữu

Vốn đầu tư được huy động từ quỹ đầu tư phát triển sản xuất và vốn khấu hao tài sản cố định của các doanh nghiệp. Ngoài ra, trong quá trình kinh doanh, nguồn vốn chủ sở hữu của doanh nghiệp có thể được bổ sung từ lợi nhuận kinh doanh thu được.

Vốn của các tổ chức tài chính tín dụng

Đối với vốn đầu tư trung và dài hạn, ngoài các hình thức vay thông thường nên triển khai áp dụng hình thức thuê mua tài chính, chủ yếu là hình thức thuê khô (thuê thiết bị, phương tiện), hạn chế tối đa hình thức thuê ướt đối với công ty nước ngoài (thuê thiết bị có cả người vận hành), vì chi phí cho người vận hành nước ngoài khá cao so với công nhân trong nước.

Vốn của các tổ chức kinh tế xã hội

Thực hiện triệt để chủ trương tận dụng tối đa năng lực sẵn có của các đơn vị trên cùng địa bàn trên cơ sở hai bên cùng có lợi theo các hình thức liên kết, liên danh, thuê mượn tài sản, thuê làm dịch vụ trọn gói từng vụ việc...

Đa dạng hóa các hình thức đầu tư để phát huy tối đa mọi nguồn lực, nâng cao hiệu quả đầu tư và đáp ứng nhu cầu theo quy hoạch.

Các nguồn vốn nước ngoài khác

Nói chung các nguồn vốn này đều có mục tiêu chính là lợi nhuận. Vì vậy, chỉ nên và chỉ có thể thu hút chúng vào các dự án thực sự có hiệu quả nhưng cần vốn lớn, công nghệ hiện đại và trình độ quản lý tiên tiến.

Sự hợp tác đầu tư nên hướng tới việc xây dựng các tổ hợp công nghiệp liên ngành theo chiều dọc hoặc theo chiều ngang. Chẳng hạn, tổ hợp năng lượng điện - than, cụm công nghiệp than - vật liệu xây dựng - chế phẩm từ than. Ngoài các hình thức thông thường của vốn tín dụng thương mại, nên áp dụng các hình thức năng động phù hợp khác như tín dụng thuê mua, xây dựng và chuyển giao, đầu tư góp vốn cổ phần (mua cổ phiếu...).

11.2 Nhu cầu vốn đầu tư phân ngành dầu khí

11.2.1 Nguyên tắc và cơ sở tính toán tổng mức đầu tư

Nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển phân ngành dầu khí thời kỳ 2021-2030, định hướng đến 2050 được tính toán bao gồm nhu cầu vốn để xây dựng/triển khai các công trình/dự án trọng điểm quốc gia hoặc ưu tiên đầu tư để phát triển 4 lĩnh vực chính đã quy hoạch tại Chương 8 – Phương án Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí ở trên, bao gồm:

- Tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí (Điều tra cơ bản, Tìm kiếm thăm dò, Phát triển Khai thác);
- Công nghiệp khí (công trình đường ống vận chuyển khí ngoài khơi, trên bờ; các trạm/nhà máy xử lý khí GPP, kho chứa LNG và nhà máy tái hóa khí);
- Chế biến dầu khí (các nhà máy học hóa dầu, hóa khí);
- Vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí (kho chứa LPG, các kho xăng dầu đầu mối và kho xăng dầu ngoại quan);

Nhu cầu vốn được ước tính bằng suất đầu tư nhân với quy mô công suất hoặc khối lượng công trình/dự án cần phát triển, trong đó:

- Suất đầu tư được tham chiếu từ các dự án đã triển khai trước đây hoặc các quy định hiện hành của Bộ Xây dựng, có quy đổi về các giai đoạn quy hoạch (với hệ số trượt giá 2%/năm)
- Tỷ giá quy đổi giữa đồng USD và đồng Việt Nam tính theo tỷ giá USD của ngân hàng VCB tháng 9/2021 bằng 23.500 đồng/USD.

Các nguyên tắc, giả định và cơ sở khái toán nhu cầu vốn đầu tư các dự án/công trình cho từng lĩnh vực như dưới đây:

Lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí

Đầu tư vào thăm dò khai thác dầu khí vẫn sẽ thực hiện bởi PVN/đơn vị thành viên PVN, VSP và các nhà thầu dầu khí nước ngoài, trong đó:

- Với các dự án (DA) đang thăm dò/phát triển: tiếp tục đầu tư theo cam kết trong hợp đồng (với các DA thăm dò) và kế hoạch đã có (với các DA phát triển khai thác); giữ nguyên tỷ lệ tham gia đầu tư của các bên (PVN/PVEP và các nhà thầu nước ngoài); sản lượng khai thác từ các DA đang phát triển/khai thác đều có thể đạt được như kế hoạch đã dự kiến hoặc theo Báo cáo phát triển mỏ FDP.
- Sản lượng khai thác cần bổ sung từ các dự án mới theo các giai đoạn tính bằng sản lượng mục tiêu theo Quy hoạch trừ tổng sản lượng dự kiến đạt được từ các DA đã có (tính tại thời điểm năm 2020).
- Thành phần/cơ cấu vốn đầu tư cho thăm dò khai khác gồm:
  + Chi phí điều tra cơ bản (giả định điều tra cơ bản bằng 2,5 lần điều tra cơ bản dầu khí truyền thống).
  + Vốn đầu tư cho tìm kiếm thăm dò, bao gồm vốn theo cam kết cho các DA thăm dò đang có (tính tại thời điểm năm 2020) và vốn cho thăm dò gia tăng trữ lượng mới để đạt mục tiêu gia tăng trữ lượng như quy hoạch.
  + Vốn đầu tư cho phát triển mỏ cũng bao gồm vốn cho các DA đang phát triển hiện có (hầu hết các DA này sẽ kết thúc giai đoạn phát triển vào 2025) và vốn cho phát triển các dự án mới để có đủ nguồn cho hoạt động khai thác đảm bảo mục tiêu sản lượng theo quy hoạch.
  + Không tính đến nhu cầu vốn cho hoạt động khai thác vì nguồn vốn này sẽ được tự cân đối từ bản thân các dự án khi có hoạt động khai thác (từ doanh thu bán dầu/khí).
- Với các DA mới (thăm dò gia tăng trữ lượng, phát triển mỏ để bổ sung sản lượng khai thác)*:* tính toán và ước tính nhu cầu vốn đầu tư theo nguyên tắc/giả định như sau:

Bảng 11-2 Các giả định và nguyên tắc ước tính vốn đầu tư các DA mới để tìm kiếm thăm dò và phát triển dầu khí

TT	Tiêu chí	Giả định	Cơ sở
1	Đầu tư cho điều tra cơ bản dầu khí truyền thống	2.544 USD/Km tuyến địa chấn 2D	Tham chiếu đơn giá điều tra cơ bản 2019-2020 của PVN, có tính yếu tố trượt giá
2	Tỷ lệ tham gia trung bình của PVN/PVEP và VSP tại các DA mới (vốn trong nước)	30%	Lấy giảm 11% so với mức trung bình đã tham gia các dự án giai đoạn 2011-2020
3	Thời gian phát triển mỏ trung	5 năm	Mức trung bình của các DA phát

TT	Tiêu chí	Giả định	Cơ sở
1	Đầu tư cho điều tra cơ bản dầu khí truyền thống	2.544 USD/Km tuyến địa chấn 2D	Tham chiếu đơn giá điều tra cơ bản 2019-2020 của PVN, có tính yếu tố trượt giá
	bình (để chuyển sang khai thác)		triển tại Việt Nam Sử dụng tiêu chí này để ước tính kế hoạch cần phát triển mỏ để đáp ứng mục tiêu sản lượng
4	Đơn giá thăm dò (UFC) giai đoạn 2021-2025	5,0 USD/thùng	Tham chiếu đơn giá trung bình giai đoạn 2011-2020 (3,4 USD/thùng), có tính yếu tố trượt giá và rủi ro thăm dò
5	Đơn giá phát triển (UDC) giai đoạn 2021-2025	9,39 USD/thùng	Tham chiếu đơn giá trung bình giai đoạn 2011-2020 (7,7 USD/thùng), có tính yếu tố trượt giá

Lĩnh vực công nghiệp khí

Nhu cầu vốn cho lĩnh vực công nghiệp khí chủ yếu là nhu cầu đầu tư dự án mới/đầu tư mở rộng các công trình hạ tầng công nghiệp khí ưu tiên đầu tư với các giả định sau:

- Nguồn vốn để đầu tư các công trình/dự án: vốn từ các doanh nghiệp/nhà đầu tư trong và ngoài nước, trong đó gồm cả doanh nghiệp nhà nước (PVN/PVGas); tỷ lệ vốn huy động: vốn tự có 30% và vốn vay 70%.
- Suất đầu tư áp dụng trong tính toán nhu cầu vốn đầu tư công trình/dự án khí được ước tính trong bảng dưới đây:

Bảng 11-3 Suất đầu tư giả định trong khái toán vốn đầu tư các công trình khí (cho mặt bằng giá giai đoạn 2021-2025)

TT	Công trình	Đơn vị	Suất đầu tư	Cơ sở
1	Hệ thống đường ống trên biển			
	Đường ống 30"-32"	tr. USD/km	3	Tham chiếu suất đầu tư theo QHK 2017 và suất đầu tư dự kiến của các dự án đường ống hiện có (CVX, lô B - ÔMôn, có quy đổi theo thời gian với mức trượt giá trung bình 2%/năm
	Đường ống 26"-28"	tr. USD/km	2,6	
	Đường ống 22"-24"	tr. USD/km	2,2	
	Đường ống 20"	tr. USD/km	2	
	Đường ống 18"	tr. USD/km	1,9	
	Đường ống 16"	tr. USD/km	1,8	
	Đường ống 14"	tr. USD/km	1,7	
	Đường ống 12"	tr. USD/km	1,6	
	Đường ống 06"-10"	tr. USD/km	1,5	
2	Hệ thống đường ống trên bờ			
	Đường ống 30"-32"	tr. USD/km	2,8	
	Đường ống 28"	tr. USD/km	2,4	

TT	Công trình	Đơn vị	Suất đầu tư	Cơ sở
	Đường ống 22"	tr. USD/km	1,8	
	Đường ống 20"	tr. USD/km	1,7	
	Đường ống 18"	tr. USD/km	1,6	
	Đường ống 16"	tr. USD/km	1,4	
	Đường ống 14"	tr. USD/km	1,3	
	Đường ống 12"	tr. USD/km	1,2	
	Đường ống 06"-10"	tr. USD/km	1,15	
3	Các NM/trạm xử lý khí (GPP)	tr.USD/tỷ m3	150	
4	Kho cảng LNG và tái hóa khí đầu mối			
	Quy mô lớn (trên 3 triệu tấn/năm)	USD/tấn CS	166	Theo Báo cáo cập nhật của PVE 2019
	Quy mô trung bình (2-3 triệu tấn/năm)	USD/tấn CS	221	
	Quy mô nhỏ (đến 1 triệu tấn/năm)	USD/tấn CS	255	

Chế biến dầu khí

Nhu cầu vốn cho lĩnh vực Chế biến dầu khí gồm nhu cầu đầu tư mới/bổ sung các công trình lọc hóa dầu, chế biến khí dự án ưu tiên với các giả định sau:

- Nguồn vốn để đầu tư các công trình/dự án: vốn từ các doanh nghiệp/nhà đầu tư trong và ngoài nước, trong đó gồm cả doanh nghiệp nhà nước (PVN/BSR…); tỷ lệ vốn huy động: vốn tự có 30% và vốn vay 70%.
- Suất đầu tư áp dụng trong tính toán nhu cầu vốn đầu tư công trình/dự án chế biến dầu khí được ước tính trong bảng dưới đây:

Bảng 11-4 Suất đầu tư giả định trong khái toán vốn đầu tư các công trình/dự án chế biến dầu khí (cho mặt bằng giá giai đoạn 2021-2025)

TT	Công trình/dự án	Đơn vị	Suất đầu tư	Cơ sở
1	Nâng cấp Nhà máy lọc dầu/Tổ hợp lọc hóa dầu	USD/tấn	903	Tham chiếu từ các DA đã có, có tính trượt giá
2	Xây mới Nhà máy lọc dầu/Tổ hợp lọc hóa dầu	USD/tấn	900	

Vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí

Nhu cầu vốn cho lĩnh vực vận chuyển, tồn trữ và phân phối dầu khí tham chiếu theo Quy hoạch Hạ tầng dự trữ, cung ứng xăng dầu khí đốt quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050.

Nguồn vốn để đầu tư các công trình/dự án: vốn từ các doanh nghiệp/nhà đầu tư trong và ngoài nước, trong đó gồm cả doanh nghiệp nhà nước (PVN/PVGas/PVOil); tỷ lệ vốn huy động: vốn tự có 30% và vốn vay 70%.

11.2.2 Kết quả khái toán nhu cầu vốn đầu tư

Nhu cầu vốn đầu tư cho tìm kiến thăm dò và khai thác dầu khí

Nhu cầu vốn đầu tư cho công tác điều tra cơ bản

Nhu cầu vốn cho ĐTCB giai đoạn 2021-2025 là 1,5 đến 3,0 nghìn tỷ đồng, giai đoạn 2026-2030 khoảng 1,7 đến 3,3 nghìn tỷ đồng, và giai đoạn 2031-2050 khoảng 1,8 đến 7,3 nghìn tỷ đồng. Nguồn vốn cho ĐTCB dự kiến từ vốn nhà nước và PVN sẽ là đầu mối tổ chức triển khai.

Nhu cầu vốn đầu tư cho tìm kiếm thăm dò

Tổng nhu cầu vốn cho công tác tìm kiếm thăm dò (điều tra cơ bản và thăm dò) để đạt mục tiêu gia tăng trữ lượng theo Quy hoạch giai đoạn 2021-2050 ước khoảng **595 đến 962 nghìn tỷ đồng** tùy vào mục tiêu gia tăng trữ lượng ở mức thấp đến cao, trong đó nhu cầu vốn theo các giai đoạn quy hoạch như sau:

- Giai đoạn 2021-2025: khoảng 77 đến 109 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2026-2030: khoảng 89 đến 124 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2031-2050: 429 đến 729 nghìn tỷ đồng

Trung bình mỗi năm, nhu cầu vốn cho TKTD khoảng 20 đến 32 nghìn tỷ đồng.

Với giả thiết PVN/PVEP/VSP tham gia với tỷ lệ trung bình 30% thì nhu cầu vốn để tham gia đầu tư của PVN/PVEP/VSP vào khoảng 23 đến 33 nghìn tỷ đồng trong giai đoạn 2021-2025, khoảng 27 đến 37 nghìn tỷ đồng giai đoạn 2026-2030 và khoảng 129 đến 219 nghìn tỷ đồng giai đoạn 2031-2050. Trung bình mỗi năm cần huy động khoảng 6 đến 10 nghìn tỷ đồng.

Số liệu tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư cho tìm kiếm thăm dò dầu khí để đạt mục tiêu gia tăng trữ lượng được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 11-5 Nhu cầu vốn đầu tư cho tìm kiếm thăm dò để đạt mục tiêu gia tăng trữ lượng theo quy hoạch

TT	Đối tượng	Nhu cầu vốn cho tìm kiếm thăm dò (nghìn tỷ đồng)							
		2021-2025		2026-2030		2031-2050		Tổng	
		Từ	Đến	Từ	Đến	Từ	Đến	Từ	Đến
1	Toàn bộ các dự án thăm dò	77	109	89	124	429	729	**595**	**962**

2	Tham gia của PVN/PVEP và 51% VSP (~30%)	23	33	27	37	129	219	**179**	**289**

Nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển

Nhu cầu vốn cho công tác phát triển mỏ để sẵn sàng cho hoạt động khai thác đạt mục tiêu sản lượng theo Quy hoạch được ước tính vào khoảng **927 nghìn tỷ đồng**, trong đó nhu cầu đầu tư theo các giai đoạn cụ thể là:

- Giai đoạn 2021-2025: khoảng 201 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2026-2030: 186 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2031-2050: 541 nghìn tỷ đồng

Trung bình mỗi năm, nhu cầu vốn cho phát triển khoảng 31 nghìn tỷ đồng.

Trong đó, phần tham gia của PVN/PVEP/VSP với giả thiết khoảng 30%, tương ứng nhu cầu vốn sẽ vào khoảng 60 nghìn tỷ đồng cho giai đoạn 2021-2025, từ 56 nghìn tỷ đồng cho giai đoạn 2026-2030 và từ 162 nghìn tỷ đồng cho giai đoạn 2031-2050. Số liệu tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển mỏ để đạt mục tiêu sản lượng được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 11-6 Nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển mỏ để đạt mục tiêu sản lượng theo quy hoạch

TT	**Đối tượng**	**Nhu cầu vốn cho phát triển mỏ (nghìn tỷ đồng)**			
		2021-2025	**2026-2030**	**2031-2050**	**Tổng**
1	Toàn bộ các dự án phát triển	201	186	541	**927**
2	Tham gia của PVN/PVEP và 51% VSP (~30%)	60	56	162	**278**

Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và phát triển

Tổng hợp nhu cầu vốn cho toàn bộ hoạt động tìm kiếm thăm dò và phát triển mỏ theo Quy hoạch toàn giai đoạn 2021-2050 là khá lớn, vào khoảng **1.523 đến 1.889 nghìn tỷ đồng** tùy theo mục tiêu gia tăng trữ lượng từ mức thấp đến cao, trong đó tổng nhu cầu đầu tư theo các giai đoạn cụ thể là:

- Giai đoạn 2021-2025: 278 đến 310 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2026-2030: 275 đến 310 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2031-2050: 970 đến 1.269 nghìn tỷ đồng

Trung bình mỗi năm, tổng nhu cầu vốn cho toàn bộ hoạt động TKTD và phát triển theo khoảng 51 đến 63 nghìn tỷ đồng, trong đó tham gia của phía Việt Nam là 15 đến 19 nghìn tỷ đồng.

Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư cho toàn bộ lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và phát triển mỏ trong bảng sau:

Bảng 11-7 Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư cho toàn bộ hoạt động tìm kiếm thăm dò và phát triển mỏ để đạt mục tiêu Quy hoạch

TT	Đối tượng	Nhu cầu vốn cho TKTD và Phát triển (nghìn tỷ đồng)							
		2021-2025		2026-2030		2031-2050		Tổng	
		Từ	Đến	Từ	Đến	Từ	Đến	Từ	Đến
I	**Tổng nhu cầu các DA**	**278**	**310**	**275**	**310**	**970**	**1.269**	**1.523**	**1.889**
1	ĐTCB và Tìm kiếm thăm dò	77	109	89	124	429	729	**596**	**961**
2	Phát triển	201		186		541		**927**	
II	**Nguồn vốn**	**278**	**310**	**275**	**310**	**970**	**1.269**	**1.523**	**1.889**
1	Vốn nhà nước tại DN (thông qua PVN/ PVEP, VSP)	83	93	83	93	291	381	**457**	**567**
2	Vốn từ nhà thầu nước ngoài	194	217	193	217	679	889	**1.066**	**1.322**

Nhu cầu vốn phát triển công nghiệp khí

Tổng nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển các công trình/dự án công nghiệp khí trọng điểm quốc gia, dự án ưu tiên tại Việt Nam theo Quy hoạch vào khoảng 226 đến 576 nghìn tỷ đồng, trong đó đầu tư cho các công trình hạ tầng nhập khẩu LNG khoảng 68 đến 152 nghìn tỷ đồng, cho các công trình hạ tầng xử lý, phân phối khí trên bờ khoảng 97 đến 305 nghìn tỷ đồng và cho các công trình hạ tầng thu gom, vận chuyển khí ngoài khơi khoảng 61 đến 119 nghìn tỷ đồng. Trong đó tổng đầu tư theo các giai đoạn cụ thể là:

- Giai đoạn 2021-2025: 40 đến 55 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2026-2030: 128 đến 391 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2031-2050: khoảng 58 đến 130 nghìn tỷ đồng

Trung bình mỗi năm, tổng nhu cầu vốn cho các dự án khí là gần 8 đến 19 nghìn tỷ đồng.

Bảng 11-8 Tổng hợp nhu cầu đầu tư các dự án khí quan trọng quốc gia/dự án ưu tiên đầu tư đến 2030, định hướng 2050

TT	Nhóm công trình	Nhu cầu vốn (tỷ đồng)							
		2021-2025		2026-2030		2031-2050		Tổng	
1	Các công trình hạ tầng thu gom và vận chuyển khí ngoài khơi	23	30	28	61	10	28	**61**	**119**
2	Các công trình hạ tầng nhập khẩu LNG (ngoài kho LNG của Nhà máy điện chạy LNG trong Quy hoạch Điện 8)	10	16	9	34	49	102	**68**	**152**
3	Các công trình hạ tầng xử lý, phân phối khí trên bờ	6	9	91	295	0	0	**97**	**305**
	Tổng	**40**	**55**	**128**	**391**	**58**	**130**	**226**	**576**
	Trong đó: Vốn Chủ sở hữu (30%)	12	17	38	117	17	39	**68**	**173**
	Vốn vay (70%)	28	39	90	273	41	91	**158**	**403**

Nhu cầu vốn đầu tư phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí

Tổng nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển các dự án lọc hóa dầu, hóa khí tại Việt Nam dự án ưu tiên theo toàn bộ Quy hoạch vào khoảng **459** nghìn tỷ đồng, trong đó nhu cầu theo các giai đoạn như sau:

- Giai đoạn 2021-2025: khoảng 12 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2026-2030: khoảng 334 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2031-2050: khoảng 113 nghìn tỷ đồng

Trung bình mỗi năm, tổng nhu cầu vốn cho các dự án chế biến dầu khí là 15 nghìn tỷ đồng.

Tổng nhu cầu vốn đầu tư các dự án chế biến dầu khí được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 11-9 Nhu cầu vốn đầu tư các dự án chế biến quan trọng quốc gia/dự án ưu đến 2030 và định hướng đến 2050

TT	Giai đoạn	Tổng đầu tư quy đổi (nghìn tỷ đồng)		
		Tổng	Vốn chủ sở hữu (30%)	Vốn vay (70%)
1	Giai đoạn 2021-2025	12	4	8
2	Giai đoạn 2026-2030	334	100	234
3	Giai đoạn 2031-2050	113	34	79
	Tổng	**459**	**138**	**321**

Nhu cầu vốn vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí

Tổng nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển các dự án vận chuyển, tồn trữ và phân phối dầu khí ưu tiên đầu tư tại Việt Nam tham chiếu Quy hoạch Hạ tầng dự trữ, cung ứng xăng dầu khí đốt quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2030, không tính các dự án thuộc lĩnh vực công nghiệp khí khoảng 334 nghìn tỷ đồng.

Tổng nhu cầu đầu tư theo các giai đoạn như sau:

- Giai đoạn 2021-2025: khoảng 96 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2026-2030: khoảng 95 nghìn tỷ đồng
- Giai đoạn 2031-2050: khoảng 143 nghìn tỷ đồng

Trung bình mỗi năm, tổng nhu cầu vốn cho các dự án khí là 11 nghìn tỷ đồng.

Bảng tính chi tiết nhu cầu đầu tư các công trình được thể hiện tại bản dưới đây.

Bảng 11-10 Nhu cầu vốn cho các dự án vận chuyển, tồn trữ, phân phối sản phẩm dầu khí

	Nhóm công trình	Nhu cầu vốn (nghìn tỷ đồng)			
		2021-2025	2026-2030	2031-2050	Tổng
1	Hạ tầng dự trữ xăng dầu	58	63	105	**224**
2	Hạ tầng cung ứng xăng dầu	6	13	17	**36**
	Hạ tầng dự trữ khí đốt	28	13	16	**57**
	Hạ tầng cung ứng khí đốt	3	6	4	**14**
	Tổng	**96**	**95**	**143**	**334**

	Nhóm công trình	Nhu cầu vốn (nghìn tỷ đồng)			
		2021-2025	2026-2030	2031-2050	Tổng
	Trong đó: Vốn Chủ sở hữu (30%)	29	28	43	100
	Vốn vay (70%)	67	66	100	233

Nguồn: Báo cáo Quy hoạch Hạ tầng dự trữ, cung ứng khí đốt quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050

11.2.3 Tổng nhu cầu vốn để thực hiện Quy hoạch phát triển phân ngành dầu khí

Từ các kết quả tính toán trên, có thể tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư để xây dựng/triển khai các công trình/dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên theo mục tiêu Quy hoạch phát triển phân ngành Dầu khí đến 2030, định hướng đến 2050 như sau:

+ Tổng nhu cầu đầu tư toàn bộ Quy hoạch phân ngành dầu khí vào khoảng **2.541 đến 3.258 nghìn tỷ đồng**, trong đó các giai đoạn như sau:
  - Giai đoạn 2021-2025: khoảng 425 đến 473 nghìn tỷ đồng
  - Giai đoạn 2026-2030: khoảng 832 đến 1.130 nghìn tỷ đồng
  - Giai đoạn 2031-2050: khoảng 1.284 đến 1.655 nghìn tỷ đồng

  Trung bình mỗi năm, tổng nhu cầu vốn cho phân ngành dầu khí khoảng vào *85 đến 109 nghìn tỷ đồng*.

+ Tỷ trọng nhu cầu vốn đầu tư theo lĩnh vực sắp xếp từ lớn đến nhỏ như sau:
  - Tìm kiếm thăm dò và phát triển mỏ: chiếm khoảng 58%
  - Chế biến dầu khí: 14%
  - Công nghiệp khí: 18%
  - Vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí: 10%

Đối với hoạt động điều tra cơ bản, tìm kiếm thăm dò và phát triển khai thác dầu khí, PVN/PVEP/VSP dự kiến tham gia đầu tư khoảng 30% (chủ yếu bằng nguồn vốn nhà nước tại doanh nghiệp, có tính đến vay bên ngoài nhưng với tỷ lệ không nhiều), số còn lại (70%) sẽ kêu gọi đầu tư từ các nhà thầu nước ngoài.

Đối với các lĩnh vực khí, chế biến, vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí, việc đầu tư sẽ do các doanh nghiệp/tổ chức trong và ngoài nước thực hiện, với cơ cấu vốn tự có 30% và vốn vay 70%.

Tổng hợp số liệu ước tính cho tất cả các lĩnh vực được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 11-11 Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển các công trình dự án quan trọng quốc gia/dự án ưu tiên theo Quy hoạch phân ngành Dầu khí đến 2030, định hướng đến 2050

TT	Lĩnh vực	Nhu cầu vốn đầu tư (nghìn tỷ đồng)				Tỷ trọng/cơ cấu vốn (%)
		2021-2025	2026-2030	2031-2050	Tổng	
I	**Tổng nhu cầu vốn theo quy hoạch**	**473**	**1.130**	**1.655**	**3.258**	**100**
1	Tìm kiếm thăm dò khai thác	310	310	1.269	1.889	58,0
2	Công nghiệp khí	55	391	130	576	17,7
3	Chế biến dầu khí	12	334	113	459	14,1
4	Vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí	96	95	143	330	10,2
II	**Cơ cấu vốn cho thăm dò khai thác dầu khí**	**310**	**310**	**1.269**	**1.889**	**58,0**
1	Vốn nhà nước tại DN (thông qua PVN/PVEP, VSP)	93	93	381	576	30,0
2	Vốn thu hút từ nhà thầu nước ngoài	217	217	889	1.322	70,0
III	**Cơ cấu vốn cho công nghiệp khí, chế biến, vận chuyển, tồn trữ**	**163**	**819**	**386**	**1.368**	**42,0**
	Vốn chủ sở hữu	49	246	116	410	30,0
	Vốn vay (trong và ngoài nước)	114	573	270	958	70,0

11.3 Nhu cầu vốn đầu tư phân ngành điện lực

11.3.1 Tổng hợp vốn đầu tư

Tổng vốn đầu tư phát triển điện lực giai đoạn 2021-2050 là: **9.482.768 tỷ đồng** tương ứng với **402 tỷ USD,** trong đó**:**

- Giai đoạn 2021-2025: 1.334.930 tỷ đồng
- Giai đoạn 2026-2030: 1.153.219 tỷ đồng
- Giai đoạn 2031-2035: 1.663.530 tỷ đồng
- Giai đoạn 2036-2040: 1.774.512 tỷ đồng
- Giai đoạn 2041-2045: 1.652.484 tỷ đồng
- Giai đoạn 2046-2050: 1.760.696 tỷ đồng
- **Tổng giai đoạn 2021-2030: 2.488.617 tỷ đồng**

- **Tổng giai đoạn 2021-2030: 6.994.151 tỷ đồng**

Tổng hợp vốn đầu tư theo các loại hình nguồn điện theo các giai đoạn 5 năm đến 2050 được trình bày trong bảng sau:

Bảng 11-12 Tổng hợp vốn đầu tư phát triển điện lực quốc gia giai đoạn năm 2021 – 2050.

Đơn vị: Tỷ đồng

STT	Giai đoạn	2021-2025	2026-2030	2031-2050	Tổng
I	**Vốn đầu tư nguồn điện**	**1.120.548**	**1.012.552**	**6.454.234**	**8.587.334**
1	NĐ than/biomass/amoniac	342.374	331.176	177.105	850.655
2	TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	186.792	434.753	441.940	1.063.486
3	Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	-	2.091	279.573	281.664
4	Thủy điện	209.283	126.059	261.241	596.582
5	Điện gió	354.060	34.845	3.266.082	3.654.987
6	Mặt trời	-	-	1.428.878	1.428.878
7	Điện sinh khối và NLTT khác	24.252	10.454	164.654	199.360
8	TĐ tích năng+pin tích năng	-	25.843	412.460	438.304
9	NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	3.786	47.331	22.301	73.418
II	**Lưới điện truyền tải**	**214.382**	**140.667**	**396.987**	**752.037**
	Tổng	**1.334.930**	**1.153.219**	**6.994.151**	**9.482.768**

11.3.2 Cơ cấu vốn đầu tư

Cơ cấu vốn đầu tư nguồn và lưới điện

- Trong giai đoạn quy hoạch từ nay đến năm 2050, 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 86%, do có sự đầu tư cho các công trình chuẩn bị vào vận hành sau năm 2020, trong đó có điện điện gió, điện mặt trời. Nếu tính bình quân toàn giai đoạn quy hoạch 2021-2050, tỷ lệ đầu tư tương ứng nguồn và lưới truyền tải là 92% và 8%.

Chi tiết cơ cấu vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2021-2045 cho ở bảng sau:

Bảng 11-13 Cơ cấu vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2021-2050

STT	Giai đoạn	2021-2025	2026-2030	2031-2050	2021-2050
I	**Vốn đầu tư nguồn điện**	**84%**	**88%**	**94%**	**92%**
1	NĐ than/biomass/amoniac	31%	33%	3%	10%
2	TBKHH sử dụng LNG/hydrogen mới	17%	43%	7%	12%
3	Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	0%	0%	4%	3%
4	Thủy điện	19%	12%	4%	7%
5	Điện gió	32%	3%	51%	43%
6	Mặt trời	0%	0%	22%	17%
7	Điện sinh khối và NLTT khác	2%	1%	3%	2%
8	TĐ tích năng+pin tích năng	0%	3%	6%	5%
9	NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	0%	5%	0%	1%
II	**Lưới điện truyền tải**	**16%**	**12%**	**6%**	**8%**

11.4 Nhu cầu vốn đầu tư cho năng lượng tái tạo

11.4.1 Nhu cầu vốn đầu tư năng lượng tái tạo cho sản xuất điện

Thủy điện nhỏ

Trong trường hợp quy hoạch để xếp hạng ưu tiên căn cứ quan trọng để đánh giá được các chỉ tiêu kinh tế của từng công trình trong báo cáo đã sử dụng các dữ liệu đầu vào như sau:

- Các thông số về thuỷ năng của công trình thuỷ điện nhỏ: Công suất lắp máy (N_{lm}), Công suất đảm bảo theo P=85% ($N_{đb}$), điện năng bình quân nhiều năm (Eo).
- Vốn đầu tư kinh tế ban đầu (không kể đến thuế VAT)
- Thời gian thi công: 2,5 năm
- Đời sống hoạt động kinh tế (tuổi thọ kinh tế) của công trình: 30 năm
- Năm bắt đầu vận hành: nửa cuối của năm thứ 3 xây dựng
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M): 1,5%
- Tuổi thọ của thiết bị: sau 30 năm hoạt động coi như khấu hao hết

- Tỷ lệ chiết khấu (OCC): 10% (xác định theo giá cơ hội của vốn đầu tư từ khu vực Đông Nam Á).
- Thời điểm quy về hiện tại: từ năm bắt đầu bỏ vốn.
- Suất đầu tư: 1200 ÷ 1500 USD/kW (Theo thống kê từ các công trình thủy điện đã và đang vận hành tại Việt Nam thì suất đầu tư thủy điện nhỏ vào khoảng 25 - 30 tỉ đồng/MW).

Trong đó: - Thiết bị: 25% ÷ 30%

- Xây lắp: 70% ÷ 75%

Bảng 11-14 Đề án đề xuất vốn đầu tư công nghệ thủy điện cho sản xuất điện

	2021-2025	**2026-2030**	**2030-2040**	**2041 - 2050**
Giá đầu tư danh định (tr.USD/MW)	1,75	1,75	1,75	1,75
Trong đó:				
- Thiết bị	30%	30%	30%	30%
- Xây lắp	70%	70%	70%	70%

Đề xuất nhu cầu vốn đầu tư cho công nghệ thủy điện nhỏ

Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố tỷ giá trung tâm của Đồng Việt Nam với Đô la Mỹ, áp dụng cho ngày 06/05/2020: ***23.254 VND***

Từ những nội dung phân tích trên Đề án đề xuất nhu cầu vốn đầu tư dự án thủy điện nhỏ cho các thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn 2050 như sau:

Bảng 11-15 Nhu cầu vốn đầu tư thủy điện nhỏ cho phát điện

TT	TÊN VÙNG / TỈNH	2021-2025			2026-2030			2030-2040			2041 - 2050			Tổng		
		$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x 10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ
I	KHU VỰC BẮC BỘ	295	411,438	12,000,238	663	925,735	27,000,536	369	514,297	15,000,298	147	205,719	6,000,119	1,474	2,057,190	60,001,192
1	Lai Châu	65	39,946	2,658,979	147	89,878	5,982,702	82	49,932	3,323,723	33	19,973	1,329,489	327	199,729	13,294,893
2	Điện Biên	61	38,280	2,479,923	137	86,131	5,579,826	76	47,850	3,099,904	30	19,140	1,239,961	305	191,402	12,399,614
3	Sơn La	18	243,710	713,782	39	548,347	1,606,008	22	304,637	892,227	9	121,855	356,891	88	1,218,549	3,568,908
4	Hòa Bình	1	837	54,531	3	1,884	122,694	2	1,047	68,163	1	419	27,265	7	4,187	272,653
5	Yên Bái	26	15,957	1,053,825	58	35,903	2,371,106	32	19,946	1,317,281	13	7,978	526,912	129	79,785	5,269,124
6	Lào Cai	39	22,476	1,589,120	88	50,570	3,575,521	49	28,095	1,986,400	20	11,238	794,560	195	112,378	7,945,601
7	Cao Bằng	31	19,450	1,266,413	70	43,761	2,849,429	39	24,312	1,583,016	16	9,725	633,206	156	97,248	6,332,064
8	Bắc Kạn	2	1,477	95,225	5	3,324	214,257	3	1,846	119,031	1	739	47,613	12	7,386	476,126
9	Hà Giang	38	21,548	1,556,158	86	48,482	3,501,355	48	26,935	1,945,197	19	10,774	778,079	191	107,738	7,780,788
10	Tuyên Quang	6	3,483	244,167	14	7,836	549,376	8	4,353	305,209	3	1,741	122,084	30	17,413	1,220,835
11	Quảng Ninh	6	3,460	231,145	13	7,784	520,076	7	4,324	288,931	3	1,730	115,572	28	17,298	1,155,724
12	Lạng Sơn	1	816	56,972	3	1,835	128,188	2	1,019	71,215	1	408	28,486	7	4,078	284,862
II	KHU VỰC BẮC TRUNG BỘ	48	28,297	1,971,242	109	63,667	4,435,294	61	35,371	2,464,052	24	14,148	985,621	242	141,483	9,856,208
1	Thanh Hóa	8	4,355	325,556	18	9,799	732,501	10	5,444	406,945	4	2,178	162,778	40	21,776	1,627,780
2	Nghệ An															

TT	TÊN VÙNG / TỈNH	2021-2025			2026-2030			2030-2040			2041 - 2050			Tổng		
		$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x 10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ
		19	10,774	789,473	44	24,241	1,776,315	24	13,467	986,842	10	5,387	394,737	97	53,868	3,947,367
3	Hà Tĩnh	0	243	19,533	1	546	43,950	1	303	24,417	0	121	9,767	2	1,214	97,667
4	Quảng Bình	21	12,925	836,679	46	29,081	1,882,528	26	16,156	1,045,849	10	6,463	418,339	103	64,625	4,183,395
III	KHU VỰC TRUNG TRUNG BỘ	82	48,069	3,336,949	185	108,154	7,508,135	103	60,086	4,171,186	41	24,034	1,668,475	410	240,343	16,684,745
1	Quảng Trị	2	1,227	89,528	5	2,761	201,438	3	1,534	111,910	1	614	44,764	11	6,136	447,640
2	Thừa Thiên Huế	12	7,097	488,334	27	15,969	1,098,752	15	8,872	610,418	6	3,549	244,167	60	35,487	2,441,670
3	Đà Nẵng	1	605	42,322	2	1,361	95,225	1	756	52,903	1	302	21,161	5	3,025	211,611
4	Quảng nam	36	20,509	1,447,096	80	46,144	3,255,967	44	25,636	1,808,871	18	10,254	723,548	178	102,543	7,235,482
5	Quảng Ngãi	31	18,630	1,269,668	70	41,918	2,856,754	39	23,288	1,587,086	16	9,315	634,834	156	93,151	6,348,342
IV	KHU VỰC TÂY NGUYÊN	77	50,189	3,126,965	173	112,925	7,035,672	96	62,736	3,908,707	38	25,094	1,563,483	384	250,944	15,634,827
1	Kon Tum	31	19,417	1,263,971	70	43,687	2,843,935	39	24,271	1,579,964	16	9,708	631,986	155	97,083	6,319,856
2	Gia Lai	12	7,201	500,949	28	16,202	1,127,136	15	9,001	626,187	6	3,600	250,475	62	36,005	2,504,746
3	Đắk Lắk	18	14,041	739,826	41	31,591	1,664,609	23	17,551	924,783	9	7,020	369,913	91	70,203	3,699,130
4	Đắk Nông	15	9,530	622,219	34	21,444	1,399,993	19	11,913	777,774	8	4,765	311,109	76	47,652	3,111,095
V	KHU VỰC NAM TRUNG BỘ	56	43,421	2,267,498	125	97,697	5,101,869	70	54,276	2,834,372	28	21,711	1,133,749	279	217,105	11,337,488
1	Bình Định	11	11,781	461,476	26	26,508	1,038,320	14	14,727	576,845	6	5,891	230,738	57	58,907	2,307,378
2	Phú Yên	6	5,500	257,189	14	12,376	578,676	8	6,875	321,487	3	2,750	128,595	32	27,502	1,285,946
3	Khánh Hòa	1	1,936	56,972	3	4,355	128,188	2	2,419	71,215	1	968	28,486	7	9,678	284,862

TT	TÊN VÙNG / TỈNH	2021-2025			2026-2030			2030-2040			2041 - 2050			Tổng		
		$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x 10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ	$\sum N_{lm}$ MW	Năng lượng TOE/năm	Nhu cầu vốn đầu tư x10^9 VNĐ
4	Lâm Đồng	26	15,440	1,070,265	59	34,741	2,408,097	33	19,300	1,337,832	13	7,720	535,133	132	77,202	5,351,327
5	Ninh Thuận	3	2,093	120,456	7	4,709	271,025	4	2,616	150,570	1	1,046	60,228	15	10,465	602,279
6	Bình Thuận	7	6,670	301,139	17	15,008	677,563	9	8,338	376,424	4	3,335	150,570	37	33,352	1,505,697
VI	KHU VỰC NAM BỘ	14	8,641	573,792	32	19,442	1,291,033	18	10,801	717,241	7	4,320	286,896	71	43,205	2,868,962
2	Đồng Nai	6	2,657	227,889	13	5,979	512,751	7	3,322	284,862	3	1,329	113,945	28	13,287	1,139,446
4	Bình Dương	5	3,275	183,125	10	7,369	412,032	6	4,094	228,907	2	1,638	91,563	23	16,375	915,626
5	Bình Phước	4	2,709	162,778	9	6,094	366,251	5	3,386	203,473	2	1,354	81,389	20	13,543	813,890
Tổng		572	590,054	23,276,684	1,287	1,327,621	52,372,540	715	737,567	29,095,855	286	295,027	11,638,342	2,860	2,950,269	116,383,421

11.4.2 Nhu cầu vốn đầu tư năng lượng tái tạo cho sản xuất nhiệt

Như đã phân tích và đánh giá ở trên, NLTT được sử dụng cho cấp điện và cấp nhiệt. Trong lĩnh vực cấp nhiệt NLTT đóng vai trò là nguồn năng lượng quan trọng trong đời sống cũng như sản xuất. Dạng NL này được sử dụng ở cả quy mô hộ gia đình đến quy mô công nghiệp phục vụ cho quá trình sản xuất như sấy, nung,… Các dạng năng lượng tái tạo được khai thác cho sản xuất nhiệt bao gồm năng lượng sinh khối, khí sinh học và năng lượng mặt trời.

Năng lượng sinh khối:

Quy mô hộ gia đình: Các sử dụng cuối cùng ở lĩnh vực này bao gồm: nấu ăn, nấu cám lợn, đun nước nóng… và chế biến quy mô nhỏ hộ gia đình.

Hiện nay, ước tính có khoảng 60% hộ gia đình khu vực nông thôn sử dụng sinh khối cho đun nấu hàng ngày. Tỷ lệ này có xu hướng ngày càng giảm do mức sống của người dân ngày càng tăng. Các dạng năng lượng khác như gas, điện dần thay thế cho sinh khối trong việc đun nấu.

Quy mô công nghiệp - tiểu thủ công nghiệp: Năng lượng sinh khối hiện đang được sử dụng trong lĩnh vực công nghiệp - tiểu thủ công nghiệp cho các mục đích chính như:

- Sản xuất vật liệu xây dựng: nung gạch, ngói, sản xuất xi măng..., chủ yếu tập trung ở các tỉnh miền Nam như Đồng Tháp, Bình Dương...
- Sấy lúa: các lò sấy lúa tập trung tại các cơ sở xay xát các tỉnh vùng ĐBSCL
- Lò đốt: các lò đốt bao gồm lò hơi công nghiệp cung cấp hơi cho quá trình chế biến lương thực, thực phẩm như sản xuất mạch nha, đồ hộp... (chủ yếu tại các tỉnh miền Nam); các lò sấy nông sản, thực phẩm như sấy cà phê (tại các tỉnh Tây Nguyên), ngô, chè (tại các tỉnh TD&MNPB); các lò sấy gỗ (nằm rải rác trên toàn quốc)...
- Sản xuất đường: các tổ máy đồng phát nhiệt điện sử dụng bã mía vừa sản xuất nhiệt, vừa sản xuất điện phục vụ quá trình sản xuất tại các nhà máy đường. Hiện toàn quốc có 41 nhà máy đường, trong đó tập trung chủ yếu tại vùng BTB&DHMT với 15 nhà máy, tiếp đến là vùng ĐBSCL với 10 nhà máy, số còn lại chia đều cho các vùng Đông Nam Bộ (6 nhà máy), TD&MNPB (5 nhà máy) và Tây Nguyên (5 nhà máy).

Khí sinh học

Trong lĩnh vực sản xuất nhiệt, khí sinh học được khai thác ở quy mô nhỏ, chủ yếu phục vụ cho đun nấu hộ gia đình. Trong hơn 20 năm qua, lĩnh vực khí sinh học đã có sự phát triển đáng ghi nhận. Từ chỗ phải cần có sự hỗ trợ của các tổ chức trong và ngoài nước để thúc đẩy và phát triển thì đến nay các công trình khí sinh học đã được triển khai rộng khắp trên cả nước mà không cần có sự hỗ trợ về tài chính.

Dàn đun nước nóng mặt trời

Tương tự như khí sinh học, dàn đun nước nóng sử dụng năng lượng mặt trời là một trong những thiết bị ứng dụng năng lượng tái tạo vào đời sống từ rất lâu. Dàn đun nước nóng mặt trời chủ yếu được sử dụng cho cung cấp nước nóng tại các hộ gia đình, khách sạn... Từ giữa những năm 90, dàn đun nước nóng mặt trời đã được nhập khẩu và cung cấp cho thị trường Việt Nam. Đầu những năm 2000, chính thức xuất hiện một số cơ sở sản xuất dàn đun nước nóng tại Việt Nam trên dây chuyền sản xuất nhập ngoại. Trong thời gian này, có nhiều đề tài, đề án hỗ trợ cho việc nghiên cứu, ứng dụng nhằm thúc đẩy việc phát triển dàn đun nước nóng tại Việt Nam. Các công trình triển khai phần lớn đều có sự hỗ trợ của nhà nước và tổ chức nước ngoài.

Đến nay thì dàn đun nước nóng mặt trời đã được thương mại hoá và phát triển mạnh. Theo số liệu thống kê, tính đến năm 2018 đã có gần 2 triệu dàn đun nước nóng mặt trời được lắp đặt quy mô hộ gia đình và khách sạn trải khắp 3 miền Bắc, Trung, Nam.

Theo quyết định 2068/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 25/11/2015, mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo cho sản xuất nhiệt như sau:

- Đối với cấp nhiệt từ sinh khối: Tổng năng lượng sinh khối cho sản xuất nhiệt đạt khoảng 13,6 triệu TOE năm 2020, tăng lên khoảng 16,8 triệu TOE vào năm 2030 và khoảng 23 triệu TOE vào năm 2050. Năng lượng sinh khối trong nhu cầu năng lượng cuối cùng chiếm khoảng 17% vào năm 2020, chiếm 14% vào năm 2030 và chiếm khoảng 12% vào năm 2050.
- Công trình khí sinh học: Tăng quy mô sử dụng công nghệ khí sinh học với thể tích xây dựng lên khoảng 8 triệu m3 vào năm 2020; khoảng 60 triệu m3 vào năm 2030 và khoảng 100 triệu m3 vào năm 2050.
- Thiết bị dàn đun nước nóng mặt trời: Tăng diện tích hấp thụ của các dàn nước nóng năng lượng mặt trời đạt khoảng 8 triệu m2 vào năm 2020, cung cấp 1,1 triệu TOE; khoảng 22 triệu m2 năm 2030, cung cấp 3,1 triệu TOE và đạt khoảng 41 triệu m2 vào năm 2050, cung cấp 6 triệu TOE. Tăng tỷ lệ số hộ gia đình có các thiết bị sử dụng năng lượng mặt trời (dàn đun nước nóng, bếp nấu ăn, sưởi ấm và làm mát không gian, chưng cất nước,... sử dụng năng lượng mặt trời) lên khoảng 12% vào năm 2020, khoảng 26% vào năm 2030 và khoảng 50% vào năm 2050.

Quy hoạch các nguồn NL truyền thống như điện, than, dầu, khí như đã làm là xem xét khai thác các nguồn năng lượng để đáp ứng nhu cầu NL do đó, cần thiết phải xác định tổng mức đầu tư. Khác với các Quy hoạch trên, Quy hoạch nhiệt từ NLTT là xem xét khai thác, sử dụng NLTT nhằm đáp ứng mục tiêu (tỷ lệ %) đã đề ra do đó, cần thiết phải tính toán nhu cầu và cơ chế hỗ trợ (bởi đến nay chưa có quốc gia nào thành công trong phát triển NLTT mà không gắn với cơ chế này). Khi đó, chi phí đầu tư cho nhiệt NLTT không phải là vốn đầu tư từ ngân sách nhà nước mà được huy động từ các hộ gia đình, các tổ chức và doanh nghiệp tuỳ theo quy mô đầu tư. Mức hỗ trợ cho nhiệt từ

NLTT được xem xét với một tỷ lệ rất nhỏ trong giai đoạn đầu nhằm kích thích tạo ra phong trào sử dụng và phát triển thị trường (cung ứng và sử dụng công nghệ mới). Khi thị trường được hình thành và phát triển một cách ổn định thì mức hỗ trợ sẽ giảm dần và chỉ tập trung vào phát triển công nghệ để hạ giá thành và nâng cao hiệu suất, hiệu quả sử dụng. Theo phân tích và đánh giá ở trên, thị trường cung cấp nhiệt từ năng lượng sinh khối, khí sinh học và dàn đun nước nóng mặt trời đến nay cơ bản đã ổn định và không cần đến sự hỗ trợ của nhà nước thì vẫn tiếp tục phát triển.

11.4.3 Nhu cầu vốn đầu tư năng lượng tái tạo cho giao thông (Nhiên liệu sinh học)

Nhu cầu vốn đầu tư xây dựng nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học giai đoạn 2025 - 2030, chỉ cần sửa chữa, duy tu và tái khởi động lại các nhà máy NLSH đã xây dựng, đang dừng hoạt động, dự kiến suất đầu tư sửa chữa bằng 50% suất đầu tư ban đầu. Đến năm 2045 - 2050 cần đầu tư thêm 4 nhà máy Ethanol, công suất mỗi nhà máy 100 triệu lít, tổng mức đầu tư được thể hiện trong bảng dưới đây:

Bảng 11-16 Tổng mức đầu tư cho sản xuất nhiên liệu sinh học

	Giai đoạn 2025 - 2030	**Giai đoạn 2045-2050**
Tổng công suất (triệu lít)	400	400
Suất đầu tư (triệu lít/tỉ đồng)	12	24
Tổng mức đầu tư (tỉ đồng)	**4800**	**9600**

11.5 Tổng hợp vốn đầu tư phát triển tổng thể năng lượng

Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư của ngành năng lượng toàn giai đoạn 2021-2050: ***12.337.764 tỷ đồng.*** Phân kỳ đầu tư các giai đoạn như sau:

- Giai đoạn 2021-2030: 3.855.068 tỷ đồng (trung bình 16,6 tỷ USD/năm);
- Giai đoạn 2031-2050: 8.482.696 tỷ đồng (trung bình 18,3 tỷ USD/năm);

Tính theo tỷ trọng các phân ngành, giai đoạn 2021-2030, đầu tư cho phân ngành than chiếm 2,8%, phân ngành dầu khí chiếm 32,6% và phân ngành điện lực chiếm 64,6%. Bảng tổng hợp vốn đầu tư phát triển tổng thể ngành năng lượng Phương án cơ sở như sau:

Phân ngành	**2021-2030**	**2031-2050**	**2021-2050**
Nguồn điện	2.133.100	6.357.475	8.490.575
Lưới điện truyền tải	355.517	636.677	992.194
Tổng điện lực	**2.488.617**	**6.994.151**	**9.482.768**
Tìm kiếm thăm dò (∈ điều tra cơ bản)	553.000	970.000	1.523.000
Công nghiệp khí	168.000	58.000	226.000
Chế biến dầu khí	346.000	113.000	459.000
Tồn trữ, vận chuyển, phân phối	191.000	143.000	334.000
Tổng dầu khí	**1.258.000**	**1.284.000**	**2.542.000**
Sản suất than	74.146	166.980	241.126

Phục vụ sản xuất than	34.305	37.565	71.870
Tổng than	**108.451**	**204.545**	**312.996**
Khác			
Nhiên liệu có nguồn gốc hydro			
Nhiên liệu sinh học			
Tổng (tỷ VND)	**3.855.068**	**8.482.696**	**12.337.764**
Bình quân hàng năm (tỷ VND)	385.507	424.135	411.259
Tổng (tỷ USD)	**165,9**	**365,1**	**531,0**
Bình quân hàng năm (tỷ USD)	16,6	18,3	17,7

Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư của ngành năng lượng toàn giai đoạn 2021-2050: ***17.668.746 tỷ đồng.*** Phân kỳ đầu tư các giai đoạn như sau:

- Giai đoạn 2021-2030: 5.154.788 tỷ đồng (trung bình 22,2 tỷ USD/năm);
- Giai đoạn 2031-2050: 12.153.958 tỷ đồng (trung bình 26,9 tỷ USD/năm);

Tính theo tỷ trọng các phân ngành, giai đoạn 2021-2030, đầu tư cho phân ngành than chiếm 2,9%, phân ngành dầu khí chiếm 31,1% và phân ngành điện lực chiếm 66,0%. Bảng tổng hợp vốn đầu tư phát triển tổng thể ngành năng lượng Phương án cao như sau:

Phân ngành	2021-2030	2031-2050	2021-2050
Nguồn điện	3.048.614	10.049.736	13.098.349
Lưới điện truyền tải	355.517	659.913	1.015.430
Tổng điện lực	**3.404.130**	**10.709.649**	**14.113.779**
Tìm kiếm thăm dò (∈ điều tra cơ bản)	620.000	1.269.000	1.889.000
Công nghiệp khí	446.000	130.000	576.000
Chế biến dầu khí	346.000	113.000	459.000
Tồn trữ, vận chuyển, phân phối	191.000	143.000	334.000
Tổng dầu khí	**1.603.000**	**1.655.000**	**3.258.000**
Sản suất than	113.353	111.744	225.097
Phục vụ sản xuất than	34.305	37.565	71.870
Tổng than	**147.658**	**149.309**	**296.967**
Tổng (tỷ VND)	**5.154.788**	**12.513.958**	**17.668.746**
Bình quân hàng năm (tỷ VND)	515.479	625.698	588.958
Tổng (tỷ USD)	**221,8**	**538,6**	**760,4**
Bình quân hàng năm (tỷ USD)	22,2	26,9	25,3

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Phần IV: Cơ chế, giải pháp và tổ chức thực hiện quy hoạch tổng thể về năng lượng

Chương 12 Cơ chế bảo vệ môi trường và phát triển bền vững trong quy hoạch phát triển tổng thể năng lượng

Chương 12 Cơ chế bảo vệ môi trường và phát triển bền vững trong quy hoạch phát triển tổng thể năng lượng 3

12.1 Tác động môi trường của phát triển năng lượng 3

12.1.1 Tác động môi trường của khai thác và sàng tuyển, chế biến than 3

12.1.2 Tác động môi trường của phát triển phân ngành dầu khí (VPI) 6

12.1.3 Tác động môi trường của phát triển năng lượng tái tạo (IE) 11

12.1.4 Tác động môi trường của phát triển điện lực (IE) 22

12.1.5 Phát thải khí nhà kính và Biến đổi khí hậu 33

12.1.6 Tác động môi trường của sử dụng năng lượng (IE) 36

12.2 Tích hợp đánh giá môi trường chiến lược vào báo cáo quy hoạch 38

12.2.1 Tích hợp đánh giá ĐMC về thực trạng thực hiện quy hoạch giai đoạn trước 38

12.2.2 Tích hợp đánh giá ĐMC về các định hướng quy hoạch 40

12.2.3 Tích hợp các giải pháp về ĐMC và các kiến nghị với quy hoạch 40

12.3 Xác định định hướng bố trí sử dụng đất cho phát triển kết cấu hạ tầng năng lượng quốc gia 41

12.3.1 Xác định định hướng bố trí sử dụng đất cho phát triển kết cấu hạ tầng ngành than 41

12.3.2 Xác định định hướng bố trí sử dụng đất cho phát triển kết cấu hạ tầng ngành điện lực 42

12.4 Xác định các hoạt động bảo vệ môi trường, ứng phó với biến đổi khí hậu và bảo tồn sinh thái, cảnh quan, di tích đã xếp hạng quốc gia 43

12.4.1 Các giải pháp duy trì xu hướng tích cực, phòng ngừa, giảm thiểu xu hướng tiêu cực của các vấn đề môi trường chính trong quá trình thực hiện quy hoạch 43

12.4.2 Các giải pháp hạn chế, giảm thiểu xu hướng tiêu cực 46

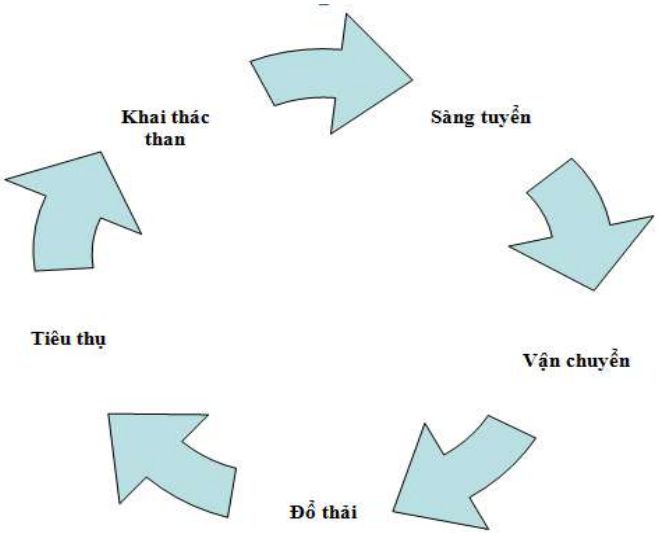
12.4.3 Xác định các hoạt động về bảo vệ môi trường 46

12.4.4 Các biện pháp ứng phó với biến đổi khí hậu và bảo tồn sinh thái, cảnh quan, di tích đã xếp hạng quốc gia trong khai thác than 50

Chương 12 Cơ chế bảo vệ môi trường và phát triển bền vững trong quy hoạch phát triển tổng thể năng lượng

12.1 Tác động môi trường của phát triển năng lượng

12.1.1 Tác động môi trường của khai thác và sàng tuyển, chế biến than



Hình 12-1 Vòng tròn khép kín các hoạt động chính trong khai thác than

Qua sơ đồ trên cho thấy các khâu chính trong hoạt động khai thác than có mối liên quan mật thiết, chặt chẽ với nhau và mỗi khâu đều gây ra các tác động nhất định đến môi trường. Ngoài các khâu chính trên còn phải kể đến các khâu phụ khác như công tác sửa chữa cơ khí, cung cấp điện nước, thông tin liên lạc. Định hướng trong công tác quy hoạch bảo vệ môi trường chính là khống chế ô nhiễm phát sinh ngay tại nguồn và quy hoạch các khâu trên một cách hợp lý, đồng bộ và nhất quán.

Tác động của các chất thải phát sinh trong khai thác than đến môi trường được thể hiện thông qua việc làm cho chất lượng môi trường thành phần (không khí, nước, đất) giảm đi, ảnh hưởng đến mỹ quan cũng như chế độ thủy văn của khu vực. Đồng thời, khai thác than hầm lò cũng tiềm ẩn những nguy cơ về bục nước, cháy nổ khí mỏ, sụt lún,...

Đánh giá tác động của bụi, hơi khí thải phát sinh trong khai thác than

Bụi là một trong những tác nhân lớn nhất gây ô nhiễm môi trường không khí khi hoạt động khai thác than, gây ra nhiều ảnh hưởng tới con người, tự nhiên và xã hội. Bụi phát sinh trong khai thác than là nguyên nhân của các tình trạng:

- Suy giảm sức khỏe của con người do các bệnh về đường hô hấp, bụi phổi;
- Làm giảm sự phát triển của cây cối, hệ thực vật do gây ra hạn chế khả năng quang hợp của cây cối;
- Làm mất cảnh quan tốt, dẫn tới hạn chế phát triển du lịch;
- Làm tăng nguy cơ mất an toàn giao thông.

- Khí thải độc hại do vận hành các thiết bị thi công có tính chất liên tục, kéo dài nhưng tác động do khí thải độc hại không lớn do bị pha loãng vào không khí ngay khi được xả ra ngoài môi trường, mật độ khí thải không tập trung. Khí mỏ (CH_4) từ các mỏ hầm lò được thu gom và bơm thoát tập trung, bị pha loãng khi ra khỏi cửa lò thông gió nên ảnh hưởng cũng không lớn.

Đánh giá tác động của nước thải sản xuất phát sinh trong khai thác than

Theo số liệu quan trắc nhiều năm tại vùng than Quảng Ninh và các vùng than khác, nước thải mỏ có các đặc điểm: có tính axit do độ pH thấp, chất rắn lơ lửng (SS) cao, có các yếu tố kim loại Fe, Mn. Ngoài ra, nước thải còn có thể bị nhiễm bẩn các chất hữu cơ (do COD cao). Do đó, nếu không được xử lý đạt QCVN 40:2011/BTNMT trước khi thải ra ngoài, các chất ô nhiễm này sẽ tác động đến thủy vực tiếp nhận nước thải mỏ than hầm lò như sau:

- Ảnh hưởng của pH: làm giảm chất lượng môi trường sống của các động thực vật thủy sinh rõ rệt do thay đổi mạnh pH của nguồn tiếp nhận;
- Ảnh hưởng của chất rắn lơ lửng: làm tăng độ đục của nước, dẫn tới làm ảnh hưởng đến khả năng trao đổi oxy, hấp thụ ánh nắng mặt trời, trao đổi chất trong nước mặt khiến môi sinh các loài thủy sinh bị ảnh hưởng; gây bồi lắng, cản trở dòng chảy, tích tụ kim loại nặng trong lớp trầm tích đáy sông, suối, dẫn đến thay đổi môi sinh của các loài thủy sinh và hệ thực vật nước. Tác động của chất rắn lơ lửng sẽ ở diện rộng do khả năng phát tán, lan tỏa cao theo dòng chảy.
- Ảnh hưởng của các kim loại Fe, Mn: đây không phải là kim loại nặng, giới hạn nồng độ cho phép của hai kim loại này trong nước thải là khá cao. Tuy nhiên, nếu nước thải không được xử lý đạt QCVN 40:2011/BTNMT trước khi thải ra môi trường thì đây sẽ là nguồn gây ô nhiễm nước nguồn tiếp nhận.

Đánh giá tác động của chất thải rắn thông thường

<u>Đất đá thải</u>

Đất đá thải là loại chất thải rắn thông thường, không gây nguy hại tới môi trường. Tuy nhiên, đất đá thải cũng gây ra nhiều tác động phiền hà đối với môi trường và môi sinh thể hiện ở những mặt sau:

- Làm thay đổi địa hình tự nhiên bằng cách tạo ra những núi đất đá thải có chiều cao hàng trăm mét so với địa hình tự nhiên. Sự thay đổi địa hình tự nhiên này có thể có những tác động nhất định đến bố trí các công trình quốc phòng, đặc biệt ở những vùng địa bàn có tính chiến lược quan trọng như Quảng Ninh;
- Thay đổi cảnh quan theo chiều hướng tiêu cực, ảnh hưởng tới phát triển du lịch của khu vực;
- Chiếm dụng đất, đặc biệt là đất nông nghiệp để làm bãi thải, làm ảnh hưởng lớn đến đời sống, kế mưu sinh của một bộ phận dân cư sống bằng nghề nông nghiệp;
- Gây bồi lấp sông suối do đất đá bị cuốn trôi theo nước mưa, nước mặt;

- Các khu vực đã được sử dụng làm bãi thải sẽ không có khả năng sử dụng lại làm đất nông nghiệp hoặc phát triển cây công nghiệp do sự thay đổi kế cấu đất và thành phần đất. Do vậy, tác động của đất thải mỏ đối với môi trường, môi sinh và việc chiếm dụng đất làm bãi thải từ hoạt động khai thác than là một trong các tác động có phạm vi rộng, ảnh hưởng lớn.

Hiện nay, để giảm thiểu tác động của các bãi thải các định hướng sử dụng tối đa không gian đã khai thác tại các mỏ khai thác than lộ thiên để làm bãi thải trong đã giúp làm giảm cung độ vận tải đổ thải (giảm chi phí và giảm thải chất thải do vận chuyển), giảm diện tích chiếm đất của bãi thải và tạo điều kiện cho việc phục hồi môi trường của các mỏ. Tuy nhiên, các tác động của bãi thải chỉ được đảm bảo khi đất đá thải được đổ thải thải theo đúng thiết kế đổ thải được cấp có thẩm quyền phê duyệt và thực hiện cải tạo phục hồi môi trường ngay sau khi kết thúc đổ thải.

Chất thải rắn công nghiệp khác:

Các chất thải rắn công nghiệp khác phát sinh trong khai thác than bao gồm các chất thải có nguồn gốc từ cao su, nhựa, bao bì,.. nên chủ yếu sẽ được thu gom, tái sử dụng hoặc tái chế để làm nguyên liệu đầu vào cho các ngành công nghiệp khác. Vì vậy, tác động của loại chất thải này đến môi trường là không lớn.

Đánh giá tác động của CTNH phát sinh trong khai thác than

Chất thải nguy hại (CTNH) là chất thải có chứa các chất hoặc hợp chất có một trong các đặc tính gây nguy hại trực tiếp (dễ cháy, dễ nổ, làm ngộ độc, dễ ăn mòn, dễ lây nhiễn và các đặc tính nguy hại khác), đồng thời có tính bền vững cao nên tác động của chúng đến môi trường lâu dài.

Khi chất thải nguy hại không được thu gom, phân loại, lưu trữ hoặc chôn lấp theo quy định của nhà nước về quản lý CTNH thì các chất thải này sẽ ngấm vào nước ngầm, đất hoặc lan tỏa trong nước mặt, bay hơi trong không khí gây tác động rất lớn đến chất lượng môi trường nước, đất và không khí mà khó có thể kiểm soát được sự lan truyền chất thải. Đồng thời, thông qua các môi trường này, chất thải nguy hại sẽ ảnh hưởng đến sức khỏe của con người, gây nên các bệnh nghiêm trọng về sức khỏe thậm chí gây tử vong. Do đó, việc thu gom, phân loại lưu trữ, vận chuyển và xử lý CTNH theo đúng quy định tại Thông tư 36/2015/TT-BTNMT ngày 01/6/2015 là yêu cầu đặt ra cho tất cả các mỏ than.

Đánh giá tác động của nước thải sinh hoạt phát sinh trong khai thác than

Nước thải sinh hoạt phát sinh do hoạt động sinh hoạt của công nhân khai thác than có chứa các thành phần về chất rắn lơ lửng, các chất hữu cơ, hợp chất chứa nitơ, dầu mỡ khoáng và coliform với hàm lượng cao. Nếu nước thải sinh hoạt không được thu gom xử lý sẽ ảnh hưởng lớn đến chất lượng nước nguồn tiếp nhận. Tuy nhiên, hiện nay tại tất cả các khu vực văn phòng, nhà điều hành mỏ, phân xưởng hoặc khu tập thể của các mỏ than hầm lò (nơi có hoạt động sinh hoạt của cán bộ công nhân mỏ) đều xây dựng các hệ thống thu gom xử lý nước thải bằng bể tự hoại. Do đó, chất lượng nước thải sinh hoạt của các mỏ than hầm lò tại vùng than Quảng

Ninh đang được quản lý và kiểm soát nghiêm túc, đảm bảo đủ tiêu chuẩn xả thải ra môi trường tiếp nhận.

Đánh giá tác động của chất thải sinh hoạt phát sinh trong khai thác than

Chất thải sinh hoạt phát sinh do hoạt động sinh hoạt của cán bộ công nhân viên tại các khu vực như văn phòng, nhà điều hành mỏ, phân xưởng hoặc khu tập thể của các mỏ than. Chất thải sinh hoạt chủ yếu bao gồm các thành phần hữu cơ do thức ăn thừa trong quá trình chế biến và sử dụng thực phẩm tại mỏ. Do đó, nếu không được thu gom, vận chuyển và chôn lấp hợp vệ sinh, chất thải sinh hoạt sẽ là nguồn thải gây ô nhiễm môi trường không khí, nước, đất và cảnh quan khu vực.

Bảng 12-1 Tóm tắt đánh giá các tác động của khai thác than đến môi trường

TT	Các tác động môi trường	Mức độ tác động
1	Tác động đến môi trường không khí	Môi trường không khí bị ô nhiễm bởi bụi, tiếng ồn, các chất khí thải, làm giảm sức chịu tải của môi trường
2	Tác động đến môi trường nước	Các nguồn nước thải nếu không được xử lý khi thải ra môi trường gây ô nhiễm nguồn tiếp nhận như pH thấp, hàm lượng cặn tăng, độ đục tăng, các nguyên tố gây ô nhiễm khác như Fe, Mn... cùng các kim loại nặng (As, Pb, Hg, Cd...) tăng, làm giảm tính đa dạng sinh học của nguồn nước mặt
3	Tác động đến chất lượng đất	Chất lượng đất khu vực thực hiện các hoạt động khai thác ngày càng nghèo kiệt, hàm lượng các chất dinh dưỡng mất đi, đất trở nên khô cứng, bở rời
4	Tác động đến bề mặt địa hình	Làm thay đổi bề mặt địa hình ở mức độ nhỏ do diện tích chiếm đất không nhiều, thảm thực vật trên bề mặt bị mất đi không nhiều so với nguyên trạng
5	Tác động của bãi thải đến môi trường	Khối lượng đất đá bóc trong hầm lò không đáng kể so với lộ thiên, tác động đến môi trường ở mức độ nhỏ
6	Tác động đến chế độ thủy văn khu vực thực hiện dự án	Công tác thoát nước thải khai trường với lưu lượng lớn làm thay đổi lưu lượng nguồn nước mặt tiếp nhận. Sự biến mất của rừng phòng hộ đầu nguồn do các hoạt động khai thác than trước đây cũng là nguyên nhân quan trọng làm thay đổi chế độ thủy văn (có lũ quét vào mùa mưa).
7	Tác động đến tài nguyên, hệ sinh thái	- Khai thác than làm cạn kiệt nguồn tài nguyên quý giá vốn được coi là vàng đen. Than là nguồn tài nguyên không tái tạo nên việc khai thác sẽ ngày làm mất đi nguồn tài nguyên này. - Tác động đến hệ sinh thái trên cạn và dưới nước: sự xuất hiện của con người cùng với việc chiếm dụng đất đai sẽ thu hẹp diện tích rừng nguyên sinh hoặc rừng trồng, làm mất đi thảm thực vật bề mặt; làm biến mất động vật hoang dã do bị săn bắt hoặc phải di cư tìm nơi cư trú mới; Nước thải mỏ chưa qua xử lý khi thải ra nguồn tiếp nhận sẽ làm ô nhiễm nguồn nước, làm giảm tính đa dạng sinh học của nguồn nước, làm cho các loài thủy sinh vốn đã nghèo nàn ngày càng trở nên nghèo nàn hơn
8	Tác động kinh tế xã hội trong khu vực	Làm thay đổi cơ cấu kinh tế trong vùng; tăng nguồn thu ngân sách cho nhà nước và địa phương-nơi có hoạt động khai thác than; làm giảm tỷ lệ người thất nghiệp trong vùng, nâng cao chất lượng cuộc sống cộng đồng, góp phần ổn định kinh tế-chính trị-xã hội của địa phương nói riêng và Nhà nước nói chung

TT	Các tác động môi trường	Mức độ tác động
9	Các sự cố rủi ro không mong muốn	- Sự cố cháy nổ khí: càng xuống sâu thì sự tích tụ khí trong lòng đất càng lớn. Mức độ cháy nổ khí tùy thuộc vào cấp độ khí mỗi khu vực khác nhau và hậu qủa của mỗi vụ là khác nhau - Sự cố bục nước lò, sập lò: nguy cơ bục nước lò luôn tiềm ẩn do các túi nước tồn tại trong các hang hốc, đặc biệt là vào mùa mưa lưu lượng nước chảy vào lò tăng do được bổ suy từ nguồn nước mưa và nước mặt. - Sự cố trượt lở, sụt lún bề mặt địa hình: Quá trình khai thác than hầm lò tạo độ rỗng lớn trong lòng đất. Các yếu tố địa chất, địa tầng, kiến tạo khu mỏ cộng với việc nổ mìn khai thác trong lò sẽ tạo ra các chấn động lớn làm rung chuyển lòng đất. Việc tính toán để lại trụ bảo vệ không phù hợp dễ gây ra các sụt lún bề mặt. - Và một số sự cố rủi ro khác như chập cháy nổ, tai nạn lao động...

12.1.2 Tác động môi trường của phát triển phân ngành dầu khí (VPI)

Tác động của sự phát triển lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác Dầu khí

Tác động của sự phát triển lĩnh vực tìm kiếm thăm dò

Việc triển khai Quy hoạch lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí, sẽ gây ra tác động môi trường chủ yếu từ hoạt động thu nổ địa chấn và khoan thăm dò, thẩm lượng, với các nguồn gây tác động chính không liên quan tới chất thải, như: chấn động, xung động và sạt lở; các nguồn gây tác động liên quan tới chất thải, như: mùn khoan và dung dịch khoan thải, nước thải sản xuất, khí rò rỉ và khí thải, dầu thô và các sản phẩm dầu, hóa chất.

Bảng 12-2 Nhận dạng nguồn gây tác động, đối tượng, phạm vi và mức độ tác động từ các hoạt động triển khai Quy hoạch lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí

Hoạt động triển khai	Nguồn gây tác động	Đối tượng bị tác động	Mức độ tác động
Thu nổ địa chấn	- Chấn động. - Xung động. - Sạt lở. - Chất thải sinh hoạt.	- Sinh vật biển. - Thảm cỏ biển. - San hô. - Nước biển. - Trầm tích đáy biển.	- Nếu sử dụng mìn để thu nổ địa chấn, thì mức độ tác động sẽ là mạnh. - Chất thải sinh hoạt phải được thu gom, xử lý phù hợp.
Khoan thăm dò, thẩm lượng	- Mùn khoan và dung dịch khoan thải. - Nước thải sản xuất và sinh hoạt. - Khí thải, khí rò rỉ (CO_2, CH_4, NO_x, SO_2, hydrocacbon).	- Tảo, các phù du. - Trứng cá và cá con. - Chu kỳ sinh học. - Nước biển. - Môi trường không khí. - Trầm tích đáy biển.	- Mùn khoan, dung dịch khoan thải, nước thải có tác động nằm trong khả năng chịu tải của nước biển. - Chất thải sinh hoạt phải được thu gom, xử lý phù hợp.

Nhìn chung, mức độ tác động từ các nguồn gây tác động có liên quan và không liên quan đến chất thải trong hoạt động triển khai Quy hoạch lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí là

không lớn và có thể áp dụng các biện pháp kiểm soát từng phần cục bộ nhằm giảm thiểu ô nhiễm và chất thải thải ra môi trường biển xa bờ.

Tác động của sự phát triển lĩnh vực khai thác Dầu khí

Xét về mặt môi trường, nhìn chung việc triển khai Quy hoạch lĩnh vực khai thác dầu khí sẽ gây ra tác động môi trường chủ yếu từ hoạt động khoan khai thác dầu khí và vận tải dầu khí vào bờ, với các nguồn gây tác động chính không liên quan tới chất thải, như: ồn rung và các nguồn gây tác động liên quan tới chất thải, như: mùn khoan và dung dịch khoan thải, nước thải sản xuất và sinh hoạt, khí rò rỉ và khí thải, dầu thô và các sản phẩm dầu, hóa chất.

Bảng 12-3 Nhận dạng nguồn gây tác động, đối tượng, phạm vi và mức độ tác động từ các hoạt động triển khai Quy hoạch lĩnh vực khai thác dầu khí

Hoạt động triển khai	Nguồn gây tác động	Đối tượng bị tác động	Mức độ tác động
Khoan khai thác dầu khí	- Mùn khoan và dung dịch khoan thải. - Nước thải sản xuất và sinh hoạt. - Khí thải, khí rò rỉ (CO_2, CH_4, NO_x, SO_2, hydrocacbon).	- Tảo, các phù du. - Trứng cá và cá con. - Chu kỳ sinh học. - Nước biển. - Môi trường không khí. - Trầm tích đáy biển.	- Mùn khoan, dung dịch khoan thải, nước thải có tác động nằm trong khả năng chịu tải của nước biển. - Chất thải sinh hoạt phải được thu gom, xử lý phù hợp.
Vận tải dầu khí	- Ồn rung. - Khí thải, khí rò rỉ (CO_2, CH_4, NO_x, SO_2, hydrocacbon). - Nước thải dằn tàu, đáy tàu và vệ sinh sàn tàu. - Chất thải sinh hoạt. - Rủi ro, sự cố.	- Sinh vật biển. - Thảm cỏ biển. - San hô. - Nước biển. - Trầm tích đáy biển.	- Việc xả thải trực tiếp nước thải dằn tàu, đáy tàu và vệ sinh tàu xuống biển bị nghiêm cấm. - Chất thải sinh hoạt phải được thu gom, xử lý phù hợp.

Nhìn chung, các nguồn gây tác động có liên quan và không liên quan đến chất thải trong hoạt động triển khai quy hoạch khai thác dầu khí, có thể áp dụng các biện pháp kiểm soát từng phần cục bộ nhằm giảm thiểu ô nhiễm và chất thải thải ra môi trường biển xa bờ, song trong quá trình triển khai Quy hoạch sẽ cần phải quan tâm kiểm soát chặt chẽ các nguồn thải từ đội tàu vận tải dầu thô.

Tác động của sự phát triển lĩnh vực công nghiệp khí

Nhìn chung, xét về các yếu tố môi trường, thì các nội dung quy hoạch phát triển công nghiệp khí chủ yếu có tác động từ hoạt động đầu tư hạ tầng vận chuyển khí, cũng như hạ tầng nhập khẩu LNG và tái hóa khí.

Bảng 12-4 Nhận dạng nguồn gây tác động, đối tượng, phạm vi và mức độ tác động từ các hoạt động triển khai Quy hoạch lĩnh vực công nghiệp khí

Hoạt động triển khai	Nguồn gây tác động	Đối tượng bị tác động	Mức độ tác động
Đầu tư hạ tầng vận chuyển khí (hệ thống đường ống, trạm nén khí, nhà máy xử lý khí)	- Khí thải, khí rò rỉ (CO_2, CH_4, NO_x, SO_2, hydrocacbon). - Chất thải xây dựng, sản xuất và sinh hoạt. - Ồn rung. - Nước mưa chảy tràn. - Sạt lở, xói lở, ngập chìm. - Rủi ro, sự cố.	- Đa dạng sinh học. - Nước biển, nước mặt. - Môi trường không khí. - Môi trường đất. - Trầm tích sông, biển. - Biến đổi khí hậu.	- Khí thải phải được thu gom, xử lý phù hợp. - Chất thải xây dựng, sản xuất và sinh hoạt phải được thu gom, xử lý phù hợp. - Phải phòng chống rủi ro, sự cố.
Đầu tư hạ tầng nhập khẩu LNG và tái hóa khí (kho cảng, hệ thống đường ống)	- Khí thải, khí rò rỉ (CO_2, CH_4, NO_x, SO_2, hydrocacbon). - Chất thải xây dựng, sản xuất và sinh hoạt. - Ồn rung. - Nước mưa chảy tràn. - Sạt lở, xói lở, ngập chìm. - Rủi ro, sự cố.	- Đa dạng sinh học. - Nước biển, nước mặt. - Môi trường không khí. - Môi trường đất. - Trầm tích sông, biển. - Biến đổi khí hậu.	- Khí thải phải được thu gom, xử lý phù hợp. - Chất thải xây dựng, sản xuất và sinh hoạt phải được thu gom, xử lý phù hợp. - Phải phòng chống rủi ro, sự cố.

Việc xây dựng hạ tầng khí nội địa, nhập khẩu LNG và tái hóa khí tại các khu vực Bắc – Trung – Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ, có thể tác động gây ô nhiễm môi trường biển và môi trường trên bờ, cũng như gây tác động tiêu cực đến đa dạng sinh học sông, biển; có thể tác động làm gia tăng nguy cơ xảy ra rủi ro và sự cố môi trường, đặc biệt là liên quan tới hệ thống đường ống dẫn khí cao áp dưới biển và trên bờ, hệ thống kho cảng LNG và đường ống dẫn khí phân phối cho các khu vực và các đối tượng sử dụng. Song, có thể cho rằng xác suất xảy ra rủi ro, sự cố là rất thấp, bởi hiện nay lĩnh vực này áp dụng các giải pháp kỹ thuật-công nghệ cao, bảo đảm an toàn tuyệt đối cho hạ tầng thu gom, vận chuyển, chế biến, xử lý, sử dụng khí tự nhiên dưới biển và trên bờ.

Đối với các hoạt động chế biến, xử lý và kinh doanh khí tự nhiên trên bờ, thì có thể cho rằng nguy cơ xảy ra rủi ro, sự cố (rò rỉ, cháy nổ khí gas) sẽ gia tăng trong các hoạt động sản xuất và kinh doanh ở quy mô nhỏ, cục bộ.

Tác động của sự phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí

Nhìn chung, xét về các yếu tố môi trường, thì các nội dung quy hoạch phát triển lĩnh vực chế biến có thể gây ra các tác động môi trường quan trọng nhất, có tính phổ biến phát tán ô nhiễm ra các khu vực xung quanh và có thể ảnh hưởng quan trọng tới xu thế diễn biến môi trường trên bờ, đồng thời có thể phổ biến ô nhiễm ra môi trường biển ven bờ.

Bảng 12-5 Nhận dạng nguồn gây tác động, đối tượng, phạm vi và mức độ tác động từ các hoạt động triển khai Quy hoạch lĩnh vực chế biến, vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí

Hoạt động triển khai	Nguồn gây tác động	Đối tượng bị tác động	Mức độ tác động
Đầu tư các nhà máy lọc – hóa dầu với các nguồn nguyên liệu trong nước và nhập khẩu	- Khí thải, khí rò rỉ (CO_2, CH_4, NO_x, SO_2, hydrocacbon). - Chất thải xây dựng, sản xuất và sinh hoạt. - Ồn rung. - Nước mưa chảy tràn. - Sạt lở, xói lở, ngập chìm. - Rủi ro, sự cố.	- Đa dạng sinh học. - Nước biển, nước mặt. - Môi trường không khí. - Môi trường đất. - Trầm tích sông, biển. - Biến đổi khí hậu.	- Khí thải phải được thu gom, xử lý phù hợp. - Chất thải xây dựng, sản xuất và sinh hoạt phải được thu gom, xử lý phù hợp. - Phải phòng chống rủi ro, sự cố.

Với khối lượng lớn nguồn nguyên liệu được đưa vào quá trình chế biến lọc-hóa dầu hàng năm, thì tải lượng chất ô nhiễm phát thải vào không khí, đất và nước là lớn và sẽ có những tác động rất tiêu cực tới chất lượng môi trường xung quanh. Tuy nhiên, các tác động tiêu cực này có thể phòng ngừa và kiểm soát chặt chẽ nhờ việc áp dụng các biện pháp phòng ngừa tại nguồn (công tác ĐTM) và ứng dụng các giải pháp kỹ thuật – công nghệ tiên tiến, có hiệu quả cao. Hiện nay, các nhà máy lọc – hóa dầu được đầu tư xây dựng trên thế giới và ở Việt Nam, đều có công nghệ rất tiên tiến, hiện đại và hoàn toàn bảo đảm quy chuẩn môi trường quy định.

Tác động của sự phát triển lĩnh vực vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu mỏ

Quy hoạch phát triển lĩnh vực vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí có thể gây ra các tác động môi trường quan trọng, có tính phổ biến phát tán ô nhiễm ra các khu vực xung quanh và có thể ảnh hưởng quan trọng tới xu thế diễn biến môi trường trên bờ, đồng thời có thể phổ biến ô nhiễm ra môi trường biển ven bờ.

Bảng 12-6 Nhận dạng nguồn gây tác động, đối tượng, phạm vi và mức độ tác động từ các hoạt động triển khai Quy hoạch lĩnh vực chế biến, vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí

Hoạt động triển khai	Nguồn gây tác động	Đối tượng bị tác động	Mức độ tác động
Đầu tư hệ thống dự trữ dầu thô, xăng	- Khí thải, khí rò rỉ (CO_2, CH_4, NO_x, SO_2, hydrocacbon).	- Đa dạng sinh học. - Nước biển, nước mặt.	- Khí thải phải được thu gom, xử lý phù hợp.

Hoạt động triển khai	Nguồn gây tác động	Đối tượng bị tác động	Mức độ tác động
dầu và hệ thống kho LPG đầu mối	- Chất thải xây dựng, sản xuất và sinh hoạt. - Ồn rung. - Nước mưa chảy tràn. - Sạt lở, xói lở, ngập chìm. - Rủi ro, sự cố.	- Môi trường không khí. - Môi trường đất. - Trầm tích sông, biển. - Biến đổi khí hậu.	- Chất thải xây dựng, sản xuất và sinh hoạt phải được thu gom, xử lý phù hợp. - Phải phòng chống rủi ro, sự cố.

Với khối lượng lớn dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ được vận chuyển, tàng trữ và kinh doanh hàng năm ngày càng gia tăng thì tải lượng chất ô nhiễm độc hại phát thải vào không khí, đất và nước là lớn và sẽ gây ra những tác động tiêu cực tới chất lượng môi trường xung quanh. Tuy nhiên, tương tự như trên các tác động rất tiêu cực này có thể phòng ngừa và kiểm soát chặt chẽ nhờ việc áp dụng các biện pháp phòng ngừa tại nguồn (công tác thực hiện ĐTM) và ứng dụng các giải pháp kỹ thuật – công nghệ tiên tiến, hiện đại, có hiệu quả cao và hoàn toàn bảo đảm được chất lượng môi trường quy định.

12.1.3 Tác động môi trường của phát triển năng lượng tái tạo (IE)

Tác động môi trường của phát triển NLTT đi theo các vấn đề môi trường chính sau:

E3 - Gia tăng chất thải rắn và chất thải nguy hại

Các dự án điện từ nguồn NLTT được đánh giá là nguồn năng lượng xanh và sạch và mang lại một cơ hội phát triển lĩnh vực công nghiệp mới cho xã hội và nền kinh tế Việt Nam trong thời gian tới. Tuy nhiên, một số vấn đề môi trường và xã hội lớn cũng được quan tâm hiện nay đối với loại hình nguồn điện này.

Chất thải rắn và chất thải nguy hại hiện đang là vấn đề cấp bách và nan giải đối với tất cả các tỉnh thành ở Việt Nam. Do khối lượng nhiều, hạn chế về năng lực và công nghệ xử lý, hạn chế vị trí bãi chôn cất và diện tích đất chôn lấp, đặc biệt là chất thải nguy hại. Do đó, ở thời điểm lập ĐMC cho quy hoạch, nhóm ĐMC tạm tính dự báo con số này để có bức tranh về vấn đề rác thải Pin mặt trời. Trong thời gian tới, khi có điều kiện và thời gian, sẽ thực hiện khảo sát chi tiết khối lượng thải bỏ các tấm pin và thực trạng quản lý để có giải pháp xử lý trong tương lai khi mà số lượng tấm Pin mặt trời phát sinh nhiều hơn nữa theo kịch bản triển như hiện nay.

Trong khi đó, các dự án NLTT như điện mặt trời và điện gió mặc dù là nguồn điện sạch nhưng sẽ là nguồn thải chất thải rắn lớn trong tương lai, đặc biệt là giai đoạn cuối kỳ quy hoạch, khi nhiều dự án điện gió và điện mặt trời đã hết tuổi thọ và đi vào giai đoạn tháo dỡ.

Chất thải từ các dự án điện mặt trời

Các tấm PMT được thế giới xếp vào loại chất thải điện tử, với loại tấm PMT phổ biến trên thế giới và Việt Nam hiện nay là loại 300 W/tấm, thì với công suất ĐMT được dự

báo sẽ phát triển ở Việt Nam năm 2030 (là 18,6 GW) sẽ cần khoảng 62 triệu tấm, tương đương khoảng 930 ngàn tấn vật liệu (15 kg/tấm) và năm 2045 (là 55 GW) sẽ cần khoảng 183,3 triệu tấm, tương đương khoảng 2,75 triệu tấn vật liệu. Theo dự báo nói trên, thì đến năm 2045 lượng phế thải PMT **2,75 triệu tấn vật liệu** là các tấm PMT hết hạn sử dụng. Từ nay đến năm 2030,**chỉ một tỷ lệ nhỏ PMT bị hỏng** phải thay thế trong quá trình vận chuyển, lắp đặt, điều kiện thời tiết bất lợi (bão, lốc xoáy, nhiệt độ cao vượt ngưỡng cho phép kỹ thuật của tấm pin…). Loại chất thải này chưa tính đến lượng chất thải là các loại cáp điện, investor, pin tích điện…

Thành phần chính (hay các lớp) của tấm pin gồm có khung nhôm cố định bao quanh, các tấm kính, các hộp nối, lớp keo dán, giây hàn nối và các cáp điện… Các thành phần này của tấm PMT thải bỏ có thể thu hồi để tái chế đến hơn 80%. Còn lại Si (solar cells) cũ (đối với PMT tinh thể Silicon), hay các nguyên tố độc hại Cadmium (Cd), Tellurium (Te)… (đối với PMT màng mỏng) được thu hồi bằng các công nghệ xử lý (vật lý, nhiệt hóa học) để tái chế và tái sử dụng lại[1], nhằm giảm thiểu ô nhiễm môi trường và tiết kiệm tài nguyên chỉ chiếm khoảng 2-3%.

Khối lượng chất thải pin mặt trời này có thể tăng theo tỷ lệ của công suất Pin mặt trời được đưa vào quy hoạch, dự báo đến năm 2045, ngoài khối lượng chất thải hư hỏng còn có một số dự án đã hết tuổi thọ và dỡ bỏ nên khối lượng các tấm pin thải bỏ sẽ lớn hơn nhiều. Vấn đề đặt ra cách thức quản lý thải bỏ và xử lý chất thải này cần được lưu ý xem xét từ giai đoạn này khi mà việc quản lý và xử lý chất thải điện tử của Việt Nam hầu như chưa có quy định. Bãi chứa và chôn lấp rác thải nguy hại hay rác thải điện tử quốc gia chưa được quy hoạch và chưa có công nghệ xử lý hiệu quả thì vấn đề này cần phải được nêu ra để có sự quan tâm của các cơ quan chức năng trong thời gian tới.

Chất thải từ các dự án điện gió

Vào thời điểm hiện nay, chất thải từ điện gió gần như không có, mặc dù có một vài sự cố chập cháy tua bin có hư hỏng nhưng đã khắc phục được. Do đó, chỉ có một lượng ít rác thải là các bộ chuyển đổi điện, hộp số, cáp bị hư hỏng trong quá trình vận hành nhưng số liệu không đáng kể, được lưu giữa và quản lý như vật liệu nguy hại nêu ở trên. Nhưng trong thời gian tới, theo như dự báo phát triển điện gió ở kịch bản *KB0A-QHĐ7HC,* khối lượng rác thải điện gió sẽ tăng lên đáng kể. Nhu cầu bãi chứa được đặt ra, và đây là một áp lực đối với Việt Nam khi diện tích đất cho nhu cầu sản xuất, ở và sinh hoạt đang ngày càng hạn hẹp.

Chất thải rắn từ điện gió, các tuabin và cánh quạt 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 thải[2]. Trung Quốc,

---

[1] Developing End-of-Life solutions for Solar Photovoltaics and Wind Power systems in Viet Nam, nghiên cứu của Viện Năng lượng, 2/2021, do UNDP hỗ trợ.

[2] 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

Châu Âu, Mỹ và phần còn lại của thế giới sẽ thải theo tỷ lệ 40%, 25%, 16% và 19% tương ứng. Đây 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[3]. 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, khi mà số lượng tua bin gió được xây dựng tăng gấp 5 lần ở thời điểm hiện tại. Hơn nữa, để chịu được gió bão, các cánh quạt được chế tạo bằng các vật liệu siêu bền (hợp kim titan, sợi các bon,…) nên khó có thể bị nghiền nhỏ để đem tái chế và tái sử dụng. Vấn đề hiện nay là các nước đang chạy đua tìm kiếm những vùng rộng lớn để làm bãi thải như là giải pháp tốt nhất. Ở Mỹ đất nước rộng lớn hiện có 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, do các cánh tuabin gió có chiều dài cánh quạt lên tới 30 feets.

Loại rác thải điện mặt trời và điện gió là loại khó xử lý và có khối lượng lớn có thể lên đến hàng triệu tấn vào năm 2045, nên cần được quan tâm ngay từ giai đoạn này. Với khối lượng lớn, rác 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.

Với Việt Nam, hiện phát triển mạnh mẽ NLTT nhưng công nghệ điện mặt trời chưa làm chủ được, hầu hết thiết bị đều phải nhập từ nước ngoài về. Chất thải của điện mặt trời và điện gió sẽ tăng nhanh trong bối cảnh diện tích đất làm bãi chứa không có hoặc rất hạn chế. Do đó, Việt Nam sẽ phải đẩy mạnh việc nghiên cứu giải pháp xử lý và thử nghiệm các công nghệ 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 tâm lý và chế tài cho việc này. Cần lưu ý thêm, với chất thải của dự án điện gió hiện chưa có giải pháp xử lý hiệu quả nên được lưu giữ tại các bãi thải rộng lớn như ở Mỹ và Châu Âu, điều này khó khăn đối với Việt Nam nơi diện tích đất hạn chế.

Với 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% 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

[3] www.bloomberg.com › news › features

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 nước[4].

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 sinh[5]. Việc đốt chất thải phổ biến vì nó chiếm dụng ít diện tích đất hơn và giải phóng không gian tại các bãi chôn lấp. Tuy nhiên, việc đốt rác thải lộ thiên gây ra mối đe dọa đáng kể đối với môi trường và sức khỏe con người. Khi đốt chất thải, các chất ô nhiễm không khí có thời gian tồn tại ngắn, chẳng hạn 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 CO_2 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 góp phần 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 sử dụng rác này đốt để phát điện đang là nhu cầu cấp thiết ở hầu hết các tỉnh thành trên cả nước giúp giảm và 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. Theo dự báo thì nguồn điện từ rác thải sẽ gia tăng, giúp nhà nước xử lý khối lượng lớn rác thải sinh hoạt và công nghiệp và giúp giải quyết được vấn đề về rác thải hiện nay. Tuy nhiên, với loại hình điện từ nguồn chất thải rắn được đốt trong lò cần phải được lưu ý kiểm soát tro xỉ thải, vì đây là loại chất thải nguy hại cần phải được xử lý đúng quy định. Khí thải từ lò đốt rác thải cần được kiểm soát thải lượng đảm bảo tiêu chuẩn phát thải khí thải của Việt Nam quy định và của IFC.

E4 - Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

Tác động đến hệ sinh thái và đa dạng sinh học của NLTT chủ yếu là do việc thu hồi đất cho dự án làm mất đi các hệ sinh thái nông nghiệp, hệ sinh thái rừng trồng, rừng tự nhiên, vùng đất ngập nước nếu bị thu hồi cho dự án.

Điện mặt trời

Theo số liệu thống kê cho thấy từ 2018 -2019, tổng diện tích đất đã chuyển đổi cho các công trình điện mặt trời là **16.769 ha trong đó có 1821 ha rừng và 291 ha đất nông nghiệp**. Dự báo diện tích đất dành cho điện mặt trời đến năm 2045 sẽ khoảng **55.550 ha**.

Bảng 12-7 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

[4] Ngân hàng Thế giới 2016

[5] Trung tâm Phát triển Khu vực của Liên hợp quốc 2017

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

Trong đó, có thể còn có một diện tích không nhỏ đất rừng có thể bị chuyển đổi cho các dự án này, làm ảnh hưởng đến hệ sinh thái và đa dạng sinh học của vùng dự án.

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 hệ sinh thái nước do quá trình quang hợp trong nước làm thay đổi môi trường sống và sự phát triển các loài ở lưu vực đó. Kinh nghiệm thế giới cho thấy, với các vùng tự nhiên không cho phép làm các công trình điện mặt trời nổi.

Điện mặt trời áp mái, với quy mô không lớn nên thường không có nhiều vấn đề về môi trường lại có tác dụng chống nóng và tận dụng được diện tích không gian hữu ích lớn như các mái công trình công cộng, khu công nghiệp... Tuy nhiên, hiện nay các vấn đề an ninh, an toàn của các mái nhà công nghiệp không đảm bảo và chưa có cơ chế quản lý việc sử dụng mái nhà này nên hạn chế phát triển loại hình ĐMTAM trên các công trình này. Vấn đề đáng lưu ý là do các nguồn ĐMTAM là nguồn phân tán nên việc quản lý và kiểm soát các tấm PMT thải bỏ sẽ khó khăn và dễ là nguồn gây ô nhiễm trong tương lai.

Điện gió

Năng lượng gió (NLG) được coi là năng lượng tái tạo hoặc năng lượng xanh. Tuy nhiên vẫn tiềm ẩn các vấn đề môi trường đặc thù đối với loại hình phát triển này. Trong đó những tác động môi trường tiêu cực của các dự án điện gió gồm có tiếng ồn, sóng âm gây nhiễu tín hiệu phát thanh và tần số điện áp, ảnh hưởng đến vùng hoạt động của chim đặc biệt là chim di cư và dơi, các dự án điện gió ngoài khơi còn ảnh hưởng đến hoạt động của cá, tuy nhiên những tác động này thường không lớn.

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 12-8 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

Điện gió ngoài khơi có nhiều đặc tính ưu việt nên đang là loại hình điện gió đang được thế giới ưu tiên phát triển, Việt Nam cũng khuyến khích phát triển trong thời gian tới. Theo đó, đến năm 2040 có khoảng 14.000 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 260.400 ha năm 2040 và tăng lên 390.600 ha vào năm 2045.

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** do tạo được môi tường sống mới cho các loài. Nghiên cứu cho thấy, việc đưa các cấu trúc cứng xuống biển giúp cho môi trường đáy biển hoạt động rất giống với 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 cầu tàu, cụ thể là động vật không xương sống ăn nhờ cơ chế lọc nước như hàu, vẹm, hà, trai… Điều này 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 tra còn ghi nhận sự xâm lấn của các loài mới. Nhưng lưu ý đến 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 và hoạt động, sự xáo trộn do trầm tích, thay đổi môi trường sống, và các hiệu ứng né tránh hoặc thu hút do trường điện từ.

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 đổi 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 105,54dB(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 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 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 nhấp nháy, gây cảm nhận khó chịu. Tuy nhiên, tác động này chỉ có 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 rối 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 dơi có thể bị thương do va chạm vào các cột tuabin và 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 chim và dơi bị sức ép tác động

đến cơ thể và khó xác định phương hướng dẫn đến va chạm. Một nghiên cứu ở Hoa Kỳ trong năm 2013, các tuabin gió đã làm chết hơn 600.000 con dơi.

Với độ cao của các cột gió và sải cánh quạt của tua bin gió có thể sẽ ảnh hưởng đến các loài chim bay ở tầm cao, đặc biệt là các loài di cư khi đi qua các công trình điện gió này. Do đó, các dự án điện gió cần xem xét lựa chọn vị trí không nằm trên tuyến đường di cư của các loài chim để hạn chế tác động đến chúng. Xem xét các nghiên cứu phát triển điện gió tại Việt Nam gần đây cho thấy, các dự án gió sẽ phát triển trong thời gian tới tại khu vực miền Nam và Nam Trung Bộ có thể có ảnh hưởng đến chim và dơi, khu vực Miền Trung và Miền Bắc thường tác động này không đáng kể do đây không phải là khu vực sinh sống và di cư phổ biến của các loài chim và dơi.

Điện sinh khối

Nguồn năng lượng sinh khối 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 và 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 củi 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 nguồn gỗ NL, tiếp đó là nguồn gỗ NL từ cây trồng phân tán với khoảng 30%, còn lại là cây lâu năm, cây từ đất trống đồi trọc. Do đó, cần kiểm soát việc phát triển nguồn điện sinh khối này ở mức hợp lý để hạn chế nguy cơ khai thác quá mức nhiên liệu từ rừng cho các dự án điện làm ảnh hưởng đến hệ sinh thái rừng và diện tích rừng.

E5- Thay đổi mục đích sử dụng đất

Với QHĐVIII, NLTT phát triển mạnh mẽ, do vậy vấn đề sử dụng đất đặc biệt được quan tâm, đặc biệt là các dự án điện mặt trời. Cứ mỗi 1MW điện mặt trời sẽ chiếm từ 1,2-1,8ha đất chưa kể đến nhu cầu đất cho 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. Hầu hết các dự án điện mặt trời 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…. nên đã phát sinh một số vấn đề liên quan đến trật tự, an sinh xã hội. Hơn nữa, ở giai đoạn chạy đua này giá đất gia 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 thỏa mãn đòi hỏi của người dân theo thị trường, để có thể thu hồi đất và

triển khai dự án kịp với thời điểm được hưởng hỗ trợ của nhà nước. Điều này sẽ gây khó khăn cho các nhà đầu tư sau này, đặc biệt là doanh nghiệp nhà nước khi giá trị hỗ trợ và đền bù đất phải theo giá đất quy định của nhà nước.

Thêm vào đó, với tốc độ phát triển điện gió và điện mặt trời như đề xuất, ước tính diện tích đất huy động cho loại hình sản xuất điện này như đã được nêu ở phần 1.6.3.1, nên diện tích đất nông nghiệp, đất rừng có nguy cơ bị suy giảm gây ảnh hưởng đến thu nhập, sinh kế của người dân. Đặc biệt, các dự án điện mặt trời và điện gió chỉ tập trung ở một số tỉnh nên khi thu hồi diện tích đất lớn như vậy ở những tỉnh đó có thể ảnh hưởng đến an ninh lương thực của địa phương nếu không được xem xét phù hợp.

Diện tích mặt biển sẽ huy động thực hiện cho các dự án điện gió ngoài khơi là 37.200ha vào 2030, tăng lên 93.000ha vào năm 2035 và 130.200ha vào năm 2045.

Với các dự án điện khí sử dụng LNG nhập khẩu và các dự án cảng nhập LNG tập trung, do chưa có dự án thực tế tại Việt Nam nên tham khảo FS của dự án Nhà máy điện LNG Bạc Liêu 3200MW, thì hạng mục kho cảng LNG ngoài khơi cách bờ hơn 40km có đường ống dẫn khí vào bờ, có tổng diện tích mặt biển dự kiến sử dụng cho các hạng mục là 183 ha bao gồm cả hành lang an toàn. Như vậy, với tổng công suất nguồn điện khí LNG là 93GW vào năm 2045 như dự báo, dự kiến tổng diện tích mặt biển sẽ sử dụng cho hạng mục cảng và đường ống vào bờ **khoảng 5.318 ha**. Vị trí các dự án này sẽ được xác định ở giai đoạn sau, đảm bảo sao cho không được chồng lấn với quy hoạch tuyến luồng hàng hải, khu vực nuôi trồng thủy sản… và cần được làm rõ với địa phương để đưa vào kế hoạch sử dụng đất hàng năm.

Qua thời gian thực hiện QHĐVIIHC vừa qua cho thấy, vấn đề đất đai là vấn đề khó khăn nhất đối với các dự án đầu tư vì thủ thục chuyển đổi đất, cấp đất, giải phóng mặt bằng liên quan đến nhiều Luật (Rừng, Đất đai, Biển) không rõ ràng, ngoài luật còn có rất nhiều quy định khác có khi các đơn vị quản lý lại hiểu khác nhau về các quy định nên vận dụng cũng khác nhau. Giá đất chưa hợp lý và khó xác định do các quy định khác nhau và phức tạp, các nghĩa vụ liên quan của các bên về xác định giá đất còn chồng chéo, giá hỗ trợ đền bù chưa hợp lý nên nhiều công trình mặc dù xong thủ tục chuyển đổi và giao đất nhưng không thể giải phóng mặt bằng, ảnh hưởng đến tiến độ của các dự án, ảnh hưởng đến đời sống của người dân, vừa tác động không tốt đến an ninh, trật tự, an toàn xã hội. Đặc biệt là các dự án đường dây truyền tải điện, các dự án điện mặt trời, điện gió được ưu đãi về thuế đất. Cần phải có cơ chế thực hiện rõ ràng đối với ngành điện để đảm bảo tiến độ của các nguồn điện trong quy hoạch, giải pháp này được trình bày chi tiết trong chương 4 của báo cáo.

Xem xét các tác động đặc trưng khác của mỗi loại hình nguồn điện từ NLTT

Điện Mặt trời

Nhìn chung, mặt trời là một loại năng lượng được đánh giá là không gây nhiều ảnh hưởng lớn đối với môi trường, ngoại trừ tác động lớn nhất là thay đổi mục đích sử dụng đất của các dự án. Tuy vậy, cũng cần có những đánh giá sâu hơn về các khía cạnh môi trường mà dự án có thể ảnh hưởng đến hoặc các nhà quản lý phải nhận biết và quan tâm đến đó là:

Sử dụng một lượng lớn nước ngầm hoặc nước mặt để làm sạch các tấm pin và các bộ thu sẽ ảnh hưởng đến nhu cầu nước ở khu vực đó, đặc biệt ở một số địa điểm khô hạn, ít mưa. Điều này có thể ảnh hưởng đến các hệ sinh thái đang phụ thuộc vào nguồn nước này.

Ngoài ra, chùm ánh sáng mặt trời tập trung thành tháp nhiệt do các tấm pin điện mặt trời tạo ra có thể giết chết các loài chim và côn trùng bay vào chùm tia này.

Rác thải từ các tấm pin mặt trời, một số vật liệu và hóa chất độc hại được sử dụng để tạo ra các tế bào quang điện (PV), chất bán dẫn để chuyển đổi ánh sáng mặt trời thành điện năng. Một số tấm pin mặt trời của hệ thống nhiệt mặt trời có sử dụng chất lỏng nguy hiểm để làm dung dịch truyền nhiệt. Nếu các chất này bị rò rỉ từ những vật liệu này có thể gây hại cho môi trường. Đặc biệt là khi các tấm pin mặt trời hỏng bị thải bỏ không đúng quy định có thể ảnh hưởng đến môi trường đất và nước. Luật môi trường của Mỹ quy định việc sử dụng và thải bỏ các loại vật liệu này. Nhưng hiện nay Liên minh Châu Âu (EU) là khu vực đầu tiên trên thế giới ban hành các đạo luật về phế thải điện tử nói chung và phế thải ĐMT nói riêng (Thông tư WEEE đối với phế thải PMT). Luật này của EU bao gồm các điều luật về thu gom, tái chế và tái sử dụng các tấm PMT phế thải cũng như trách nhiệm của các nhà sản xuất và cung cấp các tấm PMT. Theo WEEE, tất cả các nhà sản xuất hoặc nhập khẩu các vật liệu sản xuất tấm pin mặt trời, kể cả tấm tấm pin mặt trời, phải đăng ký sản phẩm, trong đó tất cả các số liệu về tấm pin mặt trời phải được cung cấp đầy đủ, chi tiết. Hơn nữa, các nhà sản xuất và nhập khẩu phải chịu trách nhiệm việc thu gom, xử lý các tấm tấm pin mặt trời phế thải do họ sản xuất hay nhập khẩu khi chúng hết thời hạn sử dụng.

Trong khu vực EU, quốc gia đầu tiên thực hiện Thông tư WEEE là Vương quốc Anh, tiếp đến là Đức. Cộng hòa Sec đã và đang đưa thêm vào một qui định chặt chẽ hơn đối với việc thu hồi và tái chế các tấm PMT phế thải. Do đó, Việt Nam cũng cần cẩn trọng xem xét vấn đề này mặc dù đây là vấn đề có thể xảy ra trong 10- 20 năm nữa.

Điện gió

Nhìn chung hiện tại, điện gió giống như điện mặt trời được coi là một loại năng lượng không gây ảnh hưởng nghiêm trọng đối với môi trường, ngoại trừ các dự án phải được xem xét vị trí tránh ảnh hưởng đến rừng, nhưng cũng cần có những nghiên cứu chuyên sâu hơn để khẳng định điều này. Một vấn đề môi trường mà các nhà quản lý cũng 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, 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 nên càng cần được phải quan tâm chặt chẽ.

Tiếng ồn cũng là một tác động đáng quan tâm của điện gió, các cánh quạt gió và động cơ tua bin gây ồn liên tục. Trung bình mức ồn khoảng 50-55dB, nhưng có thể lên đến >70dB ở khoảng cách 200m xuôi theo hướng gió tính từ cột gió. Do đó, việc đảm bảo khoảng cách an toàn từ công trình đến khu dân cư gần nhất là >300m cần phải đảm bảo được tuân thủ.

* Ảnh hưởng do bóng động

Các tuabin gió khi quay sẽ tạo ra hiện tượng ánh sáng nhấp nháy (shadow flicker) hay còn gọi là hiện tượng bóng động. Hiện tượng này xảy ra do các cánh quạt che khuất một phần ánh sáng mặt trời khi hoạt động, tạo ra ánh sáng nhấp nháy, gây khó chịu đối với sinh hoạt của con người trong khu vực ảnh hưởng.

Hiện tượng nhấp nháy sẽ xuất hiện lớn nhất vào các thời điểm bình minh và hoàng hôn, đặc biệt là khi tốc độ gió cao (cánh quạt quay nhanh hơn dẫn đến nhấp nháy nhanh hơn). Theo báo cáo tại một số nước có điện gió cho thấy hiện tượng nhấp nháy có thể ảnh hưởng đến sức khỏe con người như làm căng thẳng thần kinh và nhức đầu, cũng có những nghiên cứu cho thấy tần suất nhấp nháy ở khoảng 2,5 đến 50 Hz (2,5-50 lần trên giây) có thể dẫn đến co giật ở những người mắc bệnh động kinh và có thể khiến gia súc sợ hãi.

* Một số ảnh hưởng khác

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 đảm bảo > 300m. Ở khoảng cách này, các rung động tần số thấp sẽ không còn.

* 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 … 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 do ảnh hưởng đến ấu trùng, trầm

tích, thức ăn và lượng oxy thải trong khu vực[6]. Các tác động lên các loài sinh vật đáy đã được ghi nhận cách các tuabin khoảng 15m[7].

* 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 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 làm 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. Các nhóm sinh vật thường phát triển trên nền tuabin gió cũng giống như các khối được tìm thấy trên cầu tàu, cụ thể là động vật không xương sống ăn nhờ cơ chế lọc nước như hàu, vẹm, hà, trai… nhờ tăng cường môi trường sống, ngoài tra 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 và hoạt động, sự xáo trộn do trầm tích, thay đổi môi trường sống, và các hiệu ứng né tránh hoặc thu hút do trường điện từ.

Điện sinh khối và điện rác

Với trữ năng 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, nhưng một số vấn đề môi trường của điện rác và sinh khối đáng lưu ý được đưa ra trong bảng sau:

Bảng 12-9 Các vấn đề môi trường chính của điện sinh khối

Vấn đề môi trường	**Tác động chính**
Giảm sử dụng nhiên liệu hóa thạch	Giảm lượng nhiên liệu hóa thạch (than, dầu, khí) trong sản xuất điện. Kéo theo giảm các tác động trong quá trình khai thác và sử dụng các loại nhiên liệu hóa thạch đó. Tác động đến an sinh xã hội.
Tác động đến các hệ sinh thái và đa dạng sinh học.	Do sử dụng nhiên liệu là sinh khối từ rừng và phế thải nông nghiệp do đó nếu khai thác quá mức sẽ ảnh hưởng đến các hệ sinh thái này.
	Giảm đáng kể lượng phát sinh chất thải rắn, bụi, khí thải, nước thải, chất thải nguy hại từ hoạt động sản xuất, sinh hoạt của người

[6] *Zettler et al., 2006*

[7] *Schröder et al., 2006*

Vấn đề môi trường	Tác động chính
Giảm lượng chất thải rắn, bụi và khí ô nhiễm SOx, NOx.	dân, theo ước tính cứ 1000 tấn rác thải sinh hoạt sau khi đốt phát điện sẽ cho ra khoảng 250 tấn tro xỉ. Nguy cơ gây ồn, từ hoạt động giao thông, hoạt động của tuabin máy phát điện. Tro xỉ thải có thể tận dụng được cho mục đích cải tạo đất và nhiều mục đích khác giúp giảm nguy cơ gây ô nhiễm và giảm diện tích lưu chứa chất thải. Giảm nguy cơ ô nhiễm dầu do sự cố tràn dầu khi dàn khoan gặp sự cố, vỡ tàu, tai nạn tàu. Giảm nguy cơ ô nhiễm do hoạt động khoan đào, xây dựng các cơ sở hạ tầng khai thác, vận chuyển năng lượng.
Thay đổi và giảm sử dụng đất	Thay vì chôn lấp, sử dụng công nghệ đốt rác phát điện sẽ giảm được ¾ quỹ đất dùng cho bãi rác Chuyển đổi đất nông nghiệp sang đất phi nông nghiệp
Giảm phát thải khí nhà kính	Giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch giúp giảm phát thải KNK trong quá trình khai thác, đốt nhiên liệu.

12.1.4 Tác động môi trường của phát triển điện lực (IE)

E1 - Suy giảm chất lượng không khí

Lĩnh vực nhiệt điện

* Phát thải khí thải gây ô nhiễm không khí

Năm 2030, tổng lượng phát thải SO_2 khoảng 146,18 ngàn tấn, NOx khoảng 378,15 ngàn tấn, bụi có lượng phát thải nhỏ khoảng 31,7 ngàn tấn nhờ áp dụng các giải pháp xử lý và kiểm soát phát thải bụi hiệu suất cao.

Năm 2045, tổng lượng phát thải SO_2 khoảng 145,85 ngàn tấn, NOx khoảng 460,08 ngàn tấn và bụi là 46,21 ngàn tấn.

Lượng phát thải SO_2 và NOx ở kịch bản chọn *K01B_CLNLTT* của QHĐVIII, giảm hơn so với lượng phát thải được dự báo ở kịch bản *K0A_QHĐ7HC* cụ thể: (1) phát thải NOx giảm 378,15 ngàn tấn so với 461,8 ngàn tấn năm 2030 và khoảng 460,08 ngàn tấn so với 745,06 ngàn tấn năm 2045, giảm gần 1/2; (2) phát thải SO_2 khoảng 146,18 ngàn tấn so với 177,41 ngàn tấn năm 2030 và khoảng 145,85 ngàn tấn so với 259,87 ngàn tấn vào năm 2045.

Mặc dù lượng phát thải khí ô nhiễm (SO_2, NO_x, bụi) hàng năm theo kịch bản chọn giảm nhưng với tải lượng thải ước tính vẫn sẽ đóng góp một lượng nhất định vào môi trường không khí đến năm 2030 và đến năm 2045. Lượng phát thải được dự báo ở bảng KL.1 sẽ

làm gia tăng chỉ số AQI ở một số vùng ảnh hưởng từ mức trung bình lên xấu, đặc biệt ở các vùng có chỉ số AQI đã ở mức xấu sẽ tăng lên mức nguy hiểm.

* Ảnh hưởng đến chất lượng không khí

Vùng ảnh hưởng được dự báo sẽ là khu vực cách các nguồn thải từ 3 - 10 km, phụ thuộc vào đặc điểm địa hình, chế độ gió và chiều cao nguồn thải.

Ảnh hưởng đến chất lượng không khí, được lưu ý đối với một số khu vực tập trung các NMNĐ lớn hiện có và trong quy hoạch như:

(1) Cụm các dự án điện than tập trung lớn ở Miền Bắc: Quảng Ninh, Uông Bí, Cẩm Phả, Mông Dương 1,2, Thăng Long, Mạo Khê ở Quảng Ninh;

(2) Cụm các NMNĐ tập trung nhiều ở Miền Trung: Quỳnh Lập, Nghi Sơn, Công Thanh ở Nghệ An, Thanh Hóa; Vũng Áng, 1,2,3, Nhiệt điện Formosa, Quảng Trạch ở Hà Tĩnh và Quảng Bình; Cụm Cà Ná Ninh Thuận (bổ sung quy hoạch), Vĩnh Tân, Sơn Mỹ ở Bình Thuận;

(3) Cụm các NMNĐ tập trung nhiều ở Miền Nam như Long Sơn, Phú Mỹ, Bà Rịa, Vedan ở Bà Rịa Vũng Tàu; Cụm Long An, Tân Phước, Thủ Đức, Hiệp Phước, Nhơn Trạch, Formosa ở Đồng Nai; Cụm các nhà máy Ô Môn, Cần Thơ, Long Phú, Sông Hậu ở Cần Thơ, và Duyên Hải ở Trà Vinh, và Cụm các nhà máy ở các tỉnh Cà Mau, Bạc Liêu.

Mặc dù lượng phát thải khí ô nhiễm (SO_2, NO_x, bụi) hàng năm sẽ đóng góp vào môi trường không khí đến năm 2030 và đến năm 2045 có giảm, nhưng với giá trị dự báo ở Bảng 3-32. vẫn sẽ làm gia tăng chỉ số AQI ở một số vùng từ mức trung bình lên xấu, đặc biệt ở các vùng có chỉ số AQI đã ở mức xấu sẽ tăng lên mức nguy hại.

Phát thải khí ô nhiễm từ hoạt động sản xuất điện than là nguồn chính gây ra ô nhiễm không khí trong lĩnh vực nhiệt điện với mức phát thải chất ô nhiễm không khí trên một đơn vị kWh cao nhất so với dầu và khí. Nhưng 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 vẫn là nhiên liệu 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**… 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 ở mức đảm bảo đáp ứng được tiêu chuẩn quốc gia hiện hành nên ảnh hưởng đến chất lượng môi trường không khí vẫn đang được quan tâm.

Với lượng các chất ô nhiễm phát thải như dự báo thì nồng độ các chất ô nhiễm trong không khí cũng sẽ gia tăng tương ứng kể cả khi đã được áp dụng các biện pháp xử lý khói thải tiên tiến. Chất lượng không khí suy giảm sẽ ảnh hưởng đến sức khỏe con người và hệ sinh thái.

* Ảnh hưởng đến sức khỏe con người và hệ sinh thái

Ảnh hưởng xấu đến sức khỏe con người, hệ sinh thái do ô nhiễm không khí làm giảm năng suất và hiệu suất của các hệ sinh thái tự nhiên, hệ sinh thái nông nghiệp gây ảnh

hưởng đến an ninh lương thực, giảm tốc độ sinh trưởng và phát triển của một số loài từ đó làm suy giảm đa dạng sinh học. Đối với con người, ô nhiễm không khí làm giảm năng suất lao động, tăng gánh nặng chi phí chữa bệnh và áp lực lên hệ thống y tế và an sinh xã hội. Chi phí thiệt hại do phát thải khí ô nhiễm ở kịch bán chọn này được lượng hóa bằng tiền cho thấy so với chi phí đầu tư ban đầu của các nguồn điện ở kịch bản KB0A_QHĐ7HC tương ứng 53,1 tỷ USD năm 2021-2025; 32,9 tỷ USD năm 2026-2030; 57,7 tỷ USD năm 2031-2035; 62,6 tỷ USD năm 2036-2040; 48,8 tỷ USD năm 2041-2045 thì chi phí tăng thêm của kịch bản *KB01B_CLNLTT* do xã hội phải chi trả do:

- Ảnh hưởng do ô nhiễm bụi, xã hội sẽ phải chi trả thêm khoảng 66 triệu USD vào năm 2020, 207 triệu USD vào năm 2030 và khoảng 278 triệu USD vào năm 2045.
- Ảnh hưởng do phát thải NOx xã hội sẽ phải chi trả thêm 988 triệu USD năm 2020, khoảng 2.247 triệu USD vào năm 2030 và khoảng 3.165 triệu USD vào năm 2045.
- Ảnh hưởng do phát thải SO_2 xã hội sẽ phải chi trả thêm 487 triệu USD năm 2020, khoảng 882 triệu USD vào năm 2030 và khoảng 1019 triệu USD vào năm 2045.

Chi phí này phản ánh chi phí gia tăng cho chăm sóc sức khỏe và chi phí do giảm năng suất và mất thu nhập trong thời gian đau ốm và mất sớm mà xã hội và người dân sẽ phải chịu. Do vậy, chi phí này đã được đưa vào tính toán trong chi phí đầu tư của dự án như các chi phí nội tại hiện có của của dự án nhà máy nhiệt điện giúp tăng khả năng cạnh tranh của các nguồn điện sạch hơn.

* Gia tăng hiện tượng mưa axit và axit hóa đất và nước

Chắc chắn sẽ gia tăng nguy cơ xuất hiện các hiện tượng mưa a xít và a xít hóa nguồn nước và đất ở các vùng đã được nhận diện nêu trên. Ảnh hưởng này có thể gia tăng mức độ tác động xấu khi có thêm nồng độ khí axit này từ các nước láng giềng (như Trung Quốc) bay sang.

Thiệt hại về kinh tế do mưa axit và axit hóa đang được quan tâm hiện nay, tuy nhiên do tính phức tạp về cơ chế tác động, mức độ và phạm vi ảnh hưởng nên khó có thể lượng hóa được ở thời điểm hiện tại.

Lĩnh vực thủy điện, NLTT (gió, mặt trời, sinh khối)

Đánh giá và dự báo tác động của lĩnh vực nhiệt điện ở kịch bản chọn, cho thấy sự đóng góp của NLTT trong cơ cấu nguồn điện của kịch bản phát triển KB1B-CLNTT vào mục tiêu giảm phát thải khí ô nhiễm quốc gia từ đó giúp cải thiện được chất lượng không khí, giảm mức độ mưa axit và giảm tác động đến sức khỏe con người, đặc biệt là nguồn điện gió và mặt trời.

- Năm 2025, NLTT chiếm tỷ trọng cao nhất 49,8% với công suất là 50.540MW trong đó điện gió và điện mặt trời đạt 24.542MW. Khi đó tỷ lệ điện than giảm còn 30,4% so với 32,6% và khí còn 13,4% so với 14,3%.

- Năm 2030, NLTT chiếm tỷ lệ 50,1% tương ứng với 63.003MW công suất, với công suất điện gió và mặt trời đạt 35.211MW.

- Đến năm 2045, NLTT chiếm tỷ trọng cao với công suất điện gió và điện mặt trời đạt 125.901MW và 116.067MW.

Theo như trình bày trong hợp phần giảm nhẹ phát thải khí nhà kính thì Những nỗ lực giảm nhẹ phát thải khí nhà kính trong lĩnh vực năng lượng sẽ tập trung chủ yếu vào việc tăng cường phát triển thủy điện nhỏ, NLTT (gió, mặt trời, sinh khối). Do đó, đây là các nguồn được cho là nguồn điện sạch góp phần giảm phát thải KNK.

Căn cứ thực tế hiện nay cho thấy, với tỷ lệ các nguồn điện gió và mặt trời được đưa vào vận hành trong gần 3 năm qua rất lớn, bù đắp cho phần công suất nguồn điện từ than chậm tiến độ, đã giúp giảm khá nhiều lượng phát thải khí nhà kính. Chỉ tính năm 2019, với sản lượng điện từ NLTT là 5.890GWh, tổng lượng KNK giảm được ước khoảng 5,4 triệu tấn CO_2[8].

E2 - Suy giảm tài nguyên nước

Việt Nam được xếp vào nhóm các quốc gia thiếu nước với tổng bình quân đầu người cả nước mặt và nước ngầm trên phạm vi lãnh thổ là 4.400 m^3/người/năm (so với bình quân thế giới là 7.400 m^3/người, năm). Trong khai thác, sử dụng tài nguyên nước, Việt Nam có nhiều yếu tố không bền vững. Sự suy thoái tài nguyên nước ngày một tăng cả về số lượng và chất lượng do nhu cầu về nước ngày một lớn, khai thác, sử dụng bừa bãi, thiếu quy hoạch và đặc biệt là sự suy giảm đến mức báo động của rừng đầu nguồn.

Ảnh hưởng đến tài nguyên nước nêu trên liên quan đến QHĐ VIII được dự báo theo từng phân ngành điện lực như sau:

Lĩnh vực nhiệt điện

* Ảnh hưởng đến Tài nguyên nước

Thông thường với lượng nước sử dụng của các dự án nhiệt điện không ảnh hưởng nhiều đến tài nguyên nước, trừ trường hợp các dự án nhiệt điện lớn được quy hoạch gần nhau trên một lưu vực sông (ví dụ trường hợp cụm các nhà máy trên dòng sông Hậu và cụm Nhơn Trạch trên hệ thống sông Đồng Nai đã có các bậc thang thủy điện), cụm các dự án điện trên Sông Hậu và cụm các nhà máy điện trên các sông khu vực Cần Giờ. Khi đó, ngoài lưu lượng nước lớn được khai thác sử dụng làm ảnh hưởng trực tiếp đến nguồn nước tại đây do giảm lưu lượng dòng chảy, làm gia tăng khả năng nhiễm mặn, còn làm tăng nguy cơ gây ô nhiễm nguồn nước do tiếp nhận các nguồn nước thải đã qua xử lý, … Do đặc trưng kỹ thuật, nên 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 trở lại ra môi trường) và hoạt động sản xuất như là lượng tiêu hao. Tác động này sẽ càng trầm trọng hơn khi các lưu vực sông hoặc vùng ven biển dự án còn bị ảnh hưởng do mất rừng và thiên tai

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 lũ lụt, sạt lở bờ sông-biển vào mùa

[8] *Công văn thông báo về Hệ số phát thải lưới điện Việt Nam 2018*
http://dcc.gov.vn/van-ban-phap-luat/1058/He-so-phat-thai-luoi-dien-Viet-Nam-2018.html

mưa; hạn hán, xâm nhập mặn gia tăng vào mùa khô. Nam Bộ cũng đang đối diện với tình trạng ngập lụt và xâm nhập mặn tương tự. 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.

Bên cạnh các nguồn nước thải tác động đến chất lượng nguồn nước kể trên, 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. Và các bãi chôn lấp chất thải rắn sinh hoạt, là nguy cơ làm ô nhiễm các tầng chứa nước, dẫn đến suy giảm các nguồn nước trong các lưu vực sông. Do đó, khi phát triển các dự án nhiệt điện theo kịch bản chọn của quy hoạch có nhu cầu nước lớn, cần xem xét đến khả năng cung cấp nước và tiếp nhận nước thải của dự án trong vùng, từ đó có phương án thiết kế và đầu tư xử lý nước phù hợp với nhu cầu chất lượng nước phục vụ cho sản xuất và sinh hoạt của dự án.

Trong giai đoạn thực hiện quy hoạch, ngoài việc khai thác khối lượng lớn nước ngọt và nước biển phục vụ sản xuất làm ảnh hưởng đến lưu lượng nước trong vùng thì các dự án điện cò thải ra một lượng lớn nước làm mát và nước thải sản xuất đã qua xử lý như nêu ở mục trên, sẽ làm tăng nguy cơ suy giảm chất lượng nguồn nước sông, hồ, biển nơi tiếp nhận. Cùng với xu hướng BĐKH đang ngày một gia tăng, nhiệt độ sông, hồ và vùng biển tiếp nhận các loại nước thải này của dự án cũng gia tăng. Điều này sẽ ảnh hưởng đến chất lượng nguồn và hệ sinh thái vùng nước đó và hoạt động sản xuất của bản thân các dự án điện. Từ đó tác động bất lợi đến sinh thái và đa dạng sinh học, chế độ thủy văn và tính ổn định đường bờ vùng tiếp nhận nước thải ra của dự án

* Tác động do thải nước làm mát

Lượng nước làm mát lấy vào và thải ra ước tính:

- Giai đoạn đến năm 2030: 6.280.000 – 7.536.000 m^3/h
- Giai đoạn đến năm 2045: 11.730.000 – 14.076.000 m^3/h.

Nước sau khi làm mát thải ra thường có nhiệt độ cao so với nhiệt độ nước tự nhiên từ 7-8,5^oC (nếu qua hệ thống FGD nhiệt độ thường tăng đến 8,5^oC). Với phương án làm mát trực lưu, các tác động đáng lưu ý là ảnh hưởng của dòng nước nóng đến hệ sinh thái sông hoặc vùng biển ven bờ. Nhiệt độ cao của dòng thải sẽ 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 gây mất cân bằng sinh thái trong lưu vực, lâu dần hoặc mức độ ảnh hưởng nặng hơn có thể làm suy giảm chất lượng nước, giảm hoặc mất đi các loài thủy sinh quí hiếm trong vùng nước đó hoặc do sốc nhiệt của các loài nhạy cảm với sự biến đổi của nhiệt độ môi trường.

Mức độ và phạm vi tác động phụ thuộc vào tải lượng và số lượng nguồn thải, mức độ tác động sẽ cao hơn khi tập trung nhiều nhà máy công suất lớn trong cùng một khu vực như đã được chỉ ra ở mục 3.5.2.2. 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 và phát triển của chúng. Do đó, cần lưu tâm đặc biệt khi lập kế hoạch và lựa chọn địa điểm đối với nhà máy nhiệt điện để (a) đảm bảo lượng nước sử dụng sẽ không phá vỡ tính ổn định vùng bờ, điều kiện

thủy văn địa phương và (b) tránh những khu vực mà nước làm mát thải ra ở gần hoặc có thể ảnh hưởng tới vùng có hệ sinh thái đặc trưng hoặc có giá trị đa dạng sinh học cao hoặc vùng nhạy cảm với những thay đổi nhiệt độ môi trường nước như rừng ngập mặn, rạn san hô, khu bảo tồn biển, vùng nước trồi ...

Đối với những nhà máy được quy hoạch tập trung gần nhau hoặc cùng trên một lưu vực sông, các tác động tích lũy của việc sử dụng nước làm mát cần được đánh giá trong quá trình lập kế hoạch thực hiện chi tiết và xem xét loại bỏ hoặc điều chỉnh phương án thiết kế nhằm tránh hoặc giảm thiểu tối đa các tác động của nước làm mát đến môi trường. Theo đánh giá, việc phát triển các dự án nhiệt điện trên các lưu vực sông như sông Hậu, khu vực quanh Vườn quốc gia Cần giờ cần phải lưu ý về khả năng tiếp nhận và khuếch tán được nguồn thải đảm bảo không ảnh hưởng đến chất lượng nước, hệ sinh thái nước. Ngược lại những dự án đã được xác định địa điểm, sẵn sàng về đất đai và thuận lợi về mặt môi trường sẽ được ưu tiên thực hiện trong QHĐ VIII này.

Lĩnh vực thủy điện

Thực tế cho thấy tỷ trọng của thủy điện trong cơ cấu ngành điện đang ngày càng giảm dần do các vị trí tiềm năng lớn hầu hết đã được khai thác. Hiện nay với xu hướng phát triển nguồn điện trên thế giới là phát triển mạnh NLTT, trong đó thủy điện nhỏ là một nguồn NLTT nhưng tỷ trọng không lớn và được định hướng phát triển ở mức công suất khả thi hợp lý khoảng 4.900MW để có thể khai thác hiệu quả theo cân bằng công suất của QHĐVIII.

* Ảnh hưởng đến tài nguyên nước

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). Môi trường nước trên các lưu vực sông còn chịu tác động mạnh bởi diễn biến, xu thế của biến đổi khí hậu. Kết quả dự báo thay đổi lưu lượng nước sông theo các kịch bản biến đổi khí hậu từ nay đến 50 năm tới cùng với việc phát triển thủy điện có thể sẽ tác động đến tài nguyên nước trên các lưu vực sông theo xu hướng biến đổi chế độ thủy văn, suy giảm chất lượng nước, xói lở, bồi tụ, hệ sinh thái trên 10 lưu vực sông chính.

Chất lượng nước sông của các lưu vực hiện cũng đang bị suy giảm do quá trình đô thị hóa và sự phát triển các ngành kinh tế làm gia tăng nhu cầu sử dụng nước, là nguyên nhân gây suy giảm và ô nhiễm môi trường nước trên các lưu vực sông trong thời gian qua. Lượng nước thải phát sinh tại các thành phố được thoát và tiếp nhận ở các lưu vực sông, 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.

* Dự báo xu hướng sự thay đổi chế độ thủy văn

Sự biến đổi điều kiện thủy văn trên 10 lưu vực sông chính nêu trên cho thấy có ảnh hưởng tích cực và tiêu cực đến kinh tế xã hội và hệ sinh thái ven sông. Đặc biệt là sản xuất nông nghiệp, sẽ được hỗ trợ nhiều nhờ dòng chảy mùa cạn tăng đồng thời cũng giảm nguy cơ tăng xâm nhập mặn hạ lưu.

* Sự suy giảm chất lượng nước

Theo đánh giá của Trung tâm Quy hoạch và Điều tra tài nguyên nước quốc gia, do nhu cầu sử dụng nước cho sản xuất và dân sinh ngày càng tăng theo tốc độ 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 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 nước mặt tại các lưu vực sông chính này cũng bị ảnh hưởng như Hồng - Thái Bình, Mã, Vu Gia -Thu Bồn, Cửu Long** (Mê Kông) mặc dù có những đoạn có chất lượng khá tốt có thể sử dụng cho mục đích cấp nước sinh hoạt. 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.

Ảnh hưởng đến các hộ dùng nước trong cùng lưu vực, từ đó có thể sẽ phát sinh mâu thuẫn do tranh chấp nguồn nước. Điều này đã xảy ra ở nhiều vùng của dự án Thủy điện trước đây như Thủy điện Đăk My 4, thủy điện Sông Ba Hạ. Với các dự án thủy điện, dù là các dự án thủy điện có công nghệ đắp đập làm hồ chứa, hoặc công nghệ chuyển dòng (lấy nước từ dòng sông này đổ vào một dòng sông khác) đều có tác động lớn và tổng hợp đến tài nguyên nước như biến đổi dòng chảy, thay đổi hệ sinh thái, thay đổi cơ chế hoạt động của đoạn sông từ dòng chảy sang dòng động, gây ảnh hưởng đến cơ chế hoạt động của sông… trong đó tác động của loại hình thủy điện chuyển nước thường lớn và nghiêm trọng hơn nhiều so với các dạng công nghệ thủy điện khác. Do đó cần phải xem xét tính toán kỹ về tác động đến tài nguyên nước khi triển khai thực hiện các dự án điện cụ thể.

* Giúp kiểm soát lũ ở một số lưu vực sông

Khả năng kiểm soát lũ đã được tính toán cụ thể đối với từng hồ chứa ở giai đoạn thiết kế và trong tính toán xây dựng quy trình vận hành liên hồ chứa. Báo cáo này không đủ điều kiện cho phép tính giá trị kinh tế và lợi ích của tiềm năng kiểm soát lũ. Chỉ có thể đưa ra kết quả phân tích mang tính biểu thị về quy mô lợi ích tiềm năng đó thông qua giá trị thiệt hại do bão lũ được đưa ra ở chương 2

Nhìn chung, lợi ích do thay đổi chế độ thủy văn trên các lưu vực sông có dự án thủy điện trong quy hoạch sẽ lớn hơn nếu các hồ chứa được quản lý tổng hợp theo hướng tối đa lợi ích đa dụng. Việc tăng lưu lượng nước vào mùa khô sẽ tạo ra nguồn thu nhập bổ sung cho hàng ngàn hộ gia đình, củng cố an ninh lương thực quốc gia. Diện tích đất nông nghiệp được tưới tăng thêm từ đó có thể suy ra sản lượng lương thực và giá trị kinh tế tăng thêm hàng năm.

Khi tính tổng các lợi ích tiềm năng về kiểm soát lũ thì chắc chắn lợi ích tổng thể của các dự án thủy điện đến nguồn tài nguyên nước là rất lớn nhưng sẽ không thể tính được giá trị cụ thể đó ra tiền.

Hơn nữa, mối liên hệ chặt chẽ giữa điều kiện tiếp cận nguồn nước và hiệu quả công tác xóa đói giảm nghèo đã được khẳng định tại Báo cáo Tổng kết Công tác Quản lý tài nguyên nước. Trong đó, đã nêu lên một số vấn đề cụ thể liên quan đến tác động của thủy điện đến tài nguyên nước nói chung: (a) sự liên kết yếu kém của lĩnh vực thủy điện và hệ thống quản lý tài nguyên nước; (b) sự thiếu quan tâm của các ngành các quốc gia khác đối với

công tác thiết kế và quản lý đập và hồ chứa, đặc biệt là các đập hồ chứa trên các sông chảy qua nhiều nước như lưu vực sông Mê Kông

* Tác động của thủy điện nhỏ

Theo như dự báo, ở giai đoạn quy hoạch này hầu hết các dự án thủy điện lớn và vừa đã được khai thác, chỉ còn các dự án nằm trong QHĐ7HC nhưng chưa triển khai. Các dự án thủy điện nhỏ sẽ phát triển khoảng 2.000MW, đây là các dự án chưa xác định được vị trí nhưng dự đoán là nằm ở các vị trí khó khai thác và trên các nhánh sông nhỏ, có thể sẽ ảnh hưởng đến tài nguyên nước nếu là các dự án có ngăn đập tích nước. Chưa kể đến việc xây dựng các thủy điện này, có thể sẽ ảnh hưởng đến diện tích rừng làm suy giảm diện tích bảo vệ nguồn nước và tài nguyên đất.

Do đó, trong thời gian tới chỉ nên xem xét xây dựng các dự án thủy điện nhỏ không có đập và không bị ảnh hưởng đến diện tích rừng

E3 – Gia tăng Chất thải rắn và chất thải nguy hại

Lĩnh vực nhiệt điện

Chải rắn của ngành nhiệt điện bao gồm các loại như chất thải rắn sinh hoạt, tro xỉ, sản phẩm phụ từ hệ thống xử lý FGD, chất thải rắn công nghiệp, dầu mỡ thải, bùn cặn từ các hệ thống xử lý nước thải, pin, ắc quy, sơn, hóa chất hỏng… có khối lượng không lớn và thường được lưu giữ theo đúng quy định tại các kho chứa chất thải của nhà máy. Trong đó, khối lượng chất thải rắn lớn nhất là tro xỉ và sản phẩm phụ của hệ thống FGD đá vôi là lớn nhất.

Ước tính được lượng tro xỉ thải ra hàng năm khoảng **22,7 tr.tấn vào năm 2030 và 28,6 tr.tấn vào năm 2045, tăng gấp 1,25 lần và sẽ tăng 1,58 lần** so với lượng tro xỉ thải ra hiện nay nhưng thấp hơn mức dự báo 34,1 tr.tấn vào năm 2030 như được dự báo ở báo cáo ĐMC của QHĐVIIHC. Ngoài ra, một lượng lớn chất thải rắn từ hệ thống xử lý FGD đá vôi. Mặc dù, .

Diện tích đất cần thiết để lưu chứa lượng chất thải rắn này cũng tăng lên khoảng 2.657 ha năm 2030 (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.

Bên cạnh đó còn có lượng lớn 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 định kỳ.

Ở kịch bản này, chất thải nguy hại cũng 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 cơ cao tác động lớn đến môi trường, sinh thái và sức khỏe con người. Loại chất thải này sẽ phải được quản lý, giám sát và kiểm soát chặt chẽ tuân thủ đúng Nghị định 38/2015/NĐ-CP về quản lý chất thải nguy hại.

Lĩnh vực năng lượng tái tạo:

Tương tự như đánh giá ở mục 12.1.5.

E4 - Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

Khi nói tác động đến sinh thái và đa dạng sinh học sẽ phải xem xét đến các nguyên nhân khác nhau, mà quan trọng nhất là việc chuyển đổi mục đích sử dụng đất làm mất, phân chia hoặc thu hẹp môi trường sống của các loại hoang dã, đặc hữu, đặc biệt là các loài thú lớn hoang dã cần không gian sống lớn. Nguyên nhân tiếp theo là ô nhiễm, suy giảm chất lượng đất, không khí, suy giảm chất lượng nước sông, suối, hồ, vùng đất ngập nước, ven biển … gây suy giảm số lượng loài, các hệ sinh thái và các loài sinh vật sống ở đây, đặc biệt các loài nguy cấp và ưu tiên bảo vệ.

Việc thu hẹp diện tích, sinh cảnh, thay đổi cấu trúc, chức năng, dịch vụ sinh thái … của các hệ sinh thái tự nhiên cũng ảnh hưởng đến số lượng và chất lượng các loài từ đó ảnh hưởng đến các hệ sinh thái và đa dạng sinh học. Ví dụ, việc chuyển đổi diện tích rừng, rừng ngập mặn, vùng đất ngập nước để phát triển các dự án điện sẽ làm thu hẹp diện tích, sinh cảnh của các loài. Phá rừng, nạo vét vùng nước xây dựng các hạng mục công trình làm thay đổi cấu trúc, chức năng và dịch vụ sinh thái của vùng đó.

Theo số liệu thống kê chưa đầy đủ của Viện Năng lượng, giai đoạn 2015-2019 tổng diện tích đất cho các công trình năng lượng của các tỉnh **khoảng 411.238 ha, trong đó có 60.954ha rừng, 25.334 ha đất nông nghiệp**. Với diện tích rừng bị mất cho các dự án điện gồm có rừng trồng, rừng phòng hộ, phòng hộ ven biển, rừng tự nhiên, rừng ngập mặn ở các tỉnh. Riêng thủy điện đã chuyển đổi 12.439ha rừng, trong đó 8.909 ha rừng tự nhiên/rừng bảo tồn, 125 ha rừng thứ sinh, 3.405 ha rừng trồng. Điện mặt trời chiếm 18.824 ha đất trong đó 1.821 ha rừng trồng, 291 ha đất nông nghiệp.

Lĩnh vực nhiệt điện

Ở kịch bản chọn, nhiệt điện sẽ vẫn được tiếp tục phát triển với quy mô khá lớn, trong đó nhiệt điện than có tỷ trọng từ 29,5% trong cơ cấu công suất nguồn điện vào năm 2020, giảm xuống còn 28% vào năm 2030 và 18,6% vào năm 2045. Nhiệt điện khí và khí LNG cũng có quy mô công suất tăng cao 47 GW vào năm 2045 chiếm tỷ lệ 17,8%. Các dự án nhiệt điện đều kèm theo các công trình phụ trợ như cảng nhiên liệu, hệ thống nhận và thải nước làm mát, nhà máy LNG còn có thêm đường ống dẫn khí từ kho và trạm tái hóa khí về nhà máy, nhà máy nhiệt điện than còn có bãi thải xỉ… Mặc dù diện tích các NMNĐ điện không lớn nhưng theo ước tính đến năm 2030 nhu cầu đất lũy kế cho các dự án nhiệt điện sẽ tăng khoảng 1453 ha và đến năm 2045 sẽ là 1.532 ha.

Hoạt động của dự án trong đó có khói thải, hoạt động của tàu thuyền, nước làm mát còn ảnh hưởng đến chất lượng không khí, chất lượng nước từ đó ảnh hưởng đến hệ sinh thái trong khu vực và ảnh hưởng trực tiếp của nước làm mát đến các hệ sinh thái nước vùng tiếp nhận như phân tích ở mục b ở trên. Tác động này sẽ lớn hơn phụ thuộc vào công suất các dự án, mật độ các dự án và khoảng cách các dự án với nhau và gần các hệ sinh thái nhạy cảm. Hơn nữa, với mật độ dày đặc các dự án trong vùng và vùng đó có hệ sinh thái quan trọng cần phải bảo vệ thì mức độ tác động rõ ràng sẽ lớn hơn.

Các dự án nhiệt điện khí LNG và than đã có trong QHĐ7HC, đã được bổ sung quy hoạch và các dự án tiềm năng ở phụ lục 3 của báo cáo có thể thấy, một trong số vị trí tiềm năng của các dự án khá nhạy cảm vì nằm trong vùng nước có mức chất lượng nền thấp, tập

trung nhiều hoạt động công nghiệp, và các dự án điện khác, nằm trong vùng đánh bắt nuôi trồng thủy sản của người dân hoặc gần các khu bảo tồn biển… nên cần phải được cân nhắc kỹ về quy mô công suất và ngưỡng an toàn về môi trường khi tiếp nhận dự án trong quá trình thực hiện. Cụ thể như sau:

- Khu vực Bắc Bộ, cần xem xét, tránh bổ sung và phát triển thêm các dự án gần khu vực Bảo tồn: (1) KBT Tây Yên Tử (gần các nhà máy Mạo Khê, Sơn Động hiện có); (2) KBT Đồng Sơn – Kỳ Thượng thuộc huyện Hoành Bồ, Quảng Ninh (gần với các nhà máy hiện có Quảng Ninh 1, 2 và Thăng Long); (3) KBT biển Bái Tử Long (nơi có Nhà máy Cẩm Phả, Mông Dương); (4) KBT Cát Bà, đây là khu bảo tồn hệ sinh thái rừng trên cạn và biển, nên cần phải được xem xét đánh giá chi tiết về khả năng chịu tải môi trường ở khu vực này; (4) Khu vực Thái Bình có KBT Thái Thụy.

- Khu vực Nam Trung Bộ, cần xem xét, tránh bổ sung và phát triển thêm các dự án gần khu vực Bảo tồn và các vùng nhạy cảm: (1) KBT Gành Ráng tỉnh Bình Định; (2) Khu Bảo Tồn Hòn Cau khu Vực Bình Thuận; (3) Vị trí dự án Sơn Mỹ gần với KBT Bình Châu Phước Bửu thuộc tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu.

- Khu vực Nam Bộ, cần xem xét kỹ để tránh bổ sung và phát triển thêm các dự án gần khu vực Bảo tồn và các vùng nhạy cảm về môi trường như: (1) KBT Cần Giờ; (2) KBT Vườn Chim và rừng phòng hộ ven biển khu vực Bạc Liêu; (3) KBT U Minh Thượng và U Minh Hạ; (4) KBT Thành Phú Bến Tre và KBT biển Phú Quốc khi phát triển các dự án LNG ở khu vực này.

Các khu bảo tồn và hệ sinh thái quan trọng nơi có các nhà máy và dự án nhiệt điện tiềm năng được thể hiện trên Bản đồ phân bố hệ sinh thái và các dự án nhiệt điện nằm trong quy hoạch được đưa ở Phụ lục 3.1 của báo cáo.

Lĩnh vực Thủy điện

Tác động lớn nhất của phát triển thủy điện đến sinh thái và đa dạng sinh học là diện tích rừng bị ảnh hưởng từ rừng làm ảnh hưởng đến môi trường sống của các loài hoang dã. QHĐ VIII mặc dù số lượng các dự án thủy điện không còn nhiều nhưng với đặc trưng của vị trí của dự án thủy điện sẽ có tác động trực tiếp lên dòng sông hoặc suối chính, làm mất đi hệ sinh thái xung quanh khu vực dự án và sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến rừng và đa dạng sinh học được nhận diện và nêu rõ ở mục 3.6.1.4.

Lĩnh vực năng lượng tái tạo

Đã được phân tích ở mục 12.1.5

Lĩnh vực truyền tải điện

Các đường dây truyền tải khi đi qua rừng hoặc hệ sinh thái quan trọng sẽ chia cắt các KBT và hệ sinh thái đó. Mức độ chia cắt các hệ sinh thái do đường dây truyền tải rất khác nhau, tùy hướng tuyến và vùng ảnh hưởng. Một số tuyến chỉ bị chia cắt một phần nhưng nhiều tuyến truyền tải đã tạo nên nhiều vùng chia cắt làm suy giảm hoặc mất đi môi trường sống của nhiều loài, đặc biệt là các loài thú lớn cần có môi trường sống rộng lớn nguyên vẹn. 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.

Do đó, các tuyến đường dây cần phải được tránh ảnh hưởng đến rừng.

E5- Thay đổi sử dụng đất

Tổng nhu cầu đất cho các loại hình nguồn điện, đường dây và trạm biến áp cần cho QHĐVIII giai đoạn 2021-2045 là: 262.985ha. 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, 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 là 1.679.784 ha; núi đá không có rừng cây là 168.459 ha. Như vậy, nhu cầu sử dụng đất 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, và đặc thù kỹ thuật của từng loại công trình điện, nên việc chồng lấn vào các diện tích đất ở, đất nông nghiệp, đất rừng khi triển khai các dự án là không thể tránh khỏi.

Diện tích mặt biển sẽ huy động thực hiện cho các dự án điện gió ngoài khơi là 37.200ha vào 2030, tăng lên 93.000ha vào năm 2035 và 130.200ha vào năm 2045. Thêm **khoảng 5.318 ha** tổng diện tích mặt biển dự kiến sẽ sử dụng cho hạng mục cảng và đường ống vào bờ cho nguồn điện LNG.

Trong đó, nhu cầu sử dụng đất cho phát triển công trình thủy điện trong giai đoạn quy hoạch khoảng 81.000 ha.

Đến năm 2030, tổng diện tích đất trên bờ dự kiến dành cho phát triển nhiệt điện từ nay đến năm 2030 là khoảng gần 7.000ha, đến năm 2045 khoảng gần 12.700 ha. Tổng diện tích mặt biển sẽ sử dụng cho hạng mục cảng và đường ống vào bờ khoảng 5.318 ha.

Dự báo diện tích đất dành cho điện mặt trời đến năm 2045 sẽ khoảng **55.550 ha và Diện tích mặt biển** sẽ huy động thực hiện cho các dự án điện gió ngoài khơi là 37.200ha vào 2030, tăng lên 93.000ha vào năm 2035 và 130.200ha vào năm 2045.

Nhu cầu sử dụng đất cho đường dây truyền tải tính đến 2045 cho đường dây 500 kV là 15.552 ha, đường dây 220kV là 19.511 ha.

Qua thời gian thực hiện QHĐVIIHC vừa qua cho thấy, vấn đề đất đai là vấn đề khó khăn nhất đối với các dự án đầu tư vì thủ thục chuyển đổi đất, cấp đất, giải phóng mặt bằng liên quan đến nhiều Luật (Rừng, Đất đai, Biển) không rõ ràng, ngoài luật còn có rất nhiều quy định khác có khi các đơn vị quản lý lại hiểu khác nhau về các quy định nên vận dụng cũng khác nhau. Giá đất chưa hợp lý và khó xác định do các quy định khác nhau và phức tạp, các nghĩa vụ liên quan của các bên về xác định giá đất còn chồng chéo, giá hỗ trợ đền bù chưa hợp lý nên nhiều công trình mặc dù xong thủ tục chuyển đổi và giao đất nhưng không thể giải phóng mặt bằng, ảnh hưởng đến tiến độ của các dự án, ảnh hưởng

đến đời sống của người dân, vừa tác động không tốt đến an ninh, trật tự, an toàn xã hội. Đặc biệt là các dự án đường dây truyền tải điện, các dự án điện mặt trời, điện gió được ưu đãi về thuế đất.

Do đó, cần phải có cơ chế về đất đai đủ mạnh để đảm bảo quỹ đất thực hiện dự án, giải pháp đề xuất được nêu chi tiết tại chương 4 của báo cáo.

6. E6 -Tác động của điện từ trường: chỉ xảy ra đối với hệ thống lưới Truyền tải điện, do đó yêu cầu đảm bảo thực hiện theo tiêu chuẩn Việt Nam 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.

12.1.5 Phát thải khí nhà kính và Biến đổi khí hậu

Tác động do phát thải khí nhà kính đến Biến đổi khí hậu

Lượng phát thải CO_2 đã và đang gia tăng khá nhanh, trong hai năm 2012 và 2013 lượng phát thải CO_2 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 CO_2 của lưới điện hàng năm cũng cho thấy sự tăng lên mạnh mẽ của loại khí này, năm 2014 hệ số phát thải CO_2 của lưới điện Việt Nam được công bố là 0,56 tCO_2/MWh nhưng hệ số này đã tăng lên 0,9185 tấn CO_2/MWh vào năm 2016, 0,8649 tấn CO_2/MWh vào năm 2017 và 0,9130 tCO_2/MWh vào năm 2018 (theo văn bản 263/BĐKH) mới được công bố gần đây. Như vậy có thể thấy lượng phát thải khí CO_2 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 nhà máy nhiệt điện than đã hoàn thành và đi vào hoạt động trong năm nay.

Với cơ cấu nguồn điện phát triển theo kịch bản *KB1B-CLNLTT*, phát thải CO_2 rõ ràng giảm theo xu thế giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch, đặc biệt là tiêu thụ than do giảm số NMNĐ than trong hệ thống điện và gia tăng tỷ lệ NLTT so với kịch bản phát triển của QHĐ7HC đã được phê duyệt, với mức phát thải CO_2 246,46 triệu tấn vào năm 2030 và 348,82 tr.tấn năm 2045. Giá trị phát thải CO_2 này thấp hơn so với mức phát thải CO_2 được dự báo ở kịch bản phát triển thông thường *KB0A-QHĐ7HC khoảng* 15% vào năm 2030, 29-30% giai đoạn 2035-2045.

Mức giảm này, đảm bảo mục tiêu giảm phát thải KNK mà Việt Nam đã cam kết trong NDC cập nhật của quốc gia 2020, giảm mức độ thiệt hại do rủi ro, thiên tai liên quan đến BĐKH đang ngày càng tăng.

Tác động do biến đổi khí hậu đến việc thực hiện QHNL

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.

Chịu ảnh hưởng nặng nề của biến đổi khí hậu nên trong những năm qua Việt Nam nói chung và ngành điện nói riêng đã chịu nhiều hậu quả nghiệm trọng, gây thiệt hại lớn mà nguyên nhân chính là do 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 hai 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.

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 biến đổi khí hậu. Việt Nam hiện có khoảng hơn 40 triệu người đang sống ở các vùng duyên hải và các hải đảo trũng thấp lệ 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 cực đoan sẽ làm cho việc kiểm soát và quản lý trở nên phức tạp hơn.

Báo cáo cũng đã Dự báo xu hướng của BĐKH ở Việt Nam có thể ảnh hưởng đến việc thực hiện quy hoạch.

Biểu hiện BĐKH ở Việt Nam

- Lượng mưa năm giảm ở phía Bắc, tăng ở phía Nam
- Nhiệt độ cực trị tăng ở các vùng, nhưng nhiệt độ tối cao giảm ở một số trạm phía Nam
- Hạn hán trong mùa khô xảy ra thường xuyên hơn.
- Mưa cực đoan giảm ở vùng Đồng bằng Bắc Bộ, tăng mạnh ở Nam Trung Bộ và Tây Nguyên.
- Số lượng bão mạnh có xu hướng tăng
- Số ngày đậm, rét hại giảm nhưng xuất hiện những đợt rét dị thường
- Ảnh hưởng của El Nino và La Nina có xu thế tăng

Biểu hiện của nước biển dâng

Mực nước biển tại các trạm ven biển Việt Nam tăng khoảng 3,5±0,7mm/năm giai đoạn 1993-2014. Kịch bản BĐKH và nước biển dâng có thể được tóm tắt như sau:

- Nhiệt độ ở tất cả các vùng của Việt Nam đều có xu thế tăng so với thời kỳ cơ sở, với mức tăng lớn nhất là khu vực phía Bắc. Nhiệt độ trung bình năm trên toàn quốc vào đầu thế kỷ có mức tăng phổ biến từ 0,6-0,8^{o}C, giữa thế kỷ tăng 1,3-1,7^{o}C. Trong đó, khu vực Bắc Bộ tăng 1,6-1,7^{o}C, khu vực Bắc Trung Bộ tăng 1,5-1,6^{o}C, Khu vực Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam Bộ tăng 1,3-1,4^{o}C. Cuối thế kỷ nhiệt độ tăng 1,9-2,4^{o}C.

- Lượng mưa năm có xu thế tăng trên phạm vi toàn quốc. Lượng mưa năm vào đầu thế kỷ có mức tăng ở hầu hết cả nước phổ biến từ 5-10%, giữa thế kỷ tăng 5-15%. Trong đó, một số tỉnh ven biển khu vực Đồng Bằng Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ có thể tăng 20%. Cuối thế kỷ có phân bố tương tự nhưng vùng có lượng mưa tăng >20% rộng hơn. Đáng lưu ý là vào cuối thế kỷ mức tăng trên 20% ở hầu hết Bắc Bộ, Trung Trung Bộ, một phần Nam Bộ và Tây Nguyên. Lượng mưa 1 ngày lớn nhất và 5 ngày lớn nhất trung bình có xu thế tăng từ 40÷70% so với trung bình thời kỳ cơ sở ở phía tây của Tây

Bắc, Đông Bắc và đồng bằng Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Thừa Thiên - Huế đến Quảng Nam, phía Đông Nam Bộ, nam Tây Nguyên. Các khu vực khác có mức tăng phổ biến từ 10÷30%.

- Gió mùa và một số hiện tượng khí hậu cực đoan: Số lượng bão và áp thấp nhiệt đới có xu thế ít biến đổi nhưng phân bố tập trung hơn vào cuối mùa bão, đây cũng là thời kỳ bão hoạt động chủ yếu ở phía Nam. Bão mạnh đến rất mạnh có xu thế gia tăng. Số ngày rét đậm, rét hại ở các tỉnh miền núi phía Bắc, Đồng bằng Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ đều giảm. Số ngày nắng nóng (số ngày nhiệt độ cao nhất Tx≥35oC) có xu thế tăng trên phần lớn cả nước, lớn nhất là ở Bắc Trung Bộ, Nam Trung Bộ và Nam Bộ. Hạn hán có thể trở nên khắc nghiệt hơn ở một số vùng do nhiệt độ tăng và khả năng giảm lượng mưa trong mùa khô như ở Nam Trung Bộ trong mùa xuân và mùa hè, Nam Bộ trong mùa xuân và Bắc Bộ vào mùa đông.

- Mực nước biển dâng: Kịch bản mực nước biển dâng trung bình ven biển Việt Nam có khả năng cao hơn mực nước biển dâng trung bình toàn cầu. Khu vực giữa Biển Đông có mực nước biển dâng cao hơn so với các khu vực khác. Mực nước biển dâng khu vực ven biển các tỉnh phía Nam cao hơn so với khu vực phía bắc. Mực nước biển dâng trung bình toàn dải ven biển Việt Nam đến năm 2050 là 22 cm (14 cm ÷ 32 cm); đến năm 2100 là 53 cm (32 cm ÷ 76 cm), trong đó khu vực ven biển từ Móng Cái đến HÒn Dấu và Hòn Dấu đến Đèo Ngang có mực nước biển dâng thấp nhất là 55cm (33cm ÷ 78 cm), khu vực mũi Cà Mau – Kiên Giang là 53cm (32 cm ÷ 75 cm), Khu vực quần đảo Hoàng Sa – Trường Sa lần lượt là 58cm (36 cm ÷ 80 cm) và 57cm (33 cm ÷ 83 cm).

- Nguy cơ ngập do nước biển dâng: Nếu mực nước biển dâng 100 cm và không có các giải pháp ứng phó, khoảng 16,8% diện đồng bằng sông Hồng, 1,5% diện tích các tỉnh ven biển miền Trung từ Thanh Hóa đến Bình Thuận, 17,8% diện tích Tp. Hồ Chí Minh, 38,9% diện tích đồng bằng sông Cửu Long có nguy cơ bị ngập. Cụm đảo Vân Đồn, Côn Đảo và Phú Quốc có nguy cơ bị ngập cao.

Việt Nam hiện có khoảng hơn 40 triệu người đang sống ở các vùng duyên hải và các hải đảo trũng thấp lệ 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 cực đoan sẽ làm cho việc kiểm soát và quản lý trở nên phức tạp hơn. Ví dụ, kết quả 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 hưởng đến các rạn san hô, môi trường sống của biển, nếu nơi giá trị kinh tế hiện tại có thể đạt 13 tỷ đô la/năm[9], nhưng nguồn tài nguyên này đang chịu nhiều áp lực do ô nhiễm công nghiệp, phát triển 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.

[9] https://dangcongsan.vn/bien-dao-viet-nam/su-thay-doi-cac-yeu-to-moi-truong-o-vung-bien-viet-nam-554083.html

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 biến đổi khí hậu. Tính bất thường của lượng mưa do tác động của biến đổi khí hậu 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.

Riêng năm 2020, thiên tai xảy ra liên tiếp, diễn biến phức tạp với 14 cơn bão; 265 trận dông, lốc, mưa lớn; 120 trận lũ, lũ quét, sạt lở đất và hạn hán, xâm nhập mặn làm 379 người chết và mất tích, 1.060 người bị thương; 4,3 nghìn ngôi nhà bị sập đổ, cuốn trôi; 594,9 nghìn ngôi nhà bị hư hỏng; gần 269 nghìn ha lúa và 134,9 nghìn ha hoa màu bị hư hỏng; 38,6 nghìn con gia súc và 4,1 triệu con gia cầm bị chết. Tổng giá trị thiệt hại về tài sản ước tính gần 39,1 nghìn tỷ đồng, trong đó thiệt hại do bão, lũ là 32,3 nghìn tỷ đồng (chiếm 82,8% tổng giá trị thiệt hại)[10].

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 biến đổi khí hậu[11]. 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 và hầu hết các nước này đã bắt đầu gánh chịu sự biến đổi mạnh của điều kiện khí hậu.

12.1.6 Tác động môi trường của sử dụng năng lượng

Sử dụng năng lượng là quá trình chế biến, xử lý và đốt nhiên liệu hóa thạch, sử dụng NLTT, do đó vấn đề môi trường chính của sử dụng Năng lượng được nhận biết và đánh giá xu hướng sau đây:

Vấn đề môi trường chính	**Xu hướng biến đổi**
E1. Suy giảm chất lượng không khí do phát thải khí thải.	Phát thải khí thải (NOx, SO_2, CH_4, VHC, CO_2) từ quá trình chế biến khí, lọc hóa dầu, đốt nhiên liệu hóa thạch làm suy giảm chất lượng không khí, mưa axits; khí CO_2 và CH_4 là tác nhân gây hiện tượng nóng lên toàn cầu gây BĐKH. Từ đó ảnh hưởng đến sức khỏe con người, hệ sinh thái và hư hại các công trình kiến trúc, văn hóa.

[10] https://www.gso.gov.vn/du-lieu-va-so-lieu-thong-ke/2020/12/baocao-tinh-hinh-kinh-te-xa-hoi-quy-iv-va-nam-2020/

[11] http://tapchitaichinh.vn/tai-chinh-quoc-te/bien-doi-khi-hau-va-cac-muc-tieu-phat-trien-3190.html

E3. Gia tăng chất thải rắn và chất thải nguy hại	Chất thải rắn và chất thỉ nguy hại phát sinh từ quá trình xử lý khí, lọc hóa dầu, đốt than, đốt sinh khối và đốt rác phát điện. Khối lượng chất thải rắn phát sinh dự báo khá lớn theo khối lượng và chất lượng nhiên liệu tiêu thụ. Tuy nhiên, phần lớn chất thải rắn sẽ được tận dụng lại cho các mục đích khác, phần còn lại sẽ được quản lý và xử lý theo đúng quy định.
E4. Ảnh hưởng đến các hệ sinh thái và đa dạng sinh học	Sinh thái và đa dạng sinh học bị ảnh hưởng bởi hoạt động của ngành năng lượng do nhiều nguyên nhân: Chuyển đổi mục đích sử dụng đất, gây mất rừng, chia cắt hệ sinh thái; thay đổi chế độ thủy văn, gia tăng nhiệt độ nước; thải chất thải gây suy giảm và ô nhiễm không khí, nước, đất; Thiên tai, rủi ro sự cố gây trượt lở đất, bão lũ, hạn hán, cháy nổ, rò rỉ hóa chất, vỡ đường ống và bồn dầu… ảnh hưởng đến các công trình năng lượng cũng là nguyên nhân gây tác động đến hệ sinh thái.
E7. Suy giảm tài nguyên.	Việc sử dụng năng lượng như nước, than, dầu khí, NLTT đều là các nguồn tài nguyên thiên nhiên của quốc gia, với nhu cầu năng lượng dự báo các nguồn tài nguyên này sẽ được khai thác để phục vụ cho nhu cầu của con người. Với nhu cầu dự báo này, đồng nghĩa với việc tăng lượng khai thác từ đó suy giảm tài nguyên trong nước, phải nhập khẩu năng lượng từ bên ngoại dẫn đến an ninh năng lượng bị ảnh hưởng. Theo như dự về khả năng cung cấp năng lượng cho thấy hiện nay, tài nguyên nước đã bị suy giảm nghiêm trọng cả về số lượng và chất lượng nên tiềm năng phát triển thủy điện và thủy điện nhỏ không còn nhiều trong giai đoạn quy hoạch. Trữ lượng than, dầu và khí tự nhiên cũng đang suy giảm và dần không đủ để cung cấp cho nhu cầu trong nước nên sẽ phải nhập khẩu số lượng lớn giai đoạn sau 2030. Điều này ảnh hưởng trực tiếp đến an ninh năng lượng, an toàn xã hội và phát triển kinh tế.

12.2 Tích hợp đánh giá môi trường chiến lược vào báo cáo quy hoạch

12.2.1 Tích hợp đánh giá ĐMC về thực trạng thực hiện quy hoạch giai đoạn trước

Bối cảnh quốc gia về năng lượng:

Dự báo xu hướng của các vấn đề môi trường chính trong trường hợp không thực hiện QHNL quốc gia được thực hiện và nêu chi tiết ở mục 3.5 chương 3 của báo cáo ĐMC. Phần này chỉ tóm tắt một số nét chính như sau:

Các quy hoạch phát triển của từng phân ngành năng lượng như điện, than, dầu khí, năng lượng tái tạo… đã được các cơ quan khác nhau lập riêng rẽ, nên các quy hoạch này thiếu gắn kết, không tạo ra được một bức tranh chung cân đối và hài hòa về các mục tiêu mà chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đã đề ra. Hơn nữa, những quy hoạch riêng rẽ tập trung nhiều vào phía cung cấp và ít chú ý vào phía tiêu thụ năng lượng, do đó, khó đưa ra một tầm nhìn tổng thể về vấn đề sử dụng hiệu quả năng lượng một yếu tố đặc biệt quan trọng trong việc đánh giá nhu cầu năng lượng quốc gia.

Năng lượng là yếu tố thiết yếu để đảm bảo phát triển kinh tế xã hội và cũng là một thành phần quan trọng trong phát triển bền vững. Do vậy, một quy hoạch tổng thể năng lượng sẽ góp phần đánh giá toàn diện về cung – cầu năng lượng và đề xuất các giải pháp đáp ứng các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội - môi trường mà Việt Nam đã đặt ra: *Mục tiêu Thiên niên kỷ, Chiến lược Phát triển Bền vững, Chiến lược Tăng trưởng xanh và các Chương trình mục tiêu quốc gia khác.* Đặc biệt, xét trong bối cảnh tăng cường hội nhập và chủ trương phát triển ngành năng lượng theo hướng thị trường, đảm bảo cung cấp năng lượng đầy đủ, ổn định và an toàn cho các yêu cầu của phát triển kinh tế-xã hội, do đó rất cần có một "Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2016-2025, định hướng đến năm 2035" có tầm nhìn tổng thể và đáp ứng các mục tiêu phát triển này.

Xem xét trường hợp không có "Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2016-2025, định hướng đến năm 2035" những vấn đề lớn đáng quan tâm về các khía cạnh môi trường và xã hội trong quá trình phát triển năng lượng có xu hướng diễn biến như sau:

Thực trạng khai thác năng lượng sơ cấp

Nền kinh tế Việt Nam đã thay đổi nhanh chóng trong vài thập kỷ qua với việc chuyển mình từ một xã hội dựa chính trên nền kinh tế nông nghiệp, năng lượng chủ yếu dựa trên các loại nhiên liệu sinh khối truyền thống chuyển sang một nền kinh tế hỗn hợp hiện đại. Tổng giá trị sản phẩm quốc nội (GDP) đầu người tăng 10 lần từ 114USD năm 1990 đến 2109USD vào năm 2015, đánh dấu Việt Nam trở thành quốc gia thu nhập trung bình.

Sự thay đổi đáng kể về tỷ lệ dân số thành thị/nông thôn cũng được nhận thấy. Tỷ lệ dân số thành thị tăng từ 19,3% năm 1986 đến 30,2% năm 2010. Quá trình đô thị hóa cải thiện rõ rệt khả năng tiếp nhận điện lưới và tăng tỷ lệ hộ có điện.

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 hai thập kỷ gần đây. Xuất khẩu dầu thô và than là những nguồn đóng góp quan trọng cho ngân sách nhưng Việt Nam đã trở thành nước nhập khẩu tịnh năng lượng từ

năm 2015. Tổng cung cấp năng lượng sơ cấp (NLSC) của Việt Nam là 70.588 KTOE, trong đó năng lượng thương mại chiếm 75,5% và năng lượng phi thương mại chiếm 24,3% trong tổng tiêu thụ NLSC. Tỷ lệ năng lượng sinh khối trong tổng cung cấp năng lượng sơ cấp giảm đáng kể từ 44,2% năm 2000 xuống 16,9% vào năm 2015. Trong giai đoạn này, năng lượng thương mại tăng trưởng 9,5%/năm.

Tốc độ tăng trưởng này cao hơn mức tăng GDP của quốc gia trong cùng kỳ. Hệ số đàn hồi của năng lượng thương mại so với GDP lớn hơn 1 cho thấy nền kinh tế sử dụng nhiều năng lượng để đem lại một đơn vị GDP.

Trong các loại năng lượng, khí tự nhiên có tỷ lệ tăng cao nhất với 13,4%/năm. Tốc độ tăng trưởng của than, sản phẩm dầu và thủy điện trong cùng kỳ lần lượt là 12,2%, 6,2% và 27,6%/năm. Những động lực chính cho tăng trưởng tiêu thụ năng lượng ở Việt Nam là tăng trưởng công nghiệp, sử dụng năng lượng dân dụng và mức độ cơ giới hóa trong giao thông.

Năng lượng phi thương mại đã dần được thay thế bởi các dạng năng lượng thương mại, chủ yếu là năng lượng hóa thạch, đã và đang là nguyên nhân quan trọng cho **việc tăng phát thải KNK** và các khí ô nhiễm khác. Trong thập kỷ vừa qua, Việt Nam có mức tăng phát thải KNK cao nhất trong khu vực ASEAN. Cả tổng phát thải KNK và phát thải KNK đầu người đã tăng gần gấp 3 lần trong 10 năm, trong khi cường độ carbon trên GDP tăng 48%.

Về tiêu thụ năng lượng cuối cùng

Xu hướng giảm tiêu thụ năng lượng do có nhiều thay đổi về quan điểm tiêu dùng, khoa học kỹ thuật công nghệ và xu hướng chung của thế giới.

Hệ thống các chỉ số tương quan kinh tế - năng lượng - môi trường

Mối tương quan về kinh tế, năng lượng và môi trường được thể hiện qua chỉ số cường độ năng lượng và cường độ phát thải CO_2. Khi so cường độ năng lượng và cường độ phát thải CO_2 của Việt Nam với các quốc gia trên thế giới với số liệu của IEA năm 2018 và 2019, cho thấy, Việt Nam có mức tiêu thụ năng lượng lớn nhất để làm ra một đơn vị GDP. Cường độ phát thải CO_2 của Việt Nam chỉ thấp hơn Trung Quốc và cao hơn nhiều các quốc gia khác. Xu thế tăng cường độ phát thải CO_2 trong tương lai là khá rõ rệt trong bối cảnh huy động một khối lượng lớn các nguồn nhiệt điện than trong thời gian tới. Như vậy, phát triển năng lượng trong tương lai cần đặc biệt chú ý vào hai lĩnh vực: (i) tiết kiệm năng lượng (nhằm giảm tiêu thụ năng lượng trong sản xuất và cung ứng hàng hóa và dịch vụ) và (ii) phát triển năng lượng mới và tái tạo (để thay thế các nguồn năng lượng hóa thạch).

Các vấn đề khác của ngành năng lượng cũng cần được cân nhắc xem xét:

Các thách thức trong cung cấp năng lượng: Có rất nhiều tiêu chí để đánh giá một nền kinh tế trong mối tương quan với năng lượng và môi trường. Với mỗi tiêu chí, chúng ta có thể nhận định bằng một hoặc một vài chỉ số khác nhau, các chỉ số này được lựa chọn là rất cần thiết khi ta cần đánh giá một khía cạnh nền nào đó của kinh tế trong một quá trình hoặc so sánh nền kinh tế này với một nền kinh tế của quốc gia khác.

Tình trạng này đối với cung cấp năng lượng tùy thuộc vào các phân ngành than, công cấp khí, ngành dầu khí, điện,

Các thách thức trong tiêu thụ năng lượng: đối với mỗi phân ngành đều có những thách thức riêng và phức tạp như việc xác định tiềm năng thực tế, trình độ khoa học công nghệ trong khai thác chế biến, vốn đầu tư, giá nhiên liệu và biến động về nhu cầu.

Thách thức về biến đổi khí hậu, phát triển bền vững và xanh hóa sản xuất và phát thải cac bon thấp

12.2.2 Tích hợp đánh giá ĐMC về các định hướng quy hoạch

Việc tích hợp đánh giá ĐMC về các định hướng của quy hoạch liên quan đến các mục tiêu về BVMT trong các văn bản chỉ đạo của Đảng và Chính phủ và quy hoạch phát triển quốc gia của các ngành liên quan để đảm bảo phù hợp giữa quan điểm và mục tiêu phát triển với quan điểm về BVMT quốc gia cũng như thống nhất và động bộ với các quy hoạch ngành liên quan như được phân tích chi tiết tại mục 3.1 và 3.2 chương 3 của báo cáo ĐMC.

Về quan điểm của quy hoạch: ĐMC đồng ý với các quan điểm về BVMT của quy hoạch.

Về mục tiêu của quy hoạch: Đề nghị bổ sung mục tiêu bảo vệ Môi trường vào mục tiêu quy hoạch "Bảo đảm sự tham gia đầy đủ của ĐMC vào quan điểm, mục tiêu phát triển, phương án phát triển điện và giải pháp triển khai thực hiện QHNL để đảm bảo QHNL được xây dựng và thực hiện tuân thủ đầy đủ các quy định về BVMT hiện hành; ngăn chặn, đẩy lùi xu hướng gia tăng ô nhiễm môi trường, suy thoái tài nuyên 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. Đảm bảo QHNL có sự tham gia của các bên liên quan trong quá trình xây dựng và thực hiện quy hoạch".

Những đề xuất thay đổi khác như kịch bản phát triển, tổ chức thực hiện quy hoạch,… được nêu chi tiết trong chương 4 của báo cáo ĐMC.

12.2.3 Tích hợp các giải pháp về ĐMC và các kiến nghị với quy hoạch

Về mục tiêu và quan điểm của quy hoạch được đánh giá là phù hợp với quan điểm và mục tiêu bảo vệ môi trường đã được nhận biết và phân tích trong báo cáo ĐMC. Cần chỉnh sửa bổ sung thêm mục tiêu về bảo vệ môi trường của quy hoạch như đề xuất ở mục 12.2.2.

Kết quả đánh giá so sánh các phương án phát triển đề xuất ở mục 3.3 chương 3 cho thấy, kịch bản TKNL là kịch bản phát triển tốt hơn các kịch bản khác vì đảm bảo được các mục tiêu về hiệu quả kinh tế của nền kinh tế, đảm bảo cung cấp năng lượng, bảo vệ môi trường, giảm phát thải KNK và phát triển năng lượng tái tạo. Vì vậy, đề nghị đưa kịch bản TKNL là kịch bản phát triển chọn trong quy hoạch.

Về nội dung và đánh giá trong quy hoạch: đánh giá nhu cầu NLSC cho thấy, Dự báo này được tính toán căn cứ trên kịch bản phát triển kinh tế xã hội, các quy hoạch của các phân ngành năng lượng hiện nay, ở các kịch bản kinh tế xã hội cho thấy xu hướng tăng dân số,

định hướng phát triển công nghiệp của Việt Nam dựa trên cơ sở các ngành tiêu tốn nhiều năng lượng và chưa xem xét đến các yếu tố chính sách phát triển định hướng khác như Tăng trưởng xanh có thể tác động đến ý thức và hành vi chuyển đổi cơ cấu kinh tế sang loại hình kinh tế xanh và sạch hơn, ảnh hưởng của khoa học công nghệ đến tiêu thụ năng lượng. Tuy nhiên, sự chuyển dịch cơ cấu theo tiến bộ của khoa học Công nghệ và nên kinh tế 4.0 cũng như thực hiện hiệu quả các mục tiêu tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng có thể dự báo nhu cầu năng lượng sẽ thấp hơn so với nhu cầu năng lượng dự báo ở kịch bản thấp hiện nay.

Cần xem xét thêm yếu tố địa chính trị trong tính toán khả năng cung cấp nhiên liệu và năng lượng, như tranh chấp biển đông, giá dầu, tiềm năng về khai thác năng lượng mới, khả năng nhập khẩu … có thể tác động đến nguồn cung cấp năng lượng, từ đó ảnh hưởng đến an ninh năng lượng quốc gia.

12.3 Xác định định hướng bố trí sử dụng đất cho phát triển kết cấu hạ tầng năng lượng quốc gia

12.3.1 Xác định định hướng bố trí sử dụng đất cho phát triển kết cấu hạ tầng ngành than

Định hướng bố trí sử dụng đất cho phát triển kết cấu hạ tầng ngành than thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 để đưa vùng than phát triển bền vững, đảm bảo khai thác hết tài nguyên than của đất nước, nhằm đáp ứng nhu cầu tiêu thụ than của nền kinh tế.

Nhu cầu đất phục vụ phát triển ngành than tại từng khu vực khai thác than được xác định gồm:

- Diện tích đất sử dụng trực tiếp: là diện tích các khu đất phục vụ khai thác, đổ thải (bao gồm cả các khu bị ảnh hưởng do khai thác), xây dựng các mặt bằng, các công trình chế biến, bến cảng, hệ thống vận tải, các công trình bảo vệ môi trường...
- Diện tích đất phục vụ thăm dò quản lý tài nguyên: Là các khu vực quản lý, bảo vệ tài nguyên nằm trong ranh giới quản lý bảo vệ tài nguyên (Ranh giới khép góc của các dự án) để phục vụ công tác khảo sát thăm dò; Các khu vực khai thác hầm lò không làm ảnh hưởng đến bề mặt địa hình (không phải di dân hoặc để lại các trụ bảo vệ).

Tổng diện tích nhu cầu sử dụng đất phục vụ phát triển ngành than theo hiện trạng và giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 được tổng hợp và nêu tại bảng sau:

Bảng 12-10 Tổng hợp diện tích sử dụng đất phục vụ phát triển ngành than giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050.

TT	Nội dung	Hiện trạng (ha)	Giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050 (ha)
	Tổng cộng:	**66.100**	**66.100**
	Diện tích sử dụng đất trực tiếp	29.780	35.400
	Diện tích đất phục vụ thăm dò quản lý tài nguyên	36.320	30.700
I	**Vùng than Uông Bí**	**26.900**	**26.900**

TT	Nội dung	Hiện trạng (ha)	Giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050 (ha)
	Diện tích sử dụng đất trực tiếp	14.200	15.800
	Diện tích đất phục vụ thăm dò quản lý tài nguyên	12.700	11.100
II	**Vùng than Hòn Gai**	**13.500**	**13.500**
	Diện tích sử dụng đất trực tiếp	3.800	4.100
	Diện tích đất phục vụ thăm dò quản lý tài nguyên	9.700	9.400
III	**Vùng than Cẩm Phả**	**10.000**	**10.000**
	Diện tích sử dụng đất trực tiếp	8.900	8.900
	Diện tích đất phục vụ thăm dò quản lý tài nguyên	1.100	1.100
IV	**Vùng than Nội địa**	**6.600**	**6.600**
	Diện tích sử dụng đất trực tiếp	2.880	3.600
	Diện tích đất phục vụ thăm dò quản lý tài nguyên	3.720	3.000
V	**Vùng than Đồng bằng Sông Hồng**	**9.100**	**9.100**
	Diện tích sử dụng đất trực tiếp		3.000
	Diện tích đất phục vụ thăm dò quản lý tài nguyên	9.100	6.100

12.3.2 Xác định định hướng bố trí sử dụng đất cho phát triển kết cấu hạ tầng ngành điện lực

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 12-11 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
Tổng S chiếm đất (ha)	**51.976**	**27.542**	**33.136**	**32.126**	**37.205**
Điện gió onshore (diện tích mặt biển-ha)	0	37.200	93.000	130.200	130.200

Nguồn: Viện Năng lượng, 2020

Ghi chú: Diện tích này chưa tính diện tích đất cho phát triển thủy điện và thủy điện nhỏ.

Với tổng diện tích đất cho phát triển điện giai đoạn quy hoạch đến 2030 là 51.976ha và đến 2045 diện tích này lên đến 181.985ha. 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. Do chưa co vị trí cụ thể của các dự án nên chưa thể xác định được mức độ ảnh hưởng của diện tích đất cho ngành điện trong giai đoạn quy hoạch đến năm 2030 và tầm nhìn đến 2045.

Đến năm 2030, còn có thêm khoảng 64.800 ha đất được huy động cho các dự án thủy điện và thủy điện nhỏ. Như vậy tổng diện tích đất đến năm 2030 cho toàn ngành điện dự kiến là **144.318ha**.

Ngoài ra, với dự báo công suất điện ngoài khơi nêu trên ước tính diện tích vùng biển sẽ sử dụng cho điện gió là 260.400 ha năm 2040 và tăng lên 390.600 ha năm 2045.

Chi tiết tính toán cho diện tích đất dự kiến sẽ huy động cho từng loại hình sản xuất và truyền tải điện được mô tả ở phần sau đây.

12.4 Xác định các hoạt động bảo vệ môi trường, ứng phó với biến đổi khí hậu và bảo tồn sinh thái, cảnh quan, di tích đã xếp hạng quốc gia

12.4.1 Các giải pháp duy trì xu hướng tích cực, phòng ngừa, giảm thiểu xu hướng tiêu cực của các vấn đề môi trường chính trong quá trình thực hiện quy hoạch

Giảm tỷ lệ nhiệt điện trong cơ cấu ngành điện, giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch, giảm tỷ lệ phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu với tỷ lệ giảm từ 46% xuống còn 39% năm 2030

và 59% xuống còn 47% năm 2045 ở hai kịch bản. Kịch bản chọn cũng giúp giảm 15% lượng phát thải khí nhà kính năm 2030 và 29% năm 2045 so với kịch bản KB0A-QHĐ7HC, và lượng phát thải khí ô nhiễm giảm, từ đó giảm nguy cơ gây ô nhiễm không khí, giảm nguy cơ hình thành mưa axit, suy giảm tài nguyên nước mặt, giảm tỷ lệ xâm hại đến rừng và các hệ sinh thái tự nhiên.

Đối với thủy điện, việc xem xét giảm và loại bỏ các dự án thủy điện nhỏ trong hoặc gần các khu vực bảo vệ đa dạng sinh học cũng giúp giảm tác động tiêu cực đến rừng và hệ sinh thái tự nhiên, bảo vệ tài nguyên nước ở một số lưu vực sông, suối.

Giải pháp được đánh giá là quan trọng và tổng thể nhất để duy trì xu hướng tích cực về môi trường đó là xem xét lựa chọn kịch bản điện với tỷ lệ công suất của các thành phần nguồn điện của được lựa chọn phát triển hợp lý, đảm bảo tuân thủ đúng mục tiêu kinh tế, xã hội và môi trường trong các văn bản chính sách và định hướng phát triển của đất nước hiện nay. Giải pháp về kịch bản này đòi hỏi phải đáp ứng một cách hài hòa mục tiêu phát triển kinh tế và xã hội với tốc độ tăng trưởng cao ở các văn bản chỉ đạo của chính phủ và đảm bảo mục tiêu chủ động ứng phó với BĐKH, tăng cường quản lý tài nguyên và BVMT tại: Nghị quyết số 24-NQ/TW của Trung ương đảng Khóa XI, với mục tiêu đảm bảo ngành điện phát triển theo hướng bền vững và hướng đến nền kinh tế các bon thấp. Mục tiêu về chủ động ứng phó với BĐKH, tăng cường quản lý tài nguyên và BVMT với các quan điểm: (1) - Chủ động ứng phó với BĐKH, tăng cường quản lý tài nguyên và bảo vệ môi trường là cơ sở, tiền đề cho hoạch định đường lối, chính sách phát triển kinh tế - xã hội, bảo đảm quốc phòng, an ninh và an sinh xã hội và phải trên cơ sở phương thức quản lý tổng hợp và thống nhất, liên ngành, liên vùng. Dựa vào nội lực là chính, đồng thời phát huy hiệu quả nguồn lực hỗ trợ và kinh nghiệm quốc tế. (2) BĐKH là vấn đề toàn cầu, là thách thức nghiêm trọng đối với toàn nhân loại trong thế kỷ 21. Phải tiến hành đồng thời thích ứng và giảm nhẹ, trong đó thích ứng với BĐKH, chủ động phòng, tránh thiên tai là trọng tâm. (3) Tài nguyên là tài sản quốc gia, là nguồn lực, nguồn vốn tự nhiên đặc biệt quan trọng để phát triển đất nước. Khai thác, sử dụng tiết kiệm, có hiệu quả và bền vững. Chú trọng phát triển, sử dụng NLTT, vật liệu mới, tái chế. (4) Môi trường là vấn đề toàn cầu. Bảo vệ môi trường vừa là mục tiêu vừa là một nội dung cơ bản của phát triển bền vững. Tăng cường bảo vệ môi trường phải theo phương châm ứng xử hài hoà với thiên nhiên, theo quy luật tự nhiên, phòng ngừa là chính; kết hợp kiểm soát, khắc phục ô nhiễm, cải thiện môi trường, bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học; lấy bảo vệ sức khoẻ nhân dân làm mục tiêu hàng đầu; kiên quyết loại bỏ những dự án gây ô nhiễm môi trường, ảnh hưởng đến sức khoẻ cộng đồng. Đầu tư cho bảo vệ môi trường là đầu tư cho phát triển bền vững; Dự thảo báo cáo chính trị của ban chấp hành trung ương đảng khoá XII tại đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ XIII của đảng, (tháng 10/2020), đến năm 2030 là nước đang phát triển có công nghiệp hiện đại, thu nhập trung bình cao. Về kinh tế "Tốc độ tăng trưởng kinh tế (GDP) bình quân 5 năm đạt khoảng 6,5-7%/năm. Tỉ lệ đô thị hoá khoảng 45%; tỉ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo trong GDP đạt trên 25%; kinh tế số đạt khoảng 20% (GDP)".

Với các việc duy trì và thúc đẩy xu hướng biến đổi môi trường tích cực ở kịch bản chọn là giải pháp giảm thiểu tác động môi trường tổng hợp và hiệu quả nhất. Công thêm khả

năng nếu tăng thêm sự tham gia của tỷ lệ NLTT trong cơ cấu nguồn điện và đặc biệt là tăng tỷ lệ điện gió trên biển trong giai đoạn quy hoạch ở mức hợp lý sẽ tăng thêm tính hiệu quả của giải pháp giảm thiểu tác động môi trường khi thực hiện quy hoạch. Việc tăng thêm tỷ lệ NLTT trong cơ cấu nguồn điện theo tính toán kỹ thuật trong kịch bản điện quy hoạch là cơ sở để thực hiện quy hoạch sau này, nhưng để đảm bảo phát triển đúng theo kịch bản quy hoạch, các chính sách hỗ trợ về pháp lý, kinh tế, tài chính, hợp tác quốc tế của Chính phủ sẽ phải cần nhờ đến.

Khung chính sách hỗ trợ phát triển NLTT

Phân tích ở chương 1, chương 3 của báo cáo đã chứng minh giá thành đầu tư NLTT cao hơn nhiều so với các dạng NL truyền thống khác kể cả đầu tư và vận hành lưới truyền tải với các lý do: (i) Quy mô công suất nhỏ, khả năng khai thác phụ thuộc vào thời tiết (gió, mặt trời, thuỷ triều, TĐN) và mùa vụ (sinh khối, KSH…); (ii) Sự biến động lớn về điện năng phát, dẫn đến bất ổn định lưới điện và giảm độ tin cậy gây ảnh hưởng đến phương thức vận hành hệ thống. Do vậy, một thời gian dài tỷ lệ đóng góp sản lượng điện từ NLTT không thể phát triển, tuy nhiên từ năm 2018 sau khi Chính phủ ban hành nhiều cơ chế hỗ trợ, hấp dẫn các nhà đầu tư tạo điều kiện để phát triển NLTT tăng mạnh và bùng nổ, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió. Sự phát triển mạnh mẽ này trong 3 năm qua, lại gây ảnh hưởng trở lại đến hệ thống truyền tải điện do không theo kịp tiến độ phát triển của nguồn và nảy sinh một số vấn đề về xã hội.

Hiện tại, đã qua thời điểm nâng cao nhận thức và thúc đẩy phát triển các dự án NLTT nên cơ chế hỗ trợ sẽ thay đổi, cơ chế đấu giá các dự án NLTT được áp dụng, cơ chế này phù hợp với cơ chế thị trường. Do đó, sẽ khó khăn để thu hút đầu tư của các nhà đầu tư trong thời gian tới. Muốn đảm bảo mục tiêu phát triển NLTT ở kịch bản chọn, cần có thêm giải pháp chính sách tài chính hỗ trợ đó là tính đúng tính đủ chi phí đầu tư và vận hành các loại nguồn điện trong đó chi phí thiệt hại về môi trường và sức khỏe từ các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch sẽ giúp tăng cơ hội cạnh tranh của các nguồn điện từ NLTT. Hơn nữa, chi phí truyền tải hiện nay cũng đang ở mức thấp, cần phải xem xét tính toán phần chi phí tăng thêm của hệ thống truyền tải khi tích hợp tỷ lệ lớn NLTT vào. Với phương án tính đúng và đủ các chi phí môi trường và truyền tải sẽ giúp chi phí đầu tư các nguồn điện công bằng hơn, chi phí truyền tải cũng được tính đầy đủ hơn, phần chi phí thêm phí truyền tải này giúp giảm gánh nặng tài chính cho Chính phủ và các doanh nghiệp vận hành hệ thống điện.Đặc biệt, cần có một số chính sách khuyến khích và ưu đãi đối với các nguồn vốn từ khu vực tư nhân và nước ngoài như hỗ trợ về giá điện, thuế nhập khẩu thiết bị, ưu tiên về vốn vay, giảm nhẹ các thủ tục hành chính về đầu tư, quy hoạch và chuẩn bị mặt bằng cho các dự án điện NLTT, hỗ trợ đào tạo vận hành bảo dưỡng.

Tăng cường đầu tư vào khoa học kỹ thuật, nhân lực cho sản xuất, chế tạo và bảo hành thiết bị và công nghệ về NLTT để giảm giá thành đầu tư và chi phí vận hành bảo dưỡng nhằm giảm áp lực cho các chủ đầu tư.

Thúc đẩy giải pháp trao đổi hợp tác liên kết điện vùng ASEAN và GMS

Qua liên kết lưới điện với Trung Quốc, Lào và Campuchia, hệ thống điện Việt Nam có thể liên kết trao đổi điện năng với các nước ASEAN như Thái Lan, Malaixia. Việc liên kết đem lại lợi ích đáng kể cho các quốc gia nhờ tiết kiệm chi phí đầu tư về lưới điện, nhất là vùng kém hiệu quả; Giảm chi phí đầu tư nguồn điện khi có thể sử dụng được nguồn điện sẵn có ở các quốc gia lân cận có giá thành rẻ hơn. Giúp giảm áp lực về vốn đầu tư, nhiên liệu nhập khẩu, giảm nhu cầu đất đai và các vấn đề môi trường phát sinh. Tuy nhiên, hiện nay do thay đổi chính sách của một số nước nên triển vọng thực hiện liên kết điện trong vùng cũng thay đổi so với dự báo ở QHNL trước đây. Do vậy, cần xem xét cân nhắc tỷ lệ nhập khẩu điện, những vị trí hoặc nguồn điện khả thi bên cạnh đàm phán về giá thành hợp lý.

12.4.2 Các giải pháp hạn chế, giảm thiểu xu hướng tiêu cực

Các giải pháp cụ thể được trình bày trong chương 4 của báo cáo ĐMC, ở chương này chỉ nêu một số giải pháp cơ bản để đảm bảo mục tiêu bảo vệ môi trường, bảo tồn tài nguyên và giảm phát thải KNK cụ thể như sau:

- Các giải pháp về tổ chức, quản lý,
- Giải pháp về đất đai và hệ sinh thái
- Biện pháp Quản lý khai thác và sử dụng hợp lý tài nguyên năng lượng
- Giải pháp ổn định đời sống, khôi phục sinh kế cho người dân bị ảnh hưởng
- Các giải pháp về thuế và phí,
- Các giải pháp về công nghệ, kỹ thuật,
- Giải pháp đối với kịch bản phát triển năng lượng.
- Các giải pháp liên quan đến tổ chức thực hiện.
- Định hướng đối với các đánh giá tác động môi trường của các dự án năng lượng.

12.4.3 Xác định các hoạt động về bảo vệ môi trường

Với mục tiêu tăng trưởng xanh, sự cần thiết để phát triển kinh tế tuần hoàn và chuyển biến mạnh mẽ theo chiến lược từ nâu sang xanh thì định hướng về công tác bảo vệ môi trường từ nay đến năm 2050 phải giải quyết triệt để những vấn đề còn tồn tại chưa giải quyết được trong Đánh giá Môi trường Chiến lược của QH403.

Xử lý được triệt để tất các các nguồn nước thải phát sinh (nước thải sinh hoạt, nước thải công nghiệp đạt quy chuẩn cho phép).

- Xử lý triệt đề ô nhiễm bụi trong môi trường sản xuất
- Nền kinh tế chuyển biến từ nâu sang xanh.
- Tận dụng các nguồn chất thải để tái chế hoặc tái sử dụng.

Định hướng chung trong công tác bảo vệ môi trường

Với mục tiêu tăng trưởng xanh, sự cần thiết để phát triển kinh tế tuần hoàn và chuyển biến mạnh mẽ theo chiến lược từ nâu sang xanh thì định hướng về công tác bảo vệ môi trường từ nay đến năm 2050 phải giải quyết triệt để những vấn đề còn tồn tại chưa giải quyết dứt điểm được trong thực tế:

- Thu gom, xử lý triệt để các loại chất thải phát sinh trong sản xuất; tái chế, tái sử dụng tối đã cho sản xuất và cung cấp cho nhu cầu các ngành kinh tế khác, từng bước hình thành ngành kinh tế tuần hoàn.
- Trồng cây cải tạo phục hồi môi trường các mỏ than sau khi kết thúc theo hướng trồng cây có ích kết hợp phát triển khu dân cư, dịch vụ du dịch sinh thái, cung cấp nước sạch và các ngành kinh tế thân thiện môi trường.
- Khắc phục triệt để tình trạng phát sinh bụi trong sản xuất ảnh hưởng đến môi trường, dân cư. Cải tạo cảnh quan môi trường các khu vực sản xuất than đảm bảo xanh – sạch – đẹp góp phần bảo vệ môi trường chung.
- Chủ động thích ứng biến đổi khí hậu, đảm bảo an toàn bãi thải, giảm thiểu đất đá trôi lấp, phòng ngừa nguy cơ ngập lụt; giảm phát thải khí nhà kính, tăng cường tận thu tài nguyên, hạn chế tác động biến đổi khí hậu.

Định hướng các giải pháp cụ thể

Thu gom xử lý chất thải:

Nước thải:

- Đầu tư mới, mở rộng, nâng công suất các trạm xử lý nước thải mỏ đáp ứng yêu cầu phát triển sản xuất; xử lý đạt tiêu chuẩn nước sinh hoạt tái sử dụng cho sản xuất và cung cấp cho nhu cầu xã hội.
- Đầu tư hệ thống lọc ép bùn, xử lý nước thải các nhà máy tuyển tập trung và cụm tuyển rửa than nhỏ, sử dụng tuần hoàn không thải ra môi trường.
- Đầu tư hệ thống xử lý triệt để nước thải sinh hoạt phát sinh trong sản xuất đảm bảo quy chuẩn trước khi thải ra môi trường.
- Đầu tư hệ thống xử lý nước thải mỏ sau xử lý từ loại B sang loại A (dùng cho cả nhu cầu sản xuất và ăn uống sinh hoạt), định hướng đến năm 2030 ngành Than không phải mua hoặc khai thác nước ngầm để cấp nước sinh hoạt và sản xuất.

Bảng 12-12 Tổng hợp nhu cầu sử dụng nước phục vụ sản xuất và sinh hoạt vùng than Quảng Ninh

TT	Danh mục	Nhu cầu sử dụng nước, m^3/ngđ		
		2016-2020	2021-2025	2026-2030

	Tổng cộng	65.350	71.600	67.000
1	Vùng Uông Bí	17.300	20.650	22.000
2	Vùng Hòn Gai	12.650	12.300	10.250
3	Vùng Cẩm Phả	35.400	38.650	34.750

Chất thải nguy hại:

- Cải tạo, nâng cấp Nhà máy xử lý chất thải nguy hại công nghiệp của TKV tại Dương Huy - Cẩm Phả, thu gom triệt để chất thải nguy hại phát sinh trong sản xuất than đưa về xử lý tập trung tại Nhà máy đảm bảo quy định.
- Thu hồi và tái sử dụng tối đa sản phẩm sau xử lý chất thải nguy hại cho nhu cầu sản xuất và cung cấp cho các ngành khác.

Chất thải rắn công nghiệp thông thường:

- Thu hồi tối đa các loại phế liệu, thiệt bị hư hỏng, vật tư thải bỏ trong quá trình sản xuất, tái chế hoặc chuyển giao cho đơn vị có chức năng tái chế thành sản phẩm, vật tư cung cấp cho nhu cầu xã hội.
- Các loại chất thải rắn công nghiệp thông thường khác không tái chế được thực hiện đổ thải, chôn lấp theo đúng quy định.
- Đất đá thải, xít thải, đá thải kẹp than: Tận dụng tối đa làm vật liệu san lấp nền, sản xuất vật liệu xây dựng thông thường, nguyên liệu phụ gia phục vụ sản xuất và nhu cầu xã hội.
- Sử dụng tro bay tro đáy từ các nhà máy nhiệt điện để sản xuất xi măng, phụ gia bê tông, gạch không nung, làm vật liệu san lấp, kè đường, sản xuất vật liệu hỗn hợp (vật liệu nghiền, vật liệu hạt, bùn tro bay)
- Chất thải rắn sinh hoạt: Thu gom triệt để, phân loại tại nguồn, chuyển giao cho đơn vị có chức năng xử lý theo quy định.

<u>Trồng cây cải tạo phục hồi môi trường:</u>

- Đổ thải kết thúc gọn từng khu vực, từng tầng để trồng cây phủ xanh nhanh với mật độ cao để khắc phục ảnh hưởng đến môi trường; nhất là các khu vực gần dân cư, đô thị.
- Cải tạo các moong khai thác còn để lại thành các hồ chứa nước, xây dựng hệ thống xử lý cung cấp cho nhu cầu chung của xã hội, nhất là trên địa bàn thành phố Hạ Long và Cẩm Phả.
- Nghiên cứu cải tạo các khu vực bãi thải, khai trường, mặt bằng sản xuất có diện tích rộng, vị trí đẹp thành các khu dân cư sinh thái.
- Các khu vực khác cải tạo thành khu dịch vụ, du lịch sinh thái, trồng cây có ích và phát triển các mục tiêu kinh tế thân thiện môi trường.

Giải pháp chống bụi, cải tạo cảnh quan:

- Tập trung đổ thải kết thúc nhanh các bãi thải ngoài, ưu tiên đổ thải các bãi thải trong, giảm chiều cao đổ thải bằng băng tải để hạn chế phát sinh bụi.
- Tăng cường đầu tư máy phun sương dập bụi cao áp, xe tưới đường mỏ chuyên dụng để nâng cao hiệu quả dập bụi. Tăng cường cái giải pháp chống bụi khác trong sản xuất (bao che chống bụi cứng, làm lưới chắn bụi kho than, phủ bạt xe chở than và kho đống...).
- Cải tạo, nâng cấp đường ô tô chuyên dùng, hoàn thiện hệ thống thoát nước, trồng vành đai cây xanh dọc hai bên đường để ngăn bụi và cải thiện cảnh quan. Xây dựng các trạm rửa xe trước khi vào đường giao thông công cộng.
- Tiếp tục đầu tư các tuyến băng tải vận chuyển than ngpoài mỏ còn lại theo quy hoạch để giảm thiệu bụi bẩn ảnh hưởng đến môi trường, đô thị.
- Cải tạo, nâng cấp các cảng than, kho than tập trung, khu sàng tuyển theo hướng hiện đại (nền bãi kiên cố, lưới chắn bụi thép, kho than kín, thiết bị bóc rót chuyên dùng, tự động hóa, vành đai cây xanh, hệ thống lắng lọc nước mưa...).
- Cải tạo, nâng cấp, kiên cố hóa mặt bằng sản xuất; hoàn thiện hệ thống thu gom, xử lý nước mưa chảy tràn; trồng vành đai cây xanh ngăn bụi, cây bóng mát, vườn hoa cải thiện cảnh quan môi trường mặt bằng sản xuất.

Giải pháp hạn chế trôi lấp đất đá:

- Đổ thải kết thúc gọn từng khu vực, từng tầng để trồng cây hạn chế xói mòn, rửa trôi đất đá; phủ xanh tạm thời các khu vực đất trống chưa sử dụng bằng các loài cây ngắn ngày.
- Xây dựng, tăng cường các hố lắng đất đá trong mỏ. Xây dựng đầy đủ đê đập chắn đất đá chân bãi thải theo quy hoạch và thực tế trong sản xuất.
- Củng cố, bổ xung hồ lắng đất đá đầu nguồn sông suối thoát nước; nạo vét thường xuyên hệ thống thoát nước giảm thiểu trôi lấp đất đá.

Giám sát môi trường:

- Duy trì hoạt động ổn định hệ thống quan trắc môi trường tự động nước thải hiện có, đầu tư bổ xung theo yêu cầu thực tế sản xuất trên cơ sở quy định của pháp luật bảo vệ môi trường.
- Quy hoạch, đầu tư trạm quan trắc tự động môi trường không khí xung quanh tại một số vị trí có nguy cơ ảnh hưởng lớn từ hoạt động sản xuất than thay cho quan trắc định kỳ tập trung hiện nay để phát hiện, xử lý kịp thời ô nhiễm.
- Thực hiện quan trắc môi trường định kỳ theo đúng quy định trong báo cáo đánh giá tác động môi trường và giấy phép môi trường.

Đổi mới công nghệ góp phần bảo vệ môi trường:

- Tiếp tục đầu tư đổi mới công nghệ khai thác, chế biến than theo hướng hiện đại, công suất lớn, sử dụng ít nhiên liệu để hạn chế tác động môi trường.
- Tiếp tục đầu tư các tuyến băng tải vận chuyển than ngoài mỏ thay thế ô tô để giảm phát thải bụi, ồn, khí thải.
- Đầu tư kiên cố hóa, đổi mới công nghệ bóc rót than tại các cảng than, kho đống than để giảm phát thải ra môi trường.
- Tăng cường tận thu, sử dụng các loại than xấu, đất đá lẫn than trong quá trình khai thác để nâng cao hiệu quả khai thác, sử dụng tài nguyên.

12.4.4 Các biện pháp ứng phó với biến đổi khí hậu và bảo tồn sinh thái, cảnh quan, di tích đã xếp hạng quốc gia trong khai thác than

Biện pháp ứng phó với biến đổi khí hậu

- Xây dựng kế hoạch ứng phó biến đổi khí hậu đến năm 2030 và định hướng đến năm 2050 cho các hoạt động sản xuất than.
- Thực hiện đổ thải tầng thấp theo quy định, giảm chiều cao đổ thải bằng băng tải để đảm bảo độ ổn định của bãi thải. Ưu tiên đổ thải các khu vực gần dân cư, đô thị để trồng cây phục hồi môi trường, đảm bảo ổn định lâu dài.
- Xây dựng đầy đủ đê đập chắn đất đá, hệ thống thoát nước bãi thải theo quy hoạch và thực tế trong sản xuất. Củng cố, bổ xung hồ lắng đất đá đầu nguồn sông suối thoát nước; nạo vét, củng cố thường xuyên hệ thống thoát nước phòng ngừa nguy cơ ngập lụt.
- Tiếp tục rà soát, di dời dân cư, công trình khỏi các khu vực có nguy cơ sạt lở, ngập lụt nguy hiểm gần các khu vực khai thác than đảm bảo an toàn trong điều kiện biến đổi khí hậu.
- Củng cố, tăng cường hệ thống bơm thoát nước mỏ, hệ thống cấp điện đảm bảo khả năng bơm thoát nước trong điều kiện có mưa lớn cực đoan, không để xảy ra ngập mỏ.
- Tiếp tục đầu tư đổi mới thiết bị, công nghệ theo hướng hiện đại, giảm sử dụng nhiên liệu, giảm phát thải khí nhà kính.
- Tăng cường trồng cây cải tạo phục hồi môi trường, trồng cây phủ xanh các diện tích đất trống để tăng khả năng hấp thụ khí nhà kính.
- Quy hoạch, lắp đặt các trạm đo mưa, nhiệt độ tự động để chủ động trong việc phòng chống thiên tai, ứng phó biến đổi khí hậu.

Biện pháp bảo tồn sinh thái, cảnh quan, di tích đã xếp hạng quốc gia trong khai thác than

- Kiên quyết bỏ ra ngoài quy hoạch các dự án mỏ về thăm dò khai thác than đối với khu cấm khai thác, khu vực đông dân cư, khu vực bảo tồn sinh thái, cảnh quan và

các di tích lịch sử, danh lam thắng cảnh đã được xếp hạng quốc gia, các khu vực dành cho an ninh quốc phòng hay các khu vực không được quy hoạch cho khai thác than trong quy hoạch phát triển kinh tế xã hội của tỉnh.

- Đối với các khu vực khai thác than nằm giáp ranh với khu dân cư, khu vực bảo tồn sinh thái, cảnh quan và các di tích lịch sử, danh lam thắng cảnh đã được xếp hạng quốc gia, các khu vực dành cho an ninh quốc phòng phải được xây dựng vùng đệm (là những hàng cây xanh) tạo thành dải phân cách ngăn cách hoàn toàn khu vực khai thác mỏ với các khu vực này, độ dày vùng đệm phải đạt tối thiểu 20m.

Các 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 công trình và dự án điện thường phải đối mặt với các loại hình rủi ro này.

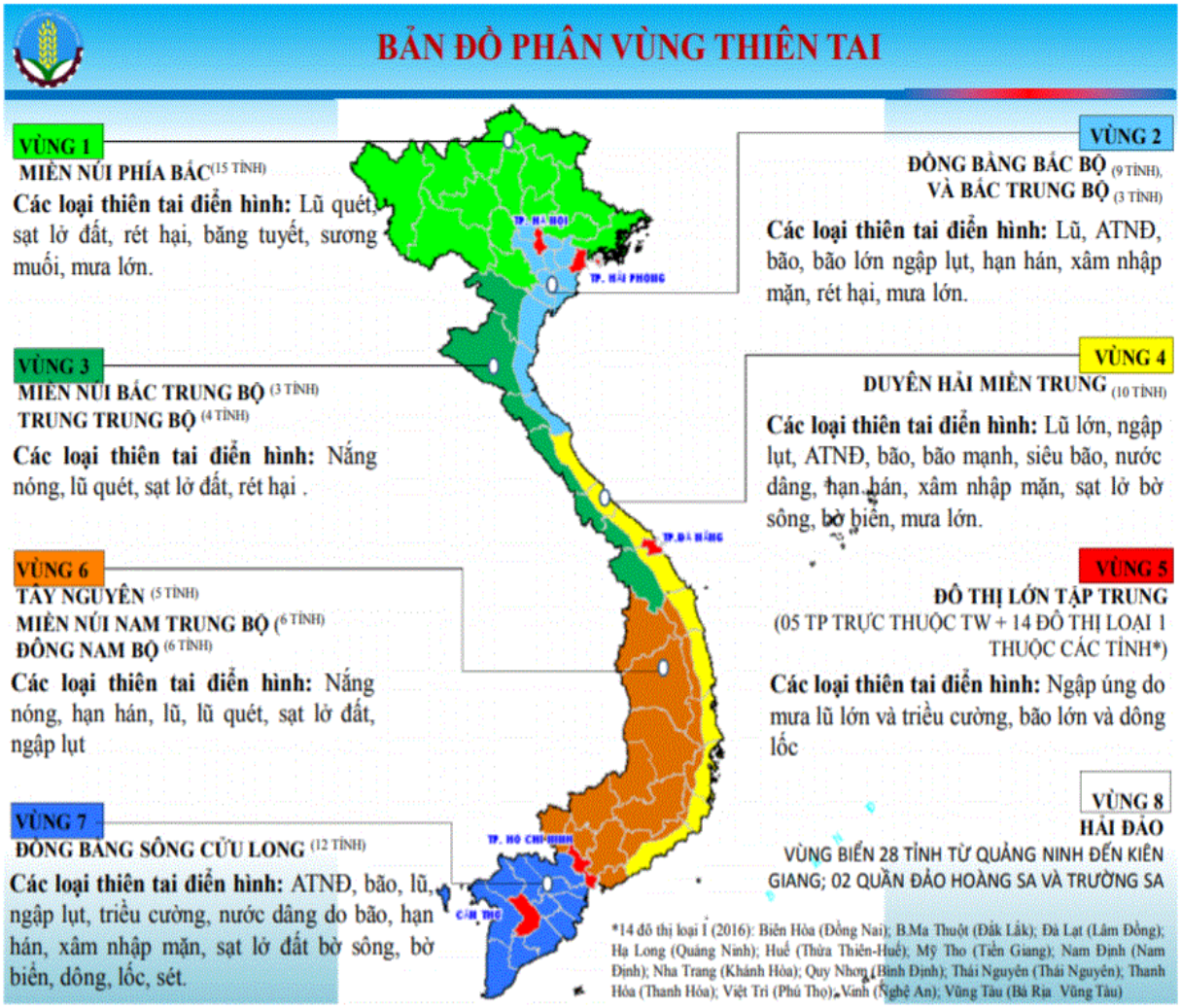
Chịu ảnh hưởng nặng nề của biến đổi khí hậu nên trong những năm qua Việt Nam nói chung và ngành điện nói riêng đã chịu nhiều hậu quả nghiệm trọng, gây thiệt hại lớn mà nguyên nhân chính là do hạn hán, mưa lũ, trượt lở đất … Tác động dễ nhận thấy nhất là chế độ mưa bất thường khiến lũ trên các sông dâng cao đột ngột trong thời gian rất ngắn, không theo quy luật dẫn đến các thủy điện phải xả lũ đồng loạt gây thiệt hai 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.

Mức độ tác động của mỗi loại hình rủi ro, 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 mất 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 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.

Ngoài ra, rủi ro sự cố môi trường từ phía chủ quan như kỹ thuật và công nghệ không đảm bảo, không kiểm tra giám sát thường xuyên trong quá trình vận hành … cũng gây ra những thiệt hại lớn như cháy nổ, vỡ đường ống dẫn dầu, bồn dầu, tai nạn tàu than, tàu LNG… Nếu rủi ro này xảy ra, mức độ ảnh hưởng thường rất lớn và phạm vi ảnh hưởng rộng, khó khắc phục. Do đó, việc sẽ nhận biết và đánh giá các nguy cơ tiềm ẩn rủi ro và ảnh hưởng do thiên tai đến các công trình điện rất quan trọng ở giai đoạn dự án và cần phải có giải pháp để được phòng tránh nhằm giảm thiệt hại.

Một số sự cố và rủi ro do điều kiện tự nhiên có thể nhận biết và cảnh báo ngay ở giai đoạn quy hoạch này để các dự án xem xét cẩn trọng việc lựa chọn vị trí và các giải pháp

kỹ thuật khi đầu tư dự án. Các rủi ro sự cố được cảnh báo có thể xảy ra ở các vùng như đưa ra trong hình sau:



Hình 12.2: Bản đồ phân vùng thiên tai

Ở chiều ngược lại, việc xây dựng và vận hành các công trình năng lượng như mỏ, dự án sàng tuyển, lọc hóa dầu, xử lý khí, nhiệt điện, thủy điện, NLTT, đường dây và trạm điện, kho cảng, … cũng làm gia tăng nguy cơ rủi ro đến môi trường và đời sống người dân.

Ví dụ, 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 nên 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 khai thác than, dầu khí, điện, đặc biệt là thủy điện đang và sẽ xây dựng 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.

QUY HOẠCH TỔNG THỂ VỀ NĂNG LƯỢNG THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

Chương 13 Giải pháp và tổ chức thực hiện

Chương 13 Giải pháp và tổ chức thực hiện....2

13.1 Giải pháp về thúc đẩy và khuyến khích đầu tư 3

13.2 Giải pháp về cơ chế, chính sách 5

13.3 Giải pháp về bảo vệ môi trường và ứng phó với biến đổi khí hậu, khoa học và công nghệ....7

13.4 Giải pháp về phát triển nguồn nhân lực....8

13.5 Giải pháp về hợp tác quốc tế 10

13.6 Giải pháp về điều hành quy hoạch, tổ chức thực hiện....11

Chương 14 Kết luận và kiến nghị....12

14.1 Kết luận....12

14.2 Kiến nghị tổ chức thực hiện 15

Chương 13 Giải pháp và tổ chức thực hiện

Quy hoạch năng lượng quốc gia đã đưa ra các nhóm giải pháp khác nhau để đảm bảo thực hiện hiệu quả Quy hoạch gồm:

Phát triển các nguồn cung năng lượng sơ cấp theo hướng tăng cường khả năng tự chủ, đa dạng hoá, bảo đảm tính hiệu quả, tin cậy và bền vững

- Về dầu khí: Đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển; nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót cận biên. Rà soát, có chiến lược chủ động và hiệu quả trong hợp tác về tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài. Phát triển công nghiệp khí; ưu tiên đầu tư hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu và tiêu thụ khí tự nhiên hoá lỏng (LNG). Tiếp tục thu hút đầu tư trong lĩnh vực lọc - hoá dầu theo hướng chế biến sâu, nâng cao chất lượng sản phẩm xăng dầu, chủ động đáp ứng tối đa nhu cầu trong nước và hướng đến xuất khẩu. Đối với dầu khí đá phiến, khí hydrate (băng cháy), tích cực nghiên cứu, đánh giá sâu hơn về địa chất và áp dụng tiến bộ khoa học - kỹ thuật để mở rộng phạm vi khảo sát; sớm triển khai đánh giá tổng thể, đẩy nhanh khai thác thử nghiệm khi điều kiện cho phép.
- Về than: Xây dựng mới chiến lược phát triển ngành than gắn với nhiệm vụ đầu tư hiệu quả ra nước ngoài và nhập khẩu than dài hạn. Thực hiện dự trữ than phù hợp, đáp ứng yêu cầu cho các hoạt động sản xuất, đặc biệt là sản xuất điện. Mở rộng tìm kiếm, thăm dò, nâng cao chất lượng công tác đánh giá các cấp trữ lượng và tài nguyên. Đẩy mạnh khai thác than trong nước trên cơ sở bảo đảm an toàn, hiệu quả và tiết kiệm tài nguyên; khẩn trương nghiên cứu công nghệ để có thể khai thác bể than đồng bằng Sông Hồng; nâng cao hệ số thu hồi than sạch trong khai thác hầm lò. Triển khai nhanh việc xây dựng hệ thống cảng, kho dự trữ và trung chuyển than quy mô lớn; tăng cường cơ giới hoá, hiện đại hoá thiết bị sàng, tuyển và khai thác than. Rà soát, đánh giá nhu cầu, xây dựng kế hoạch và tối ưu hoá các giải pháp cung cấp than ổn định cho sản xuất điện phù hợp với cơ chế thị trường.
- Về năng lượng tái tạo: Xây dựng các cơ chế, chính sách đột phá để khuyến khích và thúc đẩy phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo nhằm thay thế tối đa các nguồn năng lượng hoá thạch. Ưu tiên sử dụng năng lượng gió và mặt trời cho phát điện; khuyến khích đầu tư xây dựng các nhà máy điện sử dụng rác thải đô thị, sinh khối và chất thải rắn đi đôi với công tác bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế tuần hoàn. Hình thành và phát triển một số trung tâm năng lượng tái tạo tại các vùng và các địa phương có lợi thế. Sớm nghiên cứu, đánh giá tổng thể về tiềm năng và xây dựng định hướng phát triển năng lượng địa nhiệt, sóng biển, thuỷ triều, hải lưu; triển khai một số mô hình ứng dụng, tiến hành khai thác thử nghiệm để đánh giá hiệu quả. Thực hiện nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydro phù hợp với xu thế chung của thế giới.
- Về các nguồn năng lượng khác: Kịp thời nắm bắt các thông tin liên quan để nghiên cứu, phát triển trong điều kiện cho phép về tiến bộ khoa học - kỹ thuật, nguồn nhân lực, khả năng tài chính và những yếu tố cần thiết khác.

Xây dựng và triển khai Chiến lược phát triển ngành điện lực Việt Nam cho giai đoạn mới. Phát triển nhanh và bền vững các nguồn phát điện với cơ cấu và phân bố hợp lý, bảo đảm an toàn, tin cậy, ổn định theo hướng đa dạng hoá, chú trọng nâng cao hệ số công suất khả dụng và có dự phòng công suất phù hợp; đáp ứng các yêu cầu về bảo vệ môi trường sinh thái.

- Đối với thuỷ điện: Huy động tối đa các nguồn thuỷ điện hiện có. Phát triển có chọn lọc, bổ sung một số thuỷ điện nhỏ và vừa, thuỷ điện tích năng. Có chiến lược hợp tác phát triển thuỷ điện gắn với nhập khẩu điện năng dài hạn từ nước ngoài.
- Đối với điện gió và điện mặt trời: Ưu tiên phát triển phù hợp với khả năng bảo đảm an toàn hệ thống với giá thành điện năng hợp lý. Khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái và trên mặt nước. Xây dựng các chính sách hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi gắn với triển khai thực hiện Chiến lược biển Việt Nam.
- Đối với nhiệt điện: Khuyến khích các dự án nhiệt điện đồng bộ từ khâu cung ứng, lưu trữ nhiên liệu và xây dựng nhà máy trên cơ sở giá bán điện xác định thông qua đấu thầu. Phát triển nhiệt điện khí theo hướng ưu tiên sử dụng nguồn khí trong nước. Chú trọng phát triển nhanh nhiệt điện khí sử dụng LNG, đưa điện khí dần trở thành nguồn cung cấp điện năng quan trọng, hỗ trợ cho điều tiết hệ thống. Phát triển nhiệt điện than ở mức hợp lý theo hướng ưu tiên những tổ máy công suất lớn, hiệu suất cao, sử dụng công nghệ tiên tiến, hiện đại như công nghệ siêu tới hạn trở lên; bảo đảm thực hiện đầy đủ pháp luật về an toàn môi trường sinh thái, phù hợp với các tiêu chuẩn quốc tế. Rà soát tổng thể và có kế hoạch sớm triển khai nâng cấp công nghệ của các nhà máy điện than hiện có để đáp ứng yêu cầu bảo vệ môi trường; kiên quyết đóng cửa đối với các nhà máy không thực hiện nâng cấp công nghệ theo quy định.
- Đối với điện sinh khối, rác thải và chất thải rắn: Khai thác tối đa nguồn điện sinh khối đồng phát; tăng cường phát triển các nguồn điện từ rác thải đô thị, chất thải rắn và sinh khối.

Đầu tư hiện đại hoá ngành điện từ khâu sản xuất, truyền tải đến phân phối đáp ứng yêu cầu phát triển của thị trường điện, có khả năng tích hợp quy mô lớn nguồn năng lượng tái tạo; nâng cao khả năng bảo đảm an ninh mạng lưới điện và chất lượng dịch vụ điện. Tích cực thực hiện các chương trình quản lý nhu cầu điện và điều chỉnh phụ tải; quản lý chặt chẽ hơn cường độ tiêu thụ điện năng; giảm thiểu tối đa tổn thất điện năng; hoàn thiện cơ chế, chính sách khuyến khích và thúc đẩy triển khai tích trữ điện năng. Hiện đại hoá hệ thống điều độ điện, từng bước triển khai áp dụng những công nghệ giám sát kỹ thuật tự động, thông minh; nghiên cứu ứng dụng truyền tải siêu cao áp, truyền tải một chiều trong ngành điện.

13.1 Giải pháp về thúc đẩy và khuyến khích đầu tư

Cơ cấu lại, đổi mới và nâng cao hiệu quả hoạt động của các doanh nghiệp nhà nước trong lĩnh vực năng lượng; khuyến khích kinh tế tư nhân tham gia xã hội hoá phát triển năng lượng:

- Cơ cấu lại toàn diện các doanh nghiệp nhà nước trong lĩnh vực năng lượng theo hướng tập trung vào các lĩnh vực cốt lõi, có thế mạnh; tách bạch chức năng kinh doanh với chức năng quản lý nhà nước; áp dụng các mô hình và thông lệ quản trị tiên tiến, nâng cao hệ số tín nhiệm quốc tế, triệt để thực hiện công khai, minh bạch hoá trong hoạt động; chú trọng nâng cao hiệu quả khai thác, sử dụng hạ tầng năng lượng quốc gia. Hoàn thiện các quy định về đánh giá các nguồn lực, tài sản phù hợp với thông lệ quốc tế và thực tiễn; xử lý, tái cơ cấu triệt để các dự án, doanh nghiệp nhà nước kém hiệu quả, thua lỗ trong lĩnh vực năng lượng. Nghiên cứu, triển khai thí điểm cơ chế bán có thời hạn hoặc cho thuê dài hạn đối với các nhà máy điện, kho nhiên liệu, nhà máy lọc dầu... thuộc sở hữu của doanh nghiệp nhà nước.
- Rà soát, bổ sung, điều chỉnh các cơ chế, chính sách đặc thù cho một số dự án năng lượng quan trọng, đặc biệt đối với các dự án đầu tư nguồn điện cấp bách; bảo đảm đầy đủ vốn cho các doanh nghiệp năng lượng nhà nước thực hiện các mục tiêu chiến lược và nhiệm vụ gắn với bảo đảm quốc phòng, an ninh.
- Tạo lập môi trường thuận lợi, minh bạch; công khai quy hoạch, danh mục các dự án đầu tư, xoá bỏ mọi rào cản để thu hút, khuyến khích tư nhân tham gia đầu tư, phát triển các dự án năng lượng trong và ngoài nước, chú trọng những dự án phát điện và các hoạt động bán buôn, bán lẻ điện theo cơ chế thị trường. Tiếp tục khuyến khích, thu hút đầu tư nước ngoài có quy mô, chất lượng và hiệu quả cho ngành năng lượng. Đẩy nhanh cổ phần hoá các doanh nghiệp nhà nước thuộc ngành điện; xây dựng cơ chế đầu tư thông thoáng, cải cách thủ tục hành chính để bảo đảm tiến độ các công trình điện.
- Nghiên cứu, hoàn thiện các cơ chế tài chính và huy động vốn đặc biệt cho đầu tư phát triển ngành điện. Rà soát, điều chỉnh các quy định về kiểm soát và điều phối thị trường điện lực. Có cơ chế cho phép phát triển các nhà máy điện sản xuất tại chỗ, tự cung cấp trong các khu, cụm công nghiệp, khu chế xuất...
- 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.
- Có chính sách ưu tiên đầu tư phát triển hạ tầng năng lượng bền vững; chú trọng xây dựng cơ sở hạ tầng xuất, nhập khẩu năng lượng, kết nối khu vực. Xác định danh mục hạ tầng năng lượng có thể dùng chung và xây dựng cơ chế dùng chung phù hợp với cơ chế thị trường. Xoá bỏ mọi độc quyền, rào cản bất hợp lý trong sử dụng cơ sở vật chất và dịch vụ hạ tầng năng lượng; có cơ chế, chính sách đầu tư xây dựng hệ thống truyền tải điện, tách bạch với độc quyền nhà nước về truyền tải điện. Thực hiện xã hội hoá tối đa trong đầu tư và khai thác, sử dụng cơ sở vật chất, dịch vụ ngành năng lượng, bao gồm cả hệ thống truyền tải điện quốc gia trên cơ sở bảo đảm quốc phòng, an ninh.

Các giải pháp huy động vốn đầu tư khác:

- Xây dựng và ban hành các tiêu chuẩn để đánh giá uy tín, năng lực tài chính, kỹ thuật của các tổ chức, doanh nghiệp khi tham gia đầu tư các dự án liên quan năng lượng tại Việt Nam, đặc biệt chú trọng việc đảm bảo không ảnh hưởng xấu đến chủ quyền biển đảo, biên giới Việt Nam.

- Các địa phương tạo điều kiện và ưu tiên quỹ đất cho việc triển khai các dự án của Quy hoạch, ưu tiên các vị trí thuận lợi về cảng nước sâu để đầu tư các dự án kết cấu hạ tầng năng lượng nhằm phát huy tối đa lợi thế về vị trí địa lý của Việt Nam để phát triển kinh tế trong xu thế hội nhập quốc tế và khu vực.
- Rà soát, xây dựng và ban hành các quy định phù hợp liên quan đến công tác bồi thường, giải phóng mặt bằng, tái định cư nhằm hỗ trợ, thúc đẩy tiến độ triển khai các dự án đầu tư.
- Tăng cường thu hút vốn FDI và vốn của các thành phần kinh tế khác trong nước bằng việc đa dạng hóa hình thức đầu tư, đẩy mạnh công tác xúc tiến đầu tư để thu hút sự quan tâm của các nhà đầu tư nước ngoài; 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; cải cách thủ tục hành chính để nâng cao hiệu quả đầu tư, đẩy nhanh tiến độ đầu tư các dự án.
- Tăng cường quản trị rủi ro trong quá trình triển khai đầu tư và vận hành các dự án, đảm bảo bảo toàn và phát triển vốn Nhà nước.
- Đa dạng hóa các hình thức vay vốn để thu hút đầu tư vào các dự án trong Quy hoạch: tín dụng ngân hàng, tín dụng xuất khẩu, vay ưu đãi của Chính phủ, phát hành trái phiếu trong nước và quốc tế, thuê tài chính, thuê khoán, đấu thầu một số hoạt động mỏ; áp dụng biện pháp chuyển tiết kiệm trong nước thành vốn đầu tư cho cơ sở hạ tầng.
- 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.
- Từng bước tăng khả năng huy động tài chính nội bộ trong các các Tập đoàn, Tổng công ty, doanh nghiệp năng lượng thông qua các giải pháp: nâng cao hiệu quả, hiệu suất hoạt động của các doanh nghiệp năng lượng, bảo đảm có tích lũy, 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 dự án đầu tư từ vốn tự tích lũy của các doanh nghiệp.

13.2 Giải pháp về cơ chế, chính sách

Đổi mới cơ chế, chính sách, phát triển thị trường năng lượng đồng bộ, liên thông, hiện đại và hiệu quả, phù hợp với định hướng xã hội chủ nghĩa:

- Phát triển thị trường năng lượng đồng bộ, liên thông giữa các phân ngành điện, than, dầu khí và năng lượng tái tạo, kết nối với thị trường khu vực và thế giới. Xoá bỏ mọi rào cản để bảo đảm giá năng lượng minh bạch do thị trường quyết định; không thực hiện bù chéo giá điện giữa các nhóm khách hàng, giữa các vùng, miền; Nhà nước điều tiết hợp lý thông qua các công cụ thị trường (thuế, phí, các quỹ…) và chính sách an sinh xã hội phù hợp. Hoàn thiện cơ chế, chính sách, các công cụ có tính thị trường để đẩy mạnh sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.
- Rà soát, điều chỉnh và hoàn thiện các chính sách về đất đai, đền bù giải phóng mặt bằng, sử dụng mặt nước, chống đầu cơ, trục lợi, lợi ích nhóm trong lĩnh vực năng lượng. Đổi mới chính sách tài chính theo hướng khuyến khích, thu hút mạnh các nguồn vốn đầu tư ngoài nhà nước; khuyến khích các dự án đầu tư năng lượng theo hình thức đối tác công tư (PPP). Thực hiện chính sách tín dụng linh hoạt, hiệu quả, tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp năng lượng tiếp cận các nguồn vốn, đặc biệt là các doanh nghiệp có dự án năng lượng xanh. Hoàn thiện chính sách thuế

khuyến khích sản xuất, sử dụng năng lượng sạch, tái tạo. Xây dựng cơ sở pháp lý để có thể hình thành và vận hành hiệu quả các quỹ về phát triển năng lượng bền vững, thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả theo hướng xã hội hoá, bảo đảm độc lập về tài chính, không trùng lặp với nguồn thu, nhiệm vụ chi của ngân sách nhà nước và hạn chế việc làm tăng chi phí hoạt động, sản xuất kinh doanh cho doanh nghiệp, cơ sở sản xuất kinh doanh. Hoàn thiện cơ chế và thực hiện chính sách về tiêu chuẩn tỉ lệ năng lượng tái tạo trong cơ cấu đầu tư và cung cấp năng lượng.

- Sửa đổi, hoàn thiện các luật chuyên ngành về dầu khí, điện lực, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và các luật khác liên quan đến ngành năng lượng để làm cơ sở thực hiện hiệu quả hơn cơ chế thị trường. Nghiên cứu, thực hiện luật hoá việc điều hành giá điện và một số ưu đãi cho dự án được khuyến khích đầu tư trong lĩnh vực năng lượng. Hoàn thiện khung pháp lý cho hoạt động kiểm soát và điều phối điện lực. Nghiên cứu, xây dựng và ban hành luật về năng lượng tái tạo.
- Nâng cao chất lượng công tác xây dựng các chiến lược, quy hoạch phát triển năng lượng, đặc biệt trong phân ngành điện, bảo đảm tính ổn định, đồng bộ và linh hoạt, gắn kết với chiến lược, kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội của địa phương và một số ngành khác. Rà soát, điều chỉnh và sớm ban hành các quy hoạch liên quan đến phát triển năng lượng theo Luật Quy hoạch.
- Xây dựng cơ chế, chính sách khuyến khích và hỗ trợ phát triển công nghiệp chế tạo và dịch vụ phục vụ ngành năng lượng theo hướng tăng cường nội lực, hướng đến xuất khẩu; ưu tiên phát triển các ngành chế tạo máy, thiết bị điện, dầu khí, dịch vụ dầu khí. Hoàn thiện khung pháp lý, khuyến khích và đẩy mạnh triển khai mô hình các công ty dịch vụ năng lượng. Khẩn trương xây dựng và thực thi các cơ chế, chính sách khuyến khích nâng cao tỉ lệ nội địa hoá trong ngành năng lượng; bảo đảm thực hiện tốt các yêu cầu, chỉ tiêu cụ thể về tỉ lệ nội địa hoá đối với các nhà máy điện nói riêng và dự án năng lượng nói chung. Hoàn thiện chính sách đặt hàng sản xuất của Nhà nước để khuyến khích các doanh nghiệp trong nước thực hiện những công trình, dự án phức tạp, kỹ thuật cao trong ngành năng lượng đáp ứng các tiêu chuẩn chất lượng quốc tế.

Các giải pháp cơ chế chính sách khác:

- Nghiên cứu sửa đổi, bổ sung, cập nhật các văn bản quy phạm pháp luật phù hợp thông lệ quốc tế và tình hình phát triển của đất nước trong bối cảnh hội nhập quốc tế sâu rộng.
- Tăng cường phân công, phân cấp quản lý nhà nước từ Trung ương đến địa phương, bảo đảm hiệu lực, hiệu quả, tạo điều kiện kinh doanh thuận lợi cho các doanh nghiệp thuộc mọi thành phần kinh tế trong lĩnh vực năng lượng; giải quyết kịp thời những vướng mắc và rào cản về chính sách, luật pháp.
- Triển khai xây dựng thị trường năng lượng đồng bộ, cạnh tranh, minh bạch.
- Đẩy mạnh công tác phân tích dự báo để phục vụ công tác quản trị đặc biệt là quản trị rủi ro bất định.
- Đề xuất, kiến nghị cấp thẩm quyền ban hành văn bản quy phạm về mô hình tổ chức và hoạt động đối với tập đoàn kinh tế nhà nước.
- Mở rộng tìm kiếm, thăm dò, nâng cao chất lượng công tác đánh giá các cấp trữ lượng và tài nguyên.
- Nghiên cứu đề xuất và ban hành giá điện cải tiến, đảm bảo không thực hiện bù chéo giá điện giữa các nhóm khách hàng, giữa các vùng, miền; theo cơ chế giá điện 2

thành phần và cơ chế giá điện cao/thấp điểm áp dụng đối với tất cả các thành phần phụ tải.

13.3 Giải pháp về bảo vệ môi trường và ứng phó với biến đổi khí hậu, khoa học và công nghệ

Thực thi chính sách bảo vệ môi trường ngành năng lượng gắn với mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính, thúc đẩy kinh tế tuần hoàn và phát triển bền vững:

- Nghiên cứu, xây dựng chính sách thuế các-bon thích hợp đối với việc sử dụng nhiên liệu hoá thạch. Có cơ chế, chính sách triển khai việc thu hồi, sử dụng khí CO-2. Thực hiện đánh giá hiệu quả việc sử dụng, tái chế tro, xỉ phát sinh trên cơ sở cân đối nhu cầu và khả năng tiêu thụ làm vật liệu xây dựng, nhất là tại khu vực miền Nam.
- Hoàn thiện khung chính sách, xây dựng và bổ sung hệ thống tiêu chuẩn, quy chuẩn quốc gia về khí thải và chất thải trong ngành năng lượng theo hướng tiệm cận với những tiêu chuẩn của các nước phát triển. Bổ sung quy định sàng lọc dự án đầu tư theo rủi ro về môi trường. Xây dựng quy chế tài chính về môi trường, bảo đảm tính đủ các chi phí về môi trường, xã hội trong đầu tư và giá thành sản phẩm. Tăng cường phòng ngừa, kiểm soát các đối tượng có nguy cơ gây ô nhiễm môi trường cao; xử lý nghiêm các vi phạm về an toàn môi trường theo quy định của pháp luật. Thông tin tuyên truyền kịp thời và đầy đủ về công tác bảo vệ môi trường trong ngành năng lượng.
- Xây dựng và triển khai Đề án tích hợp mô hình kinh tế tuần hoàn vào chiến lược phát triển các doanh nghiệp năng lượng. Phát triển hệ thống quản lý và xử lý chất thải trong sản xuất năng lượng với công nghệ tiên tiến, phù hợp với điều kiện nước ta; bảo đảm năng lực tự xử lý các nguồn thải trong các doanh nghiệp năng lượng. Có cơ chế, chính sách khuyến khích phát triển công nghiệp môi trường gắn với ngành năng lượng.
- Rà soát, điều chỉnh và bổ sung những nội dung liên quan đến ngành năng lượng trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu, Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh, Chiến lược phát triển bền vững Việt Nam, Chiến lược biển Việt Nam và các chiến lược khác có liên quan.
- Hình thành cơ chế liên kết giữa lực lượng nghiên cứu và phát triển khoa học - công nghệ, đổi mới sáng tạo với các doanh nghiệp và các cơ sở đào tạo trong lĩnh vực năng lượng thông qua các chương trình khoa học và công nghệ; lồng ghép hoạt động nghiên cứu và phát triển trong các chiến lược, quy hoạch, kế hoạch phát triển năng lượng. Tạo cơ chế khuyến khích các doanh nghiệp năng lượng tăng cường đầu tư cho nghiên cứu và phát triển; thành lập các trung tâm đổi mới sáng tạo trong lĩnh vực năng lượng. Tiếp tục triển khai chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm quốc gia về nghiên cứu ứng dụng và phát triển công nghệ năng lượng giai đoạn 2021 - 2030, trọng tâm là nghiên cứu chế tạo thiết bị năng lượng và ứng dụng các dạng năng lượng mới, năng lượng tái tạo, năng lượng thông minh, tiết kiệm năng lượng.
- Rà soát, sửa đổi, bổ sung các tiêu chuẩn, quy chuẩn quốc gia trong lĩnh vực năng lượng phù hợp với các quy định, tiêu chuẩn quốc tế, có xét đến các tiêu chuẩn, quy chuẩn quốc gia liên quan đến việc tái chế, sử dụng chất thải từ quá trình sản xuất năng lượng. Từng bước áp dụng các biện pháp khuyến khích và bắt buộc đổi mới

công nghệ, thiết bị trong ngành năng lượng cũng như những ngành, lĩnh vực sử dụng nhiều năng lượng.

- Cơ cấu lại các ngành tiêu thụ năng lượng, đặc biệt là khu vực đầu tư nước ngoài để giảm thiểu cường độ năng lượng. Có chính sách khuyến khích phát triển các ngành công nghiệp tiêu thụ ít năng lượng và có hiệu quả về kinh tế - xã hội.
- Rà soát, điều chỉnh phân bố các nguồn tiêu thụ năng lượng linh hoạt theo hướng phân tán, hạn chế việc tập trung quá mức vào một số địa phương, kết hợp chặt chẽ với phân bố lại không gian phát triển công nghiệp và đô thị trên phạm vi cả nước, từng vùng và địa phương.
- Rà soát, hoàn thiện Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2020 - 2030. Triển khai áp dụng các tiêu chuẩn, quy chuẩn bắt buộc kèm theo chế tài về sử dụng hiệu quả năng lượng đối với những lĩnh vực, ngành và sản phẩm có mức tiêu thụ năng lượng cao. Có chính sách khuyến khích các hộ tiêu thụ sử dụng năng lượng sạch, tái tạo, nhất là trong công nghiệp và giao thông; thúc đẩy phát triển các phương tiện giao thông sử dụng điện năng phù hợp với xu thế chung trên thế giới.

Các giải pháp khác:

- Tuân thủ nghiêm ngặt các quy định của pháp luật Việt Nam về đảm bảo an toàn và bảo vệ môi trường, thực hiện đầy đủ các cam kết tại báo cáo đánh giá tác động môi trường/cam kết bảo vệ môi trường của tất cả các dự án; không ngừng cải thiện điều kiện lao động, môi trường lao động và bảo đảm sức khoẻ cho người lao động.
- Tăng cường nghiên cứu, ứng dụng và chuyển giao công nghệ; xây dựng đội ngũ cán bộ khoa học công nghệ đầu ngành, có trình độ cao, có khả năng dẫn dắt, định hướng cả một nhóm/tập thể các nhà khoa học dành công sức, tâm huyết cho những lĩnh vực khoa học công nghệ mũi nhọn (khai thác mỏ nhỏ/cận biên, xử lý/chế biến/tàng trữ CO2, chuyển đổi số, trí tuệ nhân tạo - AI); tăng cường các biện pháp nhằm gắn kết chặt chẽ hơn nữa giữa nghiên cứu khoa học với đào tạo và ứng dụng.
- Xây dựng lộ trình công nghệ thích hợp cho ngành dầu khí; xác định công nghệ cần phải chiếm lĩnh trong từng lĩnh vực cụ thể; đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ phục vụ phát triển bền vững, bảo vệ tài nguyên, môi trường và nâng cao khả năng cạnh tranh của ngành dầu khí, tạo ra sản phẩm quốc gia của ngành.
- Đẩy mạnh nghiên cứu khoa học, hợp tác quốc tế trong lĩnh vực bảo vệ môi trường, ứng phó biến đổi khí hậu để từng bước đưa vào áp dụng các công nghệ mới nhằm nâng cao hiệu quả, tiết kiệm chi phí bảo vệ môi trường.
- 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 năng lượng.
- 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 năng lượng.

13.4 Giải pháp về phát triển nguồn nhân lực

Tăng cường sự lãnh đạo của Đảng; nâng cao hiệu lực, hiệu quả quản lý của Nhà nước; phát huy quyền làm chủ của nhân dân và vai trò của Mặt trận Tổ quốc Việt Nam, các tổ chức chính trị - xã hội trong phát triển ngành năng lượng:

- Nâng cao nhận thức của các cấp uỷ đảng và cả hệ thống chính trị và nhân dân về vai trò, vị trí, tầm quan trọng của ngành năng lượng. Các cấp uỷ đảng và chính quyền từ Trung ương đến địa phương cần xác định phát triển năng lượng quốc gia là nhiệm vụ quan trọng, xuyên suốt, nghiêm túc lãnh đạo, chỉ đạo, tổ chức thực hiện. Xây dựng cơ chế và khung pháp lý bảo đảm cho việc tuân thủ quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia. Xử lý nghiêm đối với các dự án đầu tư chậm triển khai, làm ảnh hưởng đến an ninh năng lượng quốc gia.
- Rà soát, hoàn thiện mô hình quản lý nhà nước trong lĩnh vực năng lượng. Phân định rõ trách nhiệm, quyền hạn, cơ chế phối hợp giữa Trung ương và địa phương, giữa các cơ quan quản lý nhà nước trong phát triển năng lượng. Đẩy mạnh công tác tuyên truyền, phổ biến các văn bản quy phạm pháp luật, nâng cao ý thức chấp hành và thực thi nghiêm túc các quy định pháp luật về năng lượng. Thực hiện tốt vai trò định hướng, xây dựng chính sách gắn với tăng cường công tác kiểm tra, giám sát, hỗ trợ thực hiện.
- Phát huy quyền làm chủ của nhân dân; mở rộng sự tham gia của Mặt trận Tổ quốc Việt Nam, các tổ chức chính trị - xã hội, xã hội - nghề nghiệp, các đối tượng chịu tác động của chính sách vào quá trình xây dựng và giám sát thực hiện chiến lược, quy hoạch và chính sách phát triển năng lượng quốc gia.
- Xây dựng chính sách phát triển nguồn nhân lực tổng thể và các chương trình đào tạo cho những khâu then chốt của ngành năng lượng. Tăng cường đào tạo đội ngũ công nhân kỹ thuật, nhân viên nghiệp vụ đáp ứng yêu cầu sử dụng trong nước, hướng tới xuất khẩu. Sử dụng có hiệu quả nguồn nhân lực đã được đào tạo về năng lượng hạt nhân đi đôi với đào tạo nâng cao.

Các giải pháp khác:

- Thường xuyên quán triệt các nghị quyết, chính sách của Đảng, pháp luật của Nhà nước về công tác quốc phòng - an ninh; tăng cường sự lãnh đạo của các cấp uỷ đảng, sự quản lý và điều hành của người đứng đầu, trong chỉ đạo, thực hiện nhiệm vụ quốc phòng - an ninh.
- Tăng cường công tác giáo dục quốc phòng - an ninh, lấy trọng tâm là bồi dưỡng kiến thức quốc phòng - an ninh để xây dựng đội ngũ cán bộ công nhân viên ngành năng lượng có nhận thức, ý thức trách nhiệm cao, hiểu biết đầy đủ về quốc phòng toàn dân trong xây dựng và bảo vệ vững chắc Tổ quốc.
- Xây dựng quy hoạch phát triển và kế hoạch đào tạo nguồn nhân lực cho các lĩnh vực công nghệ then chốt, tạo đột phá của ngành năng lượng.
- Xây dựng cơ chế đãi ngộ thích đáng để thu hút nguồn nhân lực chất lượng cao trong các lĩnh vực năng lượng.
- Ban hành chính sách ưu đãi thu hút các chuyên gia, nhà khoa học, nguồn nhân lực trình độ cao trong và ngoài nước về làm việc trong lĩnh vực năng lượng; hình thành các nhóm khoa học và công nghệ mạnh đủ giải quyết các nhiệm vụ quan trọng trong lĩnh vực năng lượng.
- 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, hiện đại.
- Chú trọng đào tạo nghề để có đội ngũ công nhân kỹ thuật, nhân viên nghiệp vụ lành nghề đủ khả năng nắm bắt và sử dụng thành thạo các phương tiện kỹ thuật và công nghệ hiện đại.

13.5 Giải pháp về hợp tác quốc tế

Đẩy mạnh hợp tác quốc tế; tích cực, chủ động xây dựng các đối tác chiến lược để thực hiện mục tiêu nhập khẩu năng lượng trong dài hạn và đầu tư tài nguyên năng lượng ở nước ngoài:

- Thực hiện chính sách đối ngoại năng lượng linh hoạt, hiệu quả, bình đẳng, cùng có lợi. Mở rộng và làm sâu sắc hơn hợp tác năng lượng với các đối tác chiến lược, đối tác quan trọng. Tăng cường quan hệ quốc tế về năng lượng trong tất cả các phân ngành, lĩnh vực phù hợp với xu thế hội nhập, tận dụng cơ hội từ các hiệp định thương mại, các quan hệ chính trị - ngoại giao thuận lợi để phát triển năng lượng.
- Khẩn trương xây dựng chiến lược nhập khẩu năng lượng dài hạn song song với khuyến khích đầu tư, khai thác tài nguyên năng lượng ở nước ngoài để góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia; có cơ chế hỗ trợ các doanh nghiệp Việt Nam đầu tư dự án năng lượng ở nước ngoài, trước hết là với các dự án nguồn điện tại một số nước láng giềng để chủ động nhập khẩu điện về Việt Nam. Mở rộng quan hệ đối tác với các công ty đầu tư năng lượng, phát triển công nghệ năng lượng tiên tiến.
- Tích cực tham gia hợp tác năng lượng tại tiểu vùng Mê Công mở rộng (GMS) và khu vực Đông Nam Á (ASEAN); liên kết lưới điện, hoàn thiện cơ chế mua bán điện với Trung Quốc, Lào và Cam-pu-chia. Tiếp tục nghiên cứu kết nối hệ thống khí trong khu vực, triển khai thực hiện khi điều kiện cho phép.

Các giải pháp khác

- Tăng cường phối hợp chặt chẽ giữa ngành năng lượng với các Bộ, ngành liên quan để nắm bắt tình hình, tham mưu, đề xuất với Chính phủ chỉ đạo trước khi triển khai tại khu vực nhạy cảm, tình hình phức tạp.
- Thực hiện nghiêm túc, hiệu quả và thường xuyên việc kiểm điểm kết quả thực hiện các Quy chế phối hợp và các Thoả thuận hợp tác giữa ngành Dầu khí với Bộ Quốc phòng, Bộ Công an, Bộ Ngoại giao để chủ động chuẩn bị và thực hiện tốt nhiệm vụ khảo sát điều tra cơ bản, tìm kiếm, thăm dò dầu khí, bảo vệ vùng biển và chủ quyền quốc gia, đảm bảo an ninh cho việc triển khai tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trên biển.
- Phối hợp chặt chẽ với Bộ Ngoại giao và các Bộ có liên quan để xây dựng và hình thành nền "ngoại giao dầu khí", tranh thủ các mối quan hệ tốt giữa các chính phủ để thu hút mạnh đầu tư trong nước và đầu tư ra nước ngoài.
- Tăng cường nhận thức, hiểu biết trong nước và hợp tác quốc tế trong việc thúc đẩy áp dụng, tuân thủ luật pháp quốc tế, nhất là Luật biển và các điều luật quốc tế liên quan đến các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí ở ngoài khơi.
- Đẩy mạnh hợp tác, hội nhập quốc tế, khuyến khích và thu hút các đối tác thuộc mọi thành phần kinh tế ở trong nước và nhà đầu tư nước ngoài tham gia vào các lĩnh vực năng lượng.
- 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 hoá các phương thức hợp tác để tận dụng chuyển giao công nghệ và nguồn kinh phí

từ các đối tác nước ngoài và xây dựng chuỗi cung ứng trong nước đối với thiết bị năng lượng.

13.6 Giải pháp về điều hành quy hoạch, tổ chức thực hiện

Để triển khai Quy hoạch tổng thể năng lượng trong bối cảnh Luật Quy hoạch mới, đề xuất cơ chế thực hiện chung như sau:

- Chính phủ: Chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc và theo dõi việc thực hiện đầu tư xây dựng các công trình năng lượng; kịp thời chỉ đạo giải quyết những khó khăn, vướng mắc ảnh hưởng đến tiến độ đầu tư xây dựng các dự án năng lượng.
- Các Bộ, ngành: Căn cứ chức năng nhiệm vụ được giao để triển khai thực hiện một cách hiệu quả Quy hoạch năng lượng.
- Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương: Tổ chức thực hiện việc lựa chọn chủ đầu tư các dự án năng lượng, bố trí quỹ đất cho phát triển các công trình năng lượng theo quy định của pháp luật; Chủ trì, phối hợp chặt chẽ với các chủ đầu tư thực hiện việc giải phóng mặt bằng, bồi thường, di dân, tái định cư cho các dự án nguồn điện, lưới điện theo quy định.
- Các Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam và các Doanh nghiệp năng lượng khác: thực hiện các nhiệm vụ được giao trong đảm bảo cung ứng năng lượng cho phát triển kinh tế - xã hội, đầu tư các công trình năng lượng, đầu tư hạ tầng cung ứng nhiên liệu, tổ chức thăm dò, khai thác, cung cấp các nguồn năng lượng sơ cấp (than, khí) cho sản xuất điện.

Chương 14 Kết luận và kiến nghị

14.1 Kết luận

Năng lượng với vai trò quan trọng nhằm đáp ứng các nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội, bảo đảm an ninh quốc phòng, đưa đất nước vào thời kỳ Công nghiệp hóa, hiện đại hóa, đã luôn được Đảng và Nhà nước ta chú trọng với nhiều chính sách hỗ trợ và quan tâm chỉ đạo sát sao. Sau khi ban hành Nghị quyết số 55 của Bộ Chính trị và hàng loạt cơ chế chính sách phát triển các phân ngành năng lượng, QHTTNL đã được nghiên cứu thực hiện hết sức khẩn trương nhằm: tổng hợp, xây dựng các kịch bản phát triển ngành năng lượng Việt Nam trong dài hạn với sự tổng hòa phát triển các phân ngành điện, dầu khí, than và năng lượng tái tạo, kết hợp các yếu tố kinh tế - năng lượng - môi trường; kiến nghị các định hướng chính sách, các giải pháp cho phát triển bền vững.

Trên cơ sở dự báo các định hướng lớn về phát triển kinh tế vĩ mô, QHTTNL đã đưa ra nhiều kịch bản dự báo về nhu cầu năng lượng theo các phân ngành kinh tế, theo các loại nhiên liệu, năng lượng khác nhau, trong đó có xem xét các yếu tố về thực hiện tiết kiệm, về hiệu quả, về áp dụng công nghệ tiên tiến trong thiết bị tiêu thụ năng lượng và về chuyển dịch cơ cấu các ngành theo hướng xanh hơn và sạch hơn.

Dựa trên các mục tiêu phát triển lớn mà Đảng và Chính phủ đã đề ra, QHTTNL đã đưa ra các tổ hợp kịch bản về cung cấp năng lượng với tiêu chí tối ưu về chi phí, tăng cường sử dụng năng lượng sạch, năng lượng tái tạo. Kịch bản cung cấp năng lượng đã được xem xét trong mối quan hệ hài hòa, gắn kết giữa các phân ngành điện, dầu khí, than và NLTT nhằm đáp ứng đủ và an toàn năng lượng cho nền kinh tế, giảm thiểu ô nhiễm môi trường.

QHTTNL không là kết quả của ghép nối cơ học các quy hoạch ngành điện, ngành dầu mỏ-khí đốt, ngành than mà trên cơ sở tôn trọng các nghiên cứu chuyên sâu, các cơ sở pháp lý, khoa học của Quy hoạch các phân ngành năng lượng, từ đó thiết kế giải pháp tổng thể dòng năng lượng suốt từ khâu khai thác, xuất - nhập khẩu, chế biến, vận chuyển đến mọi nhu cầu tiêu thụ của nền kinh tế.

Trong tổ hợp các kịch bản phát triển năng lượng quốc gia, Kịch bản đề xuất đã xem xét phát triển hài hòa hệ thống năng lượng đáp ứng các mục tiêu về an nình năng lượng, giảm phát thải khí nhà kính, sử dụng hiệu quả năng lượng trong giai đoạn 2021-2030 và tâm nhìn đến 2050.

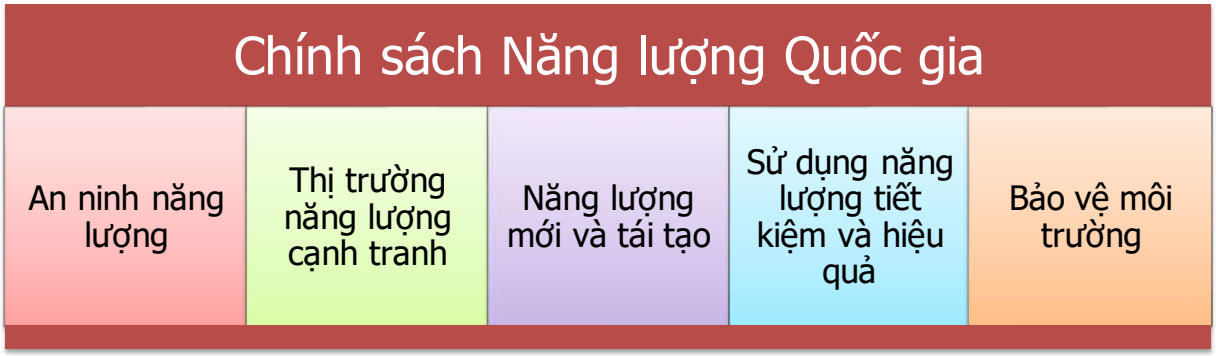
QHTTNL cũng đã đề xuất các chương trình phát triển năng lượng, các dự án quan trọng, ưu tiên đầu tư và lộ trình chính sách phát triển ngành năng lượng trong dài hạn đến năm 2050, đồng thời cũng kiến nghị lựa chọn một số nội dung chính sách ưu tiên thực hiện trước trong giai đoạn 2021 - 2025 để có thể đạt được mục tiêu về phát triển năng lượng.

Tuy nhiên, Đề án cũng còn một số hạn chế về số liệu, thời gian và nguồn lực thực hiện. Hiện nay cơ sở dữ liệu ngành năng lượng còn thiếu, nhất là chưa có đủ các số liệu đánh giá về tiêu thụ năng lượng của các phân ngành nhỏ của nền kinh tế. Thời gian thực hiện Đề án QHTTNL cũng rất gấp rút trong bối cảnh phải thực hiện nhiều nội dung mới theo

quy định của Luật Quy hoạch. Ngoài ra, trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng với sự thay đổi nhanh chóng của công nghệ năng lượng tiên tiến. Xu thế thay đổi của các công nghệ mũi nhọn trong giai đoạn xa đến 2050 rất khó dự báo chính xác.

Kiến nghị phương án phát triển tổng thể năng lượng tối ưu có xem xét đến tính liên kết, đồng bộ, kết hợp hài hòa cân đối giữa quy hoạch phát triển các phân ngành năng lượng tương ứng với các kịch bản nhu cầu năng lượng đã chọn.

Chính sách năng lượng quốc gia trong giai đoạn tới cần phải dựa trên các trụ cột sau:



- Xây dựng hệ thống cung cấp năng lượng tin cậy và hiệu quả;
- Thúc đẩy tiết kiệm và hiệu quả năng lượng;
- Đảm bảo nhập khẩu năng lượng ổn định và tăng cường an ninh năng lượng;
- Tạo ra thị trường năng lượng cạnh tranh hoạt động hiệu quả để huy động nguồn lực từ xã hội;
- Đề ra các biện pháp đảm bảo nguồn tài chính bền vững cần thiết cho việc thực hiện các chính sách năng lượng.

Định hướng chính sách năng lượng quốc gia cho mỗi trụ cột như sau:

✓ Chính sách đảm bảo an ninh NL Quốc gia:

- Tăng cường khả năng và độ tin cậy cung cấp của hệ thống điện và các hệ thống năng lượng khác;
- Đẩy mạnh khả năng cung cấp nhiên liệu hóa thạch trong nước thông qua xây dựng kho dự trữ, đầu tư mỏ và đẩy mạnh thăm dò và phát hiện trữ lượng tài nguyên năng lượng mới;
- Xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu năng lượng;
- Giảm nhu cầu nhiên liệu hóa thạch thông qua việc thúc đẩy NLTT và sử dụng NLHQ.

✓ Chính sách phát triển các nguồn năng lượng mới và tái tạo:

- Thể chế hóa các quy định pháp luật thông qua việc xây dựng Luật NLTT nhằm huy động hiệu quả các nguồn lực việc phát triển NLTT;
- Xây dựng các cơ chế hỗ trợ hiệu quả cho NLTT;

- Tạo nguồn tài chính bền vững cho việc đầu tư vào các nguồn NLTT.
- Xác định mục tiêu dài hạn đối với các dạng năng lượng tái tạo bao gồm năng lượng H2 trong Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia.

✓ Chính sách sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả:

- Thúc đẩy việc thực thi Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả;
- Tạo nguồn tài chính bền vững cho hoạt động tiết kiệm năng lượng;

✓ Chính sách giá và thị trường năng lượng:

- Định giá NL hiệu quả theo cơ chế thị trường đưa ra tín hiệu giá đúng đắn điều chỉnh các hành vi sản xuất và tiêu thụ năng lượng;
- Từng bước xóa bỏ trợ giá trong sản xuất và tiêu dùng năng lượng;
- Từng bước hình thành các thị trường năng lượng nhằm thúc đẩy hiệu quả hoạt động cung cấp và sử dụng năng lượng.

✓ Chính sách bảo vệ môi trường và phát triển bền vững:

- Khai thác tài nguyên năng lượng ở mức độ vừa phải, tránh khai thác nhanh, sớm cạn kiệt các nguồn tài nguyên; kết hợp song song khai thác nguồn tài nguyên trong nước với nhập khẩu năng lượng từ nước ngoài với tỷ lệ hợp lý;
- Giám sát nghiêm ngặt đối với mọi cơ sở khai thác và sản xuất năng lượng có phát thải ô nhiễm môi trường và có các chế tài nghiêm ngặt đối với các cơ sở năng lượng vi phạm quy định để phát thải ô nhiễm ra môi trường vượt mức cho phép;
- Nghiên cứu áp dụng các công cụ tài chính (thuế, phí, chứng chỉ…) nhằm điều chỉnh hành vi sản xuất và tiêu thụ năng lượng và tạo nguồn thu cho hoạt động đầu tư vào các giải pháp năng lượng sạch.

Chính sách trọng tâm 2021-2030 bao gồm:

1. Đối với chính sách phát triển kinh tế vĩ mô

✓ Tiếp tục đẩy mạnh tái cơ cấu nền kinh tế sang các ngành sử dụng ít năng lượng và có giá trị gia tăng cao, như ngành dịch vụ và các ngành công nghiệp công nghệ cao, sản xuất hàng tiêu dùng;

2. Đối với chính sách an ninh năng lượng

✓ Tiếp tục khảo sát thăm dò để tăng trữ lượng tài nguyên dầu, khí và than đá;

✓ Sớm đưa vào hạ tầng tiếp nhận khí hóa lỏng LNG nhập khẩu, sử dụng cho các NMĐ khí;

✓ Xây dựng hệ thống kho dự trữ xăng dầu để đạt dự trữ 60 ngày và 90 ngày vào năm 2020 và 2025 tương ứng;

✓ Xúc tiến đẩy mạnh nhập khẩu điện từ các nước láng giềng, trước hết từ Lào.

3. Đối với chính sách phát triển NLTT

- ✓ Xây dựng Luật NLTT nhằm thể chế hóa và thu hút các nguồn lực cho phát triển NLTT;
- ✓ Xây dựng Chương trình phát triển năng lượng tái tạo để thực hiện các mục tiêu của Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo Việt Nam;
- ✓ Hoàn thiện các cơ chế khuyến khích phát triển NLTT, bao gồm cơ chế giá, phí và cơ chế đầu tư;
- ✓ Triển khai lập và phê duyệt các quy hoạch Quốc gia về các nguồn NLTT làm cơ sở để các địa phương sớm huy động đầu tư xây dựng các dự án NLTT

4. Đối với chính sách tiết kiệm và HQNL

- ✓ Thúc đẩy việc thực thi Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả;
- ✓ Thực hiện tốt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả VNEEP3;
- ✓ Thúc đẩy việc tạo lập thị trường dịch vụ năng lượng (ESCO) nhằm tạo lập nội lực trong hoạt động tiết kiệm năng lượng.

14.2 Kiến nghị tổ chức thực hiện

Để thực hiện hiệu quả Quy hoạch tổng thể về năng lượng, nhiệm vụ của các Bộ, ngành cụ thể như sau:

Bộ Công Thương:

a) Tổ chức thực hiện các nội dung nêu trong Quy hoạch tổng thể về năng lượng; Chủ trì, xây dựng kế hoạch ngắn hạn, trung hạn và dài hạn thực hiện Quy hoạch, trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

b) Nghiên cứu, đề xuất các cơ chế, chính sách thực hiện Quy hoạch năng lượng quốc gia phù hợp với thẩm quyền theo quy định của Chính phủ nhằm thu hút các nhà đầu tư trong và ngoài nước tham gia phát triển các dự án năng lượng

c) Chủ trì nghiên cứu, đề xuất sửa đổi các văn bản quy phạm pháp luật, các cơ chế ủy quyền, phân cấp trình Thủ tướng Chính phủ quyết định để tạo điều kiện bảo đảm tiến độ cho các dự án năng lượng; Chỉ đạo, kiểm tra định kỳ, đôn đốc các chủ đầu tư, nhà thầu và các đơn vị liên quan thực hiện đúng tiến độ và có hiệu quả các dự án được phê trong Quy hoạch tổng thể về năng lượng.

d) Giám sát chặt chẽ tình hình cung - cầu điện, than, dầu thô, khí tự nhiên và các sản phẩm xăng dầu, tiến độ thực hiện các dự án năng lượng quan trọng để quyết định điều chỉnh các dự án trong Quy hoạch được duyệt hoặc xem xét báo cáo Thủ tướng Chính phủ cho phép điều chỉnh danh mục dự án phù hợp với các quy hoạch liên quan và với yêu cầu thực tế phát triển kinh tế - xã hội từng giai đoạn.

e) Chỉ đạo lập, thẩm định và phê duyệt các dự án đầu tư trong kế hoạch triển khai quy hoạch;

f) Chỉ đạo việc phát triển, nhập khẩu các nguồn khí thiên nhiên, LNG, than cho sản xuất điện, công nghiệp và các nhu cầu khác; chủ trì nghiên cứu, xây dựng phương án địa điểm chi tiết phát triển cảng trung chuyển than, cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG, xem xét đề xuất giải pháp thu hút vốn tư nhân trong nước và nước ngoài vào đầu tư các dự án này.

g) Xây dựng, trình Chính phủ các cơ chế, chính sách đặc thù, tăng cường thu hút nguồn lực từ các nhà đầu tư nước ngoài uy tín, kinh nghiệm vào phát triển dầu khí trong nước tại các vùng nước sâu xa bờ, vùng nhạy cảm.

h) Chủ trì, phối hợp với các Bộ, ngành và địa phương liên quan xây dựng, hoàn thiện cơ chế, chính sách khuyến khích đầu tư phát triển các dự án năng lượng tái tạo. Chủ trì xây dựng chương trình phát triển tổng thể và lộ trình phát triển các dạng năng lượng tái tạo theo mục tiêu Quy hoạch tổng thể về năng lượng.

i) Chủ trì, phối hợp với các Bộ, ngành thực hiện việc đàm phán ký kết hợp tác, trao đổi điện với các nước láng giềng và tham gia của Việt Nam vào hệ thống điện liên kết giữa các nước trong khu vực tiểu vùng sông Mê Kông (GMS). Chủ trì lập Chương trình về nhập khẩu điện và liên kết lưới điện với các nước khu vực GMS để đề ra lộ trình, huy động các giải pháp xúc tiến mục tiêu tăng nhập khẩu điện.

j) Xây dựng, hoàn thiện các điều kiện cần thiết về pháp lý, hạ tầng kỹ thuật cho việc phát triển các thị trường năng lượng cạnh tranh.

k) Chỉ đạo nghiên cứu, xây dựng chuỗi cung ứng trong nước thiết bị năng lượng mới và tái tạo, thiết bị sử dụng năng lượng hiệu suất cao.

l) Chủ trì, phối hợp với các Bộ, ngành liên quan triển khai thực hiện Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 - 2030 .

m) Tổ chức làm việc với Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương để thống nhất quỹ đất dành cho các dự án năng lượng đảm bảo thực hiện các dự án đúng tiến độ theo Quy hoạch đã được duyệt; Chủ trì và phối hợp thực hiện các chương trình năng lượng nông thôn hoàn thành mục tiêu cấp điện vùng sâu, vùng xa, hải đảo.

n) Chủ trì, phối hợp các Bộ, ngành liên quan nghiên cứu, áp dụng thuế cacbon và các thuế, phí phát thải khác từ hoạt động khai thác, sản xuất và sử dụng năng lượng để tạo nguồn vốn cho phát triển năng lượng tái tạo, giảm tiêu thụ nhiên liệu không tái tạo, giảm nhẹ phát thải khí nhà kính.

Bộ Tài nguyên và Môi trường

a) Tiếp tục triển khai mở rộng công tác điều tra cơ bản tài nguyên than trong nước trong đó có bể than sông Hồng; quản lý và lưu trữ số liệu địa chất tài nguyên than theo quy định.

b) Căn cứ danh mục các đề án thăm dò, dự án đầu tư phát triển mỏ than tại hồ sơ quy hoạch và kế hoạch ngắn hạn, trung hạn và dài hạn để thực hiện Quy hoạch năng lượng quốc gia được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt để tổ chức thẩm định cấp phép thăm dò, phê duyệt báo cáo kết quả thăm dò, cấp phép khai thác than theo đảm bảo các dự án vào sản xuất theo tiến độ quy hoạch.

c) Phối hợp với Bộ Công Thương và các Bộ, ngành liên quan nghiên cứu, áp dụng thuế cacbon và các thuế, phí phát thải khác từ hoạt động khai thác, sản xuất và sử dụng năng lượng.

Bộ Kế hoạch và Đầu tư:

a) Xây dựng hướng dẫn việc triển khai hoạt động đấu thầu thực hiện các dự án năng lượng triển khai trong khuôn khổ Luật Quy hoạch mới.

b) Thực hiện các nhiệm vụ liên quan đến đến hoạt động đầu tư các dự án năng lượng theo Nghị quyết số 140/NQ-CP ngày 02/10/2020 của Chính phủ ban hành Chương trình hành động của Chính phủ thực hiện và Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/02/2020 của Bộ Chính trị.

Bộ Tài chính:

a) Chủ trì, phối hợp với các Bộ, ngành liên quan xây dựng các cơ chế huy động vốn đầu tư kết cấu hạ tầng năng lượng, cơ chế khuyến khích năng lượng sạch, thiết lập Quỹ thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.

b) Phối hợp với Bộ Công Thương và các Bộ, ngành liên quan nghiên cứu, áp dụng thuế cacbon và các thuế, phí phát thải khác từ hoạt động khai thác, sản xuất và sử dụng năng lượng.

Ngân hàng Nhà nước Việt Nam:

a) Chỉ đạo các tổ chức tín dụng triển khai đồng bộ các giải pháp nhằm tạo điều kiện cho các khách hàng, doanh nghiệp đầu tư các dự án năng lượng thuộc Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 tiếp cận vốn tín dụng ngân hàng một cách thuận lợi, theo đúng quy định của pháp luật.

Bộ Khoa học và Công nghệ:

a) Xây dựng các cơ chế, chính sách thúc đẩy, khuyến khích việc nghiên cứu, chuyển giao, ứng dụng khoa học công nghệ hiện đại để khai thác than dưới mức -300 m, khai thác hiệu quả bể than Sông Hồng.

b) Tiếp tục triển khai, rà soát các chương trình nghiên cứu khoa học nhằm thúc đẩy phát triển chuỗi cung ứng trong nước đối với công nghệ năng lượng mới và tái tạo.

c) Tiếp tục xây dựng, hoàn thiện các tiêu chuẩn, quy chuẩn liên quan đến năng lượng mới và tái tạo, sử dụng hiệu quả năng lượng.

d) Phối hợp với Bộ Công Thương triển khai các giải pháp công nghệ cho Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 – 2030.

Bộ Xây dựng

a) Xây dựng, hoàn thiện quy chuẩn, quy định, cơ chế khuyến khích thúc đẩy các hoạt động sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả trong khu vực công trình xây dựng, công trình xanh.

b) Chủ trì giám sát, đôn đốc tiến độ các dự án năng lượng quan trọng thuộc thẩm quyền của Hội đồng nghiệm thu Nhà nước.

Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp

a) Chỉ đạo các doanh nghiệp được giao quản lý tổ chức sản xuất kinh doanh than và thực hiện các đầu tư trong nước, dự án đầu tư khai thác than ở nước ngoài đảm bảo an toàn, hiệu quả và bảo vệ môi trường.

Tập đoàn Điện lực Việt Nam:

a) Giữ vai trò chính trong việc đảm bảo cung cấp điện ổn định, an toàn cho sự nghiệp phát triển kinh tế - xã hội. Thực hiện đầu tư các dự án nguồn điện theo nhiệm vụ được giao; đầu tư phát triển các công trình lưới điện đồng bộ.

b) Thực hiện các giải pháp nhằm tiếp tục giảm tổn thất điện năng; áp dụng chương trình tiết kiệm điện trong sản xuất và tiêu dùng.

c) Tiếp tục nâng cao năng suất lao động, áp dụng công nghệ tiên tiến, hiện đại, giảm nhẹ ô nhiễm môi trường trong các khâu phát điện, truyền tải, phân phối và kinh doanh bán điện.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam:

a) Chủ động xây dựng, điều chỉnh các kế hoạch phát triển phù hợp Quy hoạch năng lượng quốc gia; tăng cường huy động nguồn vốn từ các tổ chức trong và ngoài nước để thực hiện Quy hoạch.

b) Phối hợp với liên doanh nhà thầu để có các phương án khai thác tối ưu các nguồn khí từ mỏ Cá Voi Xanh, mỏ khí Lô B, mỏ khí Kèn Bầu theo tiến độ được duyệt, báo cáo Bộ Công Thương xem xét trình Thủ tướng Chính phủ.

c) Đề xuất và phối hợp với nhà đầu tư tư nhân trong nước và nước ngoài để đầu tư xây dựng các cơ sở hạ tầng cho việc nhập khẩu LNG.

Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam:

a) Thực hiện nhiệm vụ khai thác, chế biến, cung ứng than theo định hướng trong quy hoạch, kế hoạch và hợp đồng với các đơn vị sử dụng than, trong đó ưu tiên

đảm bảo cung cấp than cho sản xuất điện theo Hợp đồng cung cấp than dài hạn, trung hạn, ngắn hạn đã ký.

b) Đề xuất và phối hợp với nhà đầu tư tư nhân trong nước và nước ngoài có năng lực để đầu tư xây dựng các cảng trung chuyển than.

c) Phối hợp với các tổ chức quốc tế có năng lực, công nghệ triển khai các công tác thăm dò khảo sát để có phương án khai thác thử nghiệm, tiến tới phương án khai thác công nghiệp bể than Sông Hồng.

Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam và các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh xăng dầu khác

a) Phối hợp với các đơn vị liên quan triển khai xây dựng hệ thống kho dự trữ các sản phẩm dầu mỏ và hạ tầng liên quan, đáp ứng yêu cầu cung ứng và dự trữ chiến lược các sản phẩm dầu mỏ.

Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương:

a) Tổ chức triển khai lập và thực hiện quy hoạch tỉnh phù hợp với Quy hoạch tổng thể về năng lượng đã được phê duyệt.

b) Chủ trì, phối hợp chặt chẽ với các chủ đầu tư thực hiện việc giải phóng mặt bằng, bồi thường, di dân, tái định cư cho các dự án nguồn điện, lưới điện theo quy định.

c) Cập nhật, bố trí quỹ đất các công trình năng lượng được duyệt vào quy hoạch sử dụng đất và công bố công khai; tăng cường công tác quản lý đất đai, ưu tiên bố trí đất cho các dự án năng lượng, nhất là các dự án sản xuất và sử dụng năng lượng tái tạo.

d) Thực hiện chỉ đạo của Chính phủ về nhiệm vụ phát triển năng lượng tái tạo và thực hiện tiết kiệm năng lượng; đưa chương trình hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo và thúc đẩy tiết kiệm năng lượng vào nội dung phát triển kinh tế xã hội của địa phương; phối hợp thực hiện các chương trình năng lượng nông thôn cấp điện vùng sâu, vùng xa, hải đảo.