



Sự cần thiết của các nhà máy điện động cơ đốt trong linh hoạt (ICE) và các ứng dụng trong hệ thống điện trong tương lai của Việt Nam



BẢN QUYỀN

Bản quyền của báo cáo này thuộc về Viện Năng lượng (IEVN). Bất kỳ phần nào hoặc toàn bộ thông tin trong báo cáo không được sao chép, in, dịch hoặc sử dụng cho bất kỳ mục đích nào khác nếu không được IEVN cho phép bằng văn bản. Phải ghi nhận nguồn khi trích dẫn hoặc từ chối thông tin trong báo cáo.

XÁC NHẬN

Báo cáo này được thực hiện bởi Viện Năng lượng (IEVN) thuộc Bộ Công Thương.

LIÊN HỆ

Mr. Nguyễn Thế Thắng, trưởng phòng Phát triển Hệ thống điện - VNL, thangnt1969@gmail.com

Ms. Lê Thị Thu Hà, nghiên cứu viên phòng Phát triển Hệ thống điện - VNL, lethuhavnl@gmail.com

Mr. Nguyễn Văn Dương, nghiên cứu viên phòng Phát triển Hệ thống điện - VNL, nvduong.ie.vn@gmail.com

Ms. Phạm Thu Trà My, nghiên cứu viên phòng Phát triển Hệ thống điện - VNL, tramyphamthu@gmail.com

Lời mở đầu

Trong hơn 45 năm tình hữu nghị, Việt Nam luôn là một trong những đối tác hợp tác phát triển chính của Phần Lan. Với nhiều chương trình hợp tác song phương, Phần Lan đã hỗ trợ Việt Nam phát triển nhiều lĩnh vực trọng yếu, như nước sạch và vệ sinh môi trường, lâm nghiệp, và đổi mới sáng tạo. Đại sứ quán Phần Lan tại Hà Nội luôn có sự hợp tác hiệu quả với Viện Năng lượng Việt Nam. Hai bên đã cùng phối hợp thực hiện một nghiên cứu toàn diện về tiềm năng sinh khối như một nguồn năng lượng tái tạo ở Việt Nam. Nhiều cán bộ và chuyên gia nghiên cứu của Viện đã có những trao đổi chuyên sâu và thường xuyên với các chuyên gia Phần Lan trong lĩnh vực năng lượng, và nghiên cứu này là một ví dụ cụ thể về sự hợp tác không ngừng giữa hai nước.

Việt Nam đang xây dựng quy hoạch điện mới để tối ưu cơ cấu năng lượng trong tương lai. Phần Lan cam kết hỗ trợ Việt Nam trong quá trình chuyển đổi năng lượng hướng tới một hệ thống điện bền vững và tin cậy. Nguồn điện linh hoạt là một trong những yếu tố then chốt để Việt Nam đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia phục vụ tăng trưởng kinh tế - xã hội, đồng thời ưu tiên phát triển năng lượng tái tạo và nhiệt điện khí, phù hợp với Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị Việt Nam về Định hướng Chiến lược Phát triển Năng lượng Quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.

Kari Kahiluoto

Đại sứ Phần Lan tại Việt Nam

Mục lục

Tóm tắt	7
Chương 1. Tổng quan về hệ thống năng lượng và hệ thống điện Việt Nam	9
1.1. Tổng quan về hệ thống điện Việt Nam	9
1.1.1. Hiện trạng phụ tải điện toàn quốc	9
1.1.2. Hiện trạng nguồn điện toàn quốc	10
1.2. Những thách thức trong quy hoạch phát triển Điện lực	11
1.2.1. Nhu cầu Điện tăng trưởng cao	11
1.2.2. Nguy cơ thiếu điện do chậm tiến độ nguồn	12
1.2.3. Phát triển và tích hợp nguồn NLTT	14
Chương 2. Tổng quan về động cơ đốt trong	17
2.1. Nguyên lý hoạt động	17
2.2. Một số loại động cơ đốt trong điển hình	18
2.3. Các đặc điểm của một nhà điện động cơ ICE linh hoạt	18
2.3.1. Tính mô đun và tiêu chuẩn hóa	19
2.3.2. Các chế độ vận hành	20
2.3.3. Các ứng dụng	21
2.4. So sánh công nghệ động cơ đốt trong ICE với một số công nghệ nhiệt điện khác	23
2.5. Sự cần thiết của các nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE trong hệ thống điện Việt Nam	26
Chương 3. Phương pháp luận và thông số đầu vào	30
3.1. Phương pháp luận	30
3.2. Công cụ tính toán	31
3.3. Các thông số đầu vào	32
3.4. Các điều kiện tính toán	38
Chương 4. Phân tích khả năng vào vận hành của nguồn điện động cơ ice trong hệ thống điện Việt Nam	41
4.1. Tính toán mở rộng công suất nguồn điện hệ thống điện Việt Nam giai đoạn đến năm 2050	41
4.1.1. Các kịch bản phát triển nguồn điện	41
4.1.2. Phân tích kết quả nhóm kịch bản tính toán dài hạn	43
4.1.3. Phân tích kết quả nhóm kịch bản trung hạn và ngắn hạn	48
4.2. Tính toán chế độ vận hành của quy mô nguồn điện ICE được đề xuất trong hệ thống điện vùng	52
4.2.1. Chế độ vận hành các nguồn ICE trong năm nước trung bình	53
4.2.2. Chế độ vận hành các nguồn ICE trong năm khô hạn	61
Chương 5. Kết luận và kiến nghị	62
5.1. Kết luận	62
5.2. Kiến nghị	63
Phụ lục	64

Danh mục hình vẽ

Hình 1-1: Đồ thị tăng trưởng GDP toàn quốc giai đoạn 2011-2019	9	Hình 3-5: So sánh dự báo phụ tải giai đoạn 2021-2025 của các kịch bản dự báo	40
Hình 1-2: Biểu đồ phụ tải điện toàn quốc giai đoạn 5 năm gần đây	9	Hình 4-1: Mục tiêu NLTT trong kịch bản LT2B	41
Hình 1-3: Cơ cấu phụ tải điện giai đoạn 5 năm gần đây	10	Hình 4-2: Cơ cấu công suất theo các kịch bản (chưa bao gồm công suất điện nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào)	43
Hình 1-4: Biểu đồ tăng trưởng điện sản xuất và công suất đặt toàn hệ thống giai đoạn 5 năm gần đây	10	Hình 4-3: Cơ cấu điện năng theo các kịch bản (chưa bao gồm điện năng nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào)	44
Hình 1-5: Biểu đồ thay đổi cơ cấu công suất đặt giai đoạn 5 năm gần đây	10	Hình 4-4: Sự sai khác về tổng chi phí hệ thống của các kịch bản so với kịch bản LT1A	44
Hình 1-6: Công suất đặt theo các loại hình công nghệ năm 2019	11	Hình 4-5: Chi phí trung bình hệ thống	45
Hình 1-7: Điện năng phát theo các loại hình công nghệ năm 2019	11	Hình 4-6: Chi phí vốn đầu tư nguồn điện mới theo các kịch bản tính toán dài hạn	45
Hình 1-8: Dự báo tốc độ tăng trưởng phụ tải QHĐ 8 (dự thảo)	11	Hình 4-7: Mức phát thải CO ₂ của các kịch bản	45
Hình 1-9: Dự báo điện thương phẩm 2020-2045 – dự thảo QHĐ 8	12	Hình 4-8: Công suất truyền tải điện liên vùng theo các kịch bản	46
Hình 1-10: Đánh giá thực hiện QHĐ 7 ĐC đến năm 2020	12	Hình 4-9: So sánh công suất mở rộng trong kịch bản LT3_No_ICE và kịch bản LT_2B	47
Hình 1-11: Tỷ lệ NLTT trong ngành Điện theo Chiến lược phát triển NLTT	14	Hình 4-10: Kết quả tính toán cơ cấu công suất giai đoạn 2021-2030 (kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do) – chưa gồm nhập khẩu Lào, Trung Quốc	48
Hình 1-12: Minh họa biến thiên nguồn điện gió	15	Hình 4-11: So sánh công suất đặt trong kịch bản MT1 (Tối ưu hoá tự do) và kịch bản LT2B (kịch bản cơ sở)	49
Hình 1-13: Minh họa biến thiên nguồn điện mặt trời	15	Hình 4-12: Kết quả tính toán cơ cấu công suất giai đoạn 2021-2030 (kịch bản MT2_Tối ưu hoá tự do_Chỉ phí đầu tư NLTT thấp hơn) – chưa gồm nhập khẩu Lào, Trung Quốc	50
Hình 1-14: Minh họa các dự báo về công suất dự báo và thực tế của điện gió, điện mặt trời	15	Hình 4-13: So sánh công suất đặt trong kịch bản MT2 (Tối ưu hoá tự do_Chỉ phí đầu tư NLTT thấp hơn) và kịch bản LT2B (kịch bản cơ sở)	50
Hình 2-1: Nguyên lý hoạt động động cơ 4 kỳ	17	Hình 4-14: Kết quả tính toán cơ cấu công suất giai đoạn 2021-2025 (kịch bản MT3_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết) – chưa gồm nhập khẩu Lào, Trung Quốc	51
Hình 2-2: Động cơ đốt trong ICE	17	Hình 4-15: So sánh công suất đặt trong kịch bản ST1 (Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết) và kịch bản LT2B (kịch bản cơ sở)	51
Hình 2-3: Các loại nhiên liệu khác nhau có thể sử dụng với động cơ ICE của Wärtsilä	18	Hình 4-16: So sánh mức phát thải CO ₂ giữa các kịch bản ST1, MT1, MT2 với kịch bản LT2B	52
Hình 2-4: Cấu trúc điển hình của nhà máy điện động cơ linh hoạt	19	Hình 4-17: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Nam Bộ năm 2023 – ngày lễ (ngày phụ tải thấp nhất) – mùa khô	54
Hình 2-5: Các chế độ vận hành của một động cơ ICE	20	Hình 4-18: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Nam Bộ năm 2023 – ngày làm việc – mùa khô	55
Hình 2-6: Hiệu suất tại các mức nhiệt độ môi trường khác nhau	23	Hình 4-19: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Nam Bộ năm 2023 – ngày phụ tải cực đại – mùa mưa	56
Hình 2-7: Hiệu suất tại các mức tải khác nhau	23	Hình 4-20: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Bắc Bộ năm 2030 – ngày lễ (ngày phụ tải thấp nhất)	57
Hình 2-8: So sánh thời gian khởi động các loại công nghệ	24	Hình 4-21: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Bắc Bộ năm 2030 – ngày phụ tải cực đại – mùa khô	58
Hình 2-9: So sánh về tốc độ tăng/giảm công suất phát	24	Hình 4-22: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Bắc Bộ năm 2030 – ngày phụ tải cực đại – mùa mưa	59
Hình 2-10: So sánh về thời gian dừng máy	25	Hình 4-23: Biểu đồ phụ tải tuần phụ tải cao, mùa mưa năm 2023 (tháng 8)	60
Hình 2-11: So sánh về thời gian vận hành và thời gian dừng máy tối thiểu	25	Hình 4-24: Biểu đồ phụ tải tuần phụ tải cao, ít gió năm 2030 (tháng 6)	60
Hình 2-12: So sánh về mức mang tải tối thiểu	26		
Hình 2-13: Minh họa khả năng vận hành linh hoạt của các nhà máy điện ICE (đường màu đỏ) khi đột ngột giảm công suất điện gió (đường màu xanh lá cây) ở Mỹ	29		
Hình 2-14: Minh họa về huy động công suất nguồn trong 1 tuần với hệ thống điện có nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE	29		
Hình 3-1: Phân 6 vùng hệ thống điện Việt Nam	30		
Hình 3-2: Phương pháp luận tính toán mở rộng công suất nguồn điện và truyền tải điện của mô hình BALMOREL	31		
Hình 3-3: Các chức năng tính toán của mô hình PDPAT	32		
Hình 3-4: Dự báo chi phí ngoại sinh các loại hình phát thải	36		

Danh mục bảng

Bảng 1-1: Các nguồn điện chậm tiến độ giai đoạn 2016-2020	13	Bảng 4-4: Tổng hợp quy mô công suất nguồn điện đề xuất phát triển giai đoạn đến 2050 – Kịch bản LT2B.....	47
Bảng 3-1: Các thông số kinh tế - kỹ thuật của các loại hình công nghệ sản xuất điện dự kiến trong giai đoạn quy hoạch	33	Bảng 4-5: Tổng chi phí hệ thống (không bao gồm chi phí ngoại sinh) theo các năm trong các kịch bản LT3_No_ICE và LT2B	48
Bảng 3-2: Thông số kinh tế-kỹ thuật của pin tích năng (loại pin Lithium-ion).....	34	Bảng 4-6: Quy mô lựa chọn phát triển nguồn ICE trong kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do.....	49
Bảng 3-3: Các thông số kinh tế – kỹ thuật của các dự án thủy điện tích năng.....	34	Bảng 4-7: So sánh chi phí toàn hệ thống năm 2025, 2030 của kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do với kịch bản cơ sở – Đơn vị: Triệu USD	49
Bảng 3-4: Thông số huy động tổ máy của các nhà máy nhiệt điện hiện trạng và dự kiến trong giai đoạn quy hoạch.....	35	Bảng 4-8: Quy mô lựa chọn phát triển nguồn ICE trong kịch bản MT2_ Tối ưu hoá tự do_Chi phí đầu tư NLTT thấp hơn	50
Bảng 3-5: Hệ số phát thải khí ô nhiễm của các loại hình nguồn điện	35	Bảng 4-9: Quy mô lựa chọn phát triển nguồn ICE trong kịch bản ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết.....	51
Bảng 3-6: Dự báo giá nhiên liệu sơ cấp đến các nhà máy điện (kịch bản dự báo cơ sở)	36	Bảng 4-10: Đề xuất quy mô nguồn ICE trong giai đoạn 2021-2030	52
Bảng 3-7: Chi phí sử dụng đất cho các công trình điện mặt trời quy mô lớn	37	Bảng 4-11: Cân bằng công suất đặt hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến 2045 – Đơn vị: GW.....	53
Bảng 3-8: Chi phí đầu tư mới lưới điện và tổn thất truyền tải điện liên vùng	37	Bảng 4-12: Cân bằng điện năng hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến 2045 (Năm nước trung bình) – Đơn vị: TWh.....	53
Bảng 3-9: Tiến độ các dự án nhiệt điện khí được cam kết xây dựng	38	Bảng 4-13: Công suất và điện năng phát điện hàng năm của nguồn điện ICE giai đoạn 2022-2030 – Năm nước trung bình.....	53
Bảng 3-10: Tiến độ các dự án nhiệt điện than được cam kết xây dựng	38	Bảng 4-14: Cân bằng điện năng hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến 2045 (Năm khô hạn) – Đơn vị: TWh ..	61
Bảng 3-11: Nguồn điện gió và mặt trời được cam kết xây dựng trong mô hình	39	Bảng 4-15: Công suất và điện năng phát điện hàng năm của nguồn điện ICE giai đoạn 2022-2030 – Năm khô hạn.....	61
Bảng 3-12: Giới hạn cung cấp nhiên liệu trong nước.....	39		
Bảng 3-13: Quy mô tiềm năng xây dựng nguồn nhiệt điện than và TBKHH – LNG nhập khẩu	39		
Bảng 3-14: Quy mô tiềm năng xây dựng nguồn NLTT được đưa vào mô hình	39		
Bảng 3-15: Nhu cầu điện năng sản xuất toàn quốc theo các kịch bản dự báo đến năm 2050 – Đơn vị: TWh.....	40		
Bảng 4-1: Dự báo vốn đầu tư nguồn điện gió và mặt trời theo các kịch bản	42		
Bảng 4-2: Giả thiết tiến độ các nguồn đã cam kết xây dựng ...	42		
Bảng 4-3: Tỷ lệ giảm phát thải CO ₂ của các kịch bản so với kịch bản phát triển thông thường (LT1A).....	46		

Phụ lục

Bảng 1: Cân bằng công suất hệ thống điện giai đoạn tới năm 2045 (kịch bản lựa chọn)	64
Bảng 2: Cân bằng điện năng hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến năm 2045 (kịch bản lựa chọn – năm nước trung bình)	65
Bảng 3: Cân bằng điện năng hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến năm 2045 (kịch bản lựa chọn – năm khô hạn)	66

Tóm tắt

Bối cảnh năng lượng toàn cầu đang chuyển đổi theo hướng các hệ thống năng lượng linh hoạt và bền vững hơn. Khi chi phí năng lượng tái tạo tiếp tục giảm, số lượng các khoản đầu tư mới vào các nhà máy nhiệt điện than và các công nghệ tài nguyên không linh hoạt khác đang giảm dần. Việt Nam đã nổi lên như một điểm tiềm năng về đầu tư năng lượng sạch trong khu vực Đông Nam Á, được thúc đẩy bởi sự phát triển năng lượng mặt trời với lượng công suất lắp đặt tích lũy dự kiến đạt hơn 5 GW vào năm 2020. Nhu cầu điện tăng với tốc độ trung bình 10% hàng năm từ 2016 đến 2020 nhờ ngành công nghiệp sản xuất đang phát triển và dự kiến tăng trưởng bình quân 8% trong giai đoạn 2021–2030.

Hiện nay, hệ thống điện Việt Nam đang phải đối mặt với nhiều thách thức khác nhau như: thiếu nguồn cung cấp điện đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng, ô nhiễm môi trường và sự chậm trễ của các dự án nhà máy nhiệt điện lớn. Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) và Bộ Công thương (MOIT) đã và đang nỗ lực tìm kiếm các giải pháp nhanh chóng để giảm nguy cơ thiếu điện hàng năm. Gần đây, một số dự án nhà máy điện gió, điện mặt trời và CCGT (LNG) đã được bổ sung vào Quy hoạch phát triển điện 7 điều chỉnh để giải quyết vấn đề này. Khi tỷ trọng năng lượng tái tạo (NLTT) sẽ tiếp tục tăng, hệ thống điện của Việt Nam sẽ phải đối mặt với những thách thức mới không chỉ trong việc duy trì độ tin cậy và khả năng phục hồi của hệ thống mà còn trong việc cân bằng nhu cầu tải ròng để đảm bảo hệ thống ổn định. Nếu không có quy hoạch đầy đủ và chi tiết, chi phí sản xuất điện tổng thể có thể tăng lên, mặc dù có sự bổ sung từ nguồn NLTT với chi phí thấp hơn.

Nghiên cứu này giới thiệu một loại công nghệ phát điện bền vững, tin cậy và giá cả hợp lý: Động cơ đốt trong (ICE). Các nhà máy điện ICE có thể được xây dựng nhanh chóng và vận hành linh hoạt như một giải pháp hỗ trợ cho các hệ thống điện có tỷ trọng điện mặt trời và năng lượng gió cao. Nếu không có các nhà máy điện ICE linh hoạt thì sẽ rất khó để cân bằng hệ thống và cung cấp nguồn điện thiết yếu. Hơn nữa, không thể đạt được sự thâm nhập đáng kể của NLTT và tiết kiệm chi phí thấp sẽ không thể thực hiện được nếu không có ICE. Một động cơ ICE có thể đạt 100% công suất chỉ trong vòng 2 phút, có thể nhanh chóng tăng và giảm tốc độ, có thể tắt và khởi động lại mà không làm tăng chi phí vận hành. Khả năng này giúp tiết kiệm nhiên liệu, chống hao mòn cũng như giảm phát thải khi động cơ sẽ không hoạt động khi không cần thiết.

Các nhà máy điện ICE khác với các nhà máy nhiệt điện thông thường sử dụng Tua bin hơi và Tuabin khí. Các nhà máy động cơ đốt trong hiện đại này mang lại sự linh hoạt tối ưu với hiệu suất cao, sử dụng nhiên liệu khí, nhiên liệu lỏng hoặc nhiên liệu sinh học. Các nhà máy này có thể vận hành ở chế độ tải nền, phủ đỉnh và cung cấp dịch vụ ổn định lưới điện. Các nhà máy điện ICE bao gồm các đơn vị mô-đun tiêu chuẩn hóa, cho phép thời gian xây dựng nhanh (chỉ trong vòng 1 năm) và dễ dàng mở rộng công suất. Do đó, cần thiết xác định mức đầu tư tối ưu cho các nguồn phát điện mới ở Việt Nam và nghiên cứu vai trò của các nhà máy điện ICE sử dụng LNG trong lưới điện Việt Nam từ năm 2020 đến năm 2050. Các nhà máy điện ICE linh hoạt là chìa khóa để đảm bảo đáp ứng nhu cầu trong ngắn hạn đồng thời cho phép tích hợp tỉ trọng lớn các nguồn năng lượng tái tạo vào lưới điện.



Việc phân tích trong nghiên cứu này được thực hiện bằng các công cụ mô hình mạnh mẽ như BALMOREL, PDPAT và PLEXOS. Nghiên cứu tập trung vào vai trò của nguồn điện linh hoạt và việc sử dụng ICE trong hệ thống điện tương lai của Việt Nam. Mục tiêu của nghiên cứu là tối ưu hóa hệ thống điện tương lai ở Việt Nam với tổng chi phí hệ thống thấp nhất đồng thời duy trì sự ổn định của hệ thống và giảm phát thải.

Nghiên cứu đã xem xét các kịch bản trong các tầm nhìn quy hoạch khác nhau: dài hạn (2020–2050), trung hạn (2020–2030) và ngắn hạn (2020–2025) cho quy hoạch phát triển của hệ thống điện Việt Nam. Các kịch bản thay thế này phản ánh các tình huống khác nhau như: sự chậm trễ trong các dự án nhà máy điện đã cam kết cho đến năm 2025, giảm giá thành đầu tư NLTT và tối ưu hóa công suất cho đến năm 2050 bằng cách sử dụng mô hình BALMOREL.

Nghiên cứu về hệ thống điện Việt Nam do Viện Năng lượng (IE) thuộc Bộ Công thương (MOIT) thực hiện khuyến nghị bổ sung các nhà máy điện động cơ đốt trong (ICE) từ năm 2022 trở đi vào hệ thống điện của Việt Nam. Các nhà máy điện ICE cần được xây dựng ở miền Nam với tổng công suất 650 MW trong giai đoạn 2022–2023. Các nhà máy điện ICE sẽ hỗ trợ nhu cầu phụ tải cao vào năm 2025, đặc biệt khi Việt Nam dự kiến sẽ bị chậm trễ trong việc bàn giao một số dự án điện than và CCGT ở miền Nam. Ngoài ra, điều kiện hạn hán có thể gây ra nguy cơ thiếu điện trong nước. Về dài hạn, công suất cần thiết của các nhà máy điện ICE linh hoạt để cung cấp công suất dự trữ, phủ đỉnh và cân bằng nguồn điện tái tạo trong lưới điện sẽ là 2,5 GW vào năm 2030, 10,6 GW vào năm 2040 và 13,4 GW vào năm 2050. Với sự có mặt của ICE trong hệ thống, tổng chi phí hệ thống sẽ giảm khoảng 180 triệu USD/năm vào năm 2030 và mức tiết kiệm tương tự trong những năm tới có thể đạt được bằng cách xây dựng thêm các nhà máy điện ICE.

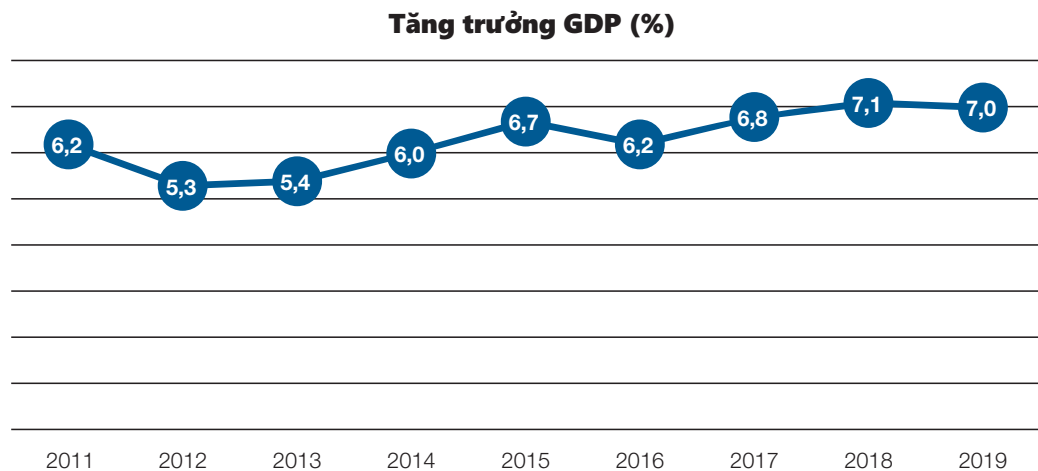
Năm	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Công suất đặt của ICE (MW)	400	650	650	650	650	650	1250	1850	2450
Miền Bắc (MW)							300	600	900
Miền Nam (MW)	400	650	650	650	650	650	950	1250	1550

Với tất cả những lợi ích mà các nhà máy điện ICE mang lại cho hệ thống điện Việt Nam như đã trình bày trong nghiên cứu mô phỏng này, Viện Năng lượng khuyến nghị các cơ quan quản lý về chính sách và quy hoạch nên đưa các dự án nhà máy điện ICE vào Quy hoạch phát triển điện 8 (PDP8) bắt đầu từ giai đoạn 2022–2023 với công suất 650 MW vào hệ thống điện miền Nam. Để đảm bảo khả năng tài chính của dự án nhà máy điện ICE, nghiên cứu này đề xuất xây dựng cơ chế thanh toán giá công suất dự phòng cho các nhà máy điện linh hoạt và phát triển thị trường dịch vụ phụ trợ cho hệ thống điện Việt Nam.

Chương 1. Tổng quan về hệ thống năng lượng và hệ thống điện Việt Nam

1.1. Tổng quan về hệ thống điện Việt Nam

Tăng trưởng kinh tế Việt Nam giai đoạn 2011 – 2019 tương đối cao so với các nước trên thế giới, đạt mức bình quân 6,3%/năm trong giai đoạn 10 năm trở lại đây.



Hình 1-1: Đồ thị tăng trưởng GDP toàn quốc giai đoạn 2011-2019

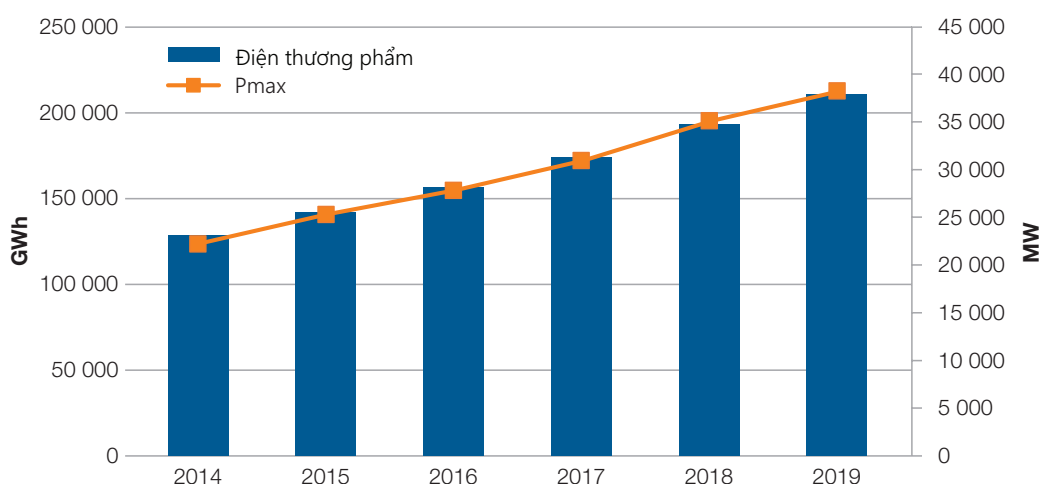
Nguồn: Số liệu thống kê của Viện Năng lượng

Trong những năm gần đây, cơ cấu nền kinh tế năng lượng của Việt Nam đã thay đổi nhanh chóng với sự chuyển đổi từ nền kinh tế nông nghiệp dựa trên nhiên liệu sinh khối truyền thống sang nền kinh tế hỗn hợp hiện đại. Sự phát triển đa dạng các nguồn năng lượng trong nước như dầu thô, than, khí đốt tự nhiên và thủy điện đóng vai trò quan trọng trong phát triển kinh tế trong hai thập kỷ qua.

1.1.1. Hiện trạng phụ tải điện toàn quốc

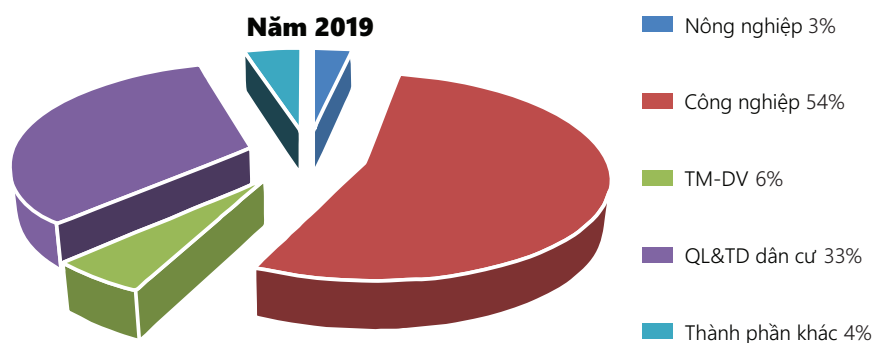
Phụ tải điện của Việt Nam tiếp tục tăng trưởng mức 2 con số trong nhiều năm liền, mang đặc trưng của một nước đang phát triển. Giai đoạn 5 năm trở lại đây từ 2014 – 2019, tăng trưởng điện thương phẩm của Việt Nam ở mức 10,4%/năm, từ 128 TWh năm 2014 lên mức 210 TWh năm 2019.

Trong giai đoạn 5 năm 2014 – 2019, mức tăng trưởng trung bình của Pmax đạt 11,5%. Năm 2019 công suất đỉnh toàn hệ thống có mức tăng trưởng chậm lại (8.9%) tương ứng từ 35,1 GW năm 2018 lên 38,2 GW năm 2019. Dự báo xu hướng tăng trưởng cao của phụ tải điện sẽ vẫn được duy trì trong giai đoạn đến 2025.



Hình 1-2: Biểu đồ phụ tải điện toàn quốc giai đoạn 5 năm gần đây

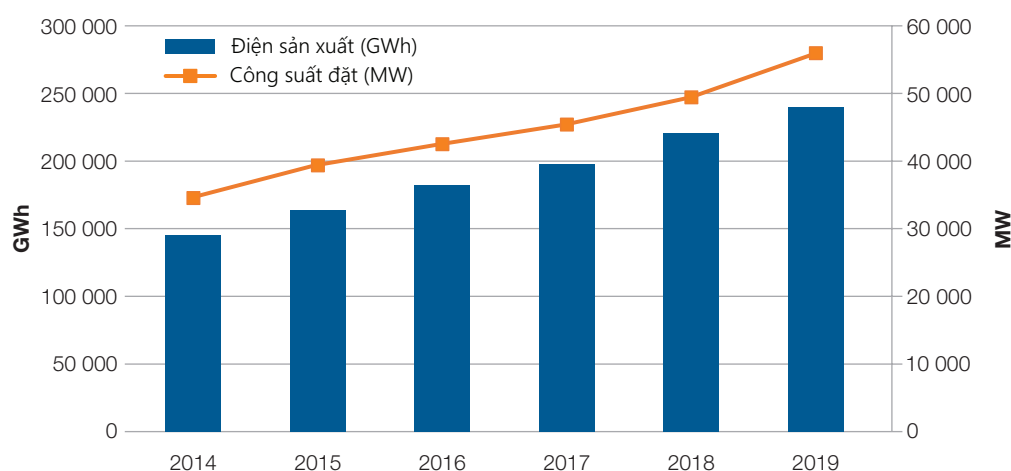
Cơ cấu phụ tải điện của Việt Nam cũng mang tính chất đặc trưng của một nước đang phát triển. Tỷ trọng điện Công nghiệp chiếm mức cao nhất trên 50%, tiếp theo là Quản lý- tiêu dùng dân cư trên 30%.



Hình 1-3: Cơ cấu phụ tải điện giai đoạn 5 năm gần đây

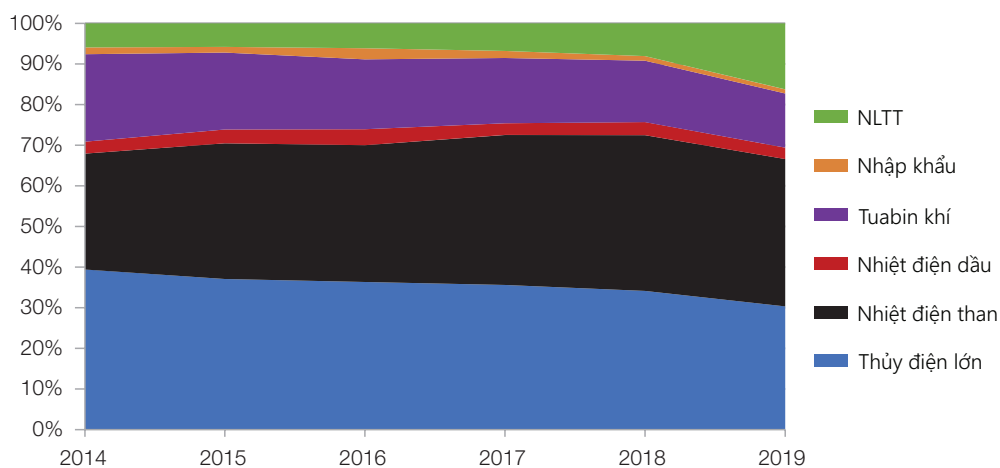
1.1.2. Hiện trạng nguồn điện toàn quốc

Năm 2019, công suất đặt toàn hệ thống đạt 55,939 MW, tăng 13,2% so với năm 2018. Diễn biến phát triển nguồn trong những năm gần đây được thể hiện trong biểu đồ sau:

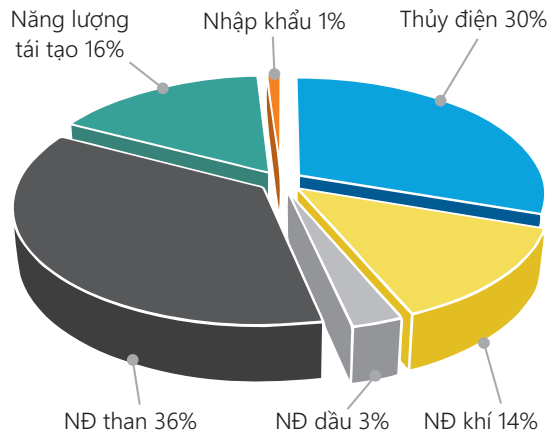


Hình 1-4: Biểu đồ tăng trưởng điện sản xuất và công suất đặt toàn hệ thống giai đoạn 5 năm gần đây

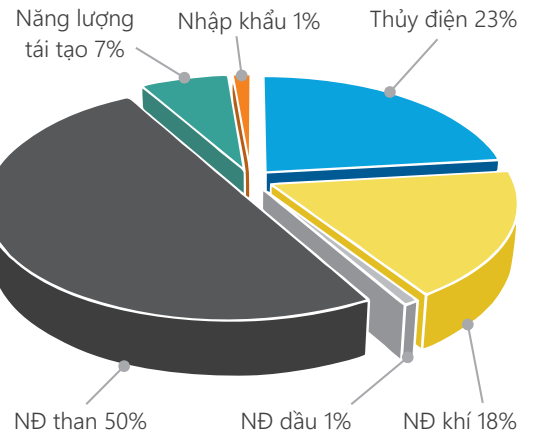
Về cơ cấu nguồn, giai đoạn 2014-2019 ghi nhận sự giảm tỷ trọng của các nguồn thủy điện do tiềm năng các thủy điện lớn đã được khai thác hết, các nguồn Tuabin khí cũng giảm tỷ trọng do không có nguồn mới vận hành trong giai đoạn này. Ngược lại nguồn nhiệt điện than và nguồn NLTT có xu hướng tăng tỉ trọng, trong đó ấn tượng nhất là các nguồn Điện mặt trời khi tăng quy mô từ 86 MW (2 nhà máy) năm 2018 lên 4,696 MW (90 nhà máy) năm 2019.



Hình 1-5: Biểu đồ thay đổi cơ cấu công suất đặt giai đoạn 5 năm gần đây

Tổng công suất đặt năm 2019: 55,9 GW

Hình 1-6: Công suất đặt theo các loại hình công nghệ năm 2019

Tổng điện năng phát năm 2019: 240 GWh

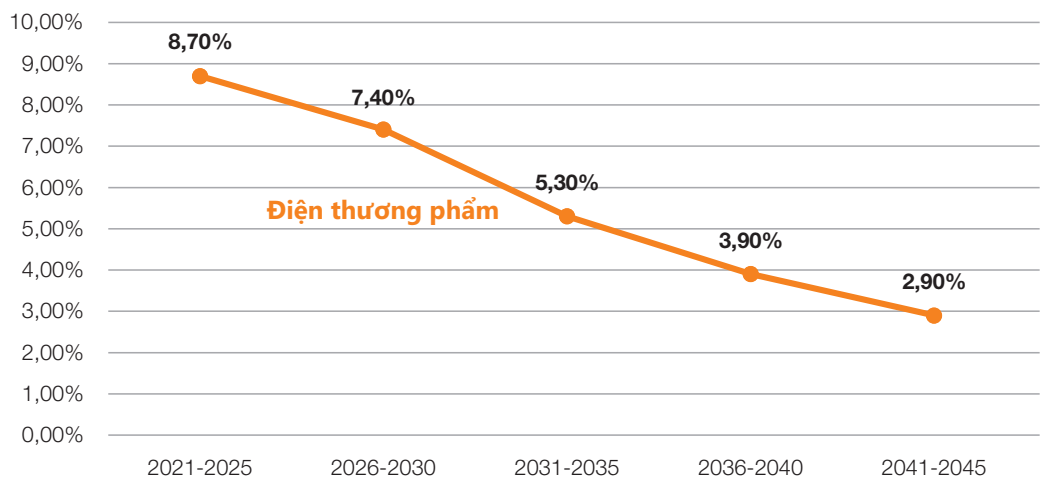
Hình 1-7: Điện năng phát theo các loại hình công nghệ năm 2019

1.2. Những thách thức trong quy hoạch phát triển Điện lực

1.2.1. Nhu cầu Điện tăng trưởng cao

Là một nước đang phát triển, nhu cầu tiên thụ điện của Việt Nam luôn ở mức rất cao, thực tế đã ghi nhận tốc độ tăng trưởng phụ tải điện giai đoạn 5 năm gần đây (2014-2019) đạt 10,4%/năm, từ 128 TWh năm 2014 lên mức 210 TWh năm 2019. Hệ số đàn hồi của nhu cầu điện theo GDP cũng ở mức cao từ 1,6-1,8 (trong khi tỷ lệ trung bình trên thế giới là khoảng 1), cho thấy việc sử dụng năng lượng chưa hiệu quả, nhất là ở một số ngành sản xuất công nghiệp.

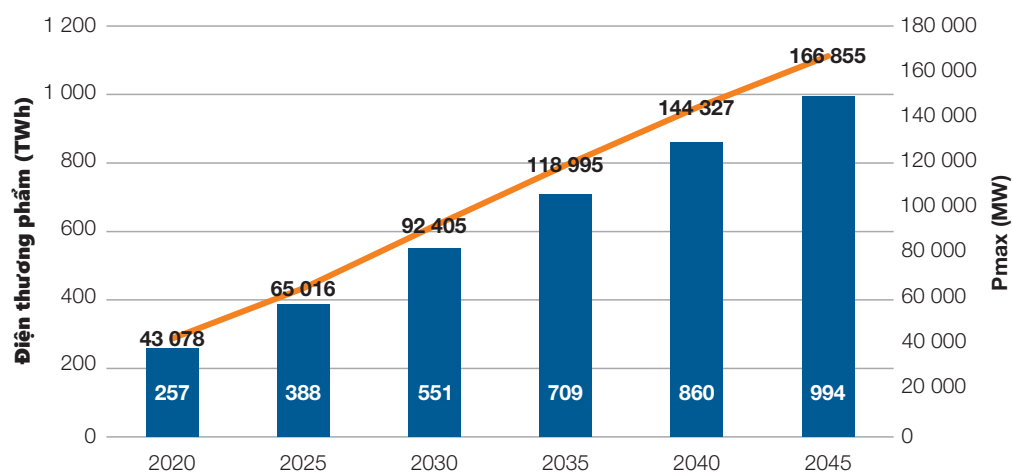
Theo dự báo phụ tải kịch bản cơ sở của Quy hoạch Điện 8 (dự thảo), tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm trong các giai đoạn 2021-2025 và 2026-2030 lần lượt đạt 8,7%/năm và 7,4%/năm.



Hình 1-8: Dự báo tốc độ tăng trưởng phụ tải QHĐ 8 (dự thảo)

Đây là các mức tăng trưởng rất cao so với tăng trưởng trung bình của thế giới trong nhiều năm (1974 – 2017) là 3,3%¹, đặc biệt là trong giai đoạn từ nay đến 2030 với các mức tăng trưởng phụ tải của Việt Nam tương ứng 7,4% - 8,7%.

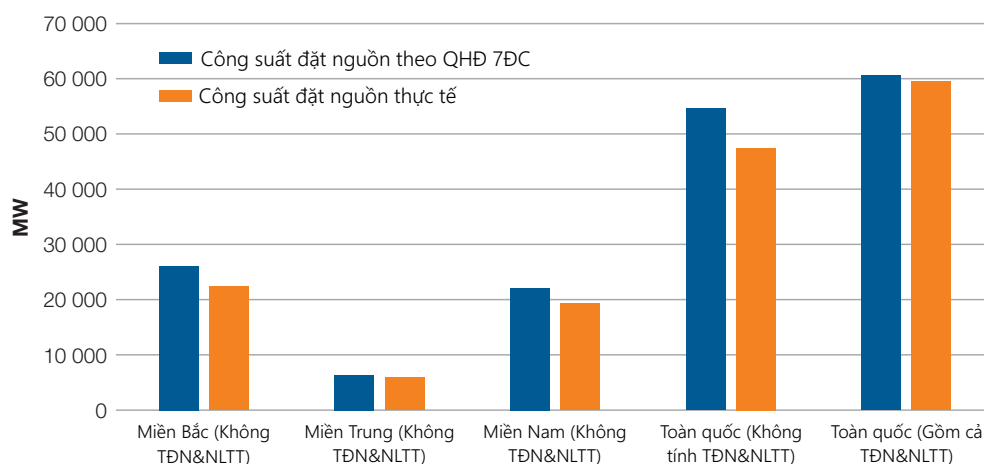
1) Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), Thông tin ngành điện: Tổng quan (bản 2019), 2019



Hình 1-9: Dự báo điện thương phẩm 2020-2045 - dự thảo QHĐ 8

1.2.2. Nguy cơ thiếu điện do chậm tiến độ nguồn

Đánh giá tình hình thực hiện chương trình phát triển nguồn điện của QHĐ 7 ĐC giai đoạn đến 2020 cho thấy, 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. Cụ thể, 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 7,000MW so với quy mô công suất trong Quy hoạch điện 7 hiệu chỉnh.



Hình 1-10: Đánh giá thực hiện QHĐ 7 ĐC đến năm 2020

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

Bảng 1-1: Các nguồn điện chậm tiến độ giai đoạn 2016-2020

Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Nhiên liệu	Năm vận hành theo QHĐ7 ĐC	Nguyên nhân
Miền Bắc					
NĐ Na Dương 2	110	TKV	Than	2019	Vướng mắc đàm phán giá điện
NĐ Cẩm Phả 3	2x220	TKV	Than	2020	Chưa tìm được địa điểm
NĐ Hải Dương	2x600	BOT	Than	2020-2021	Tiến độ xây dựng
NĐ Thái Bình 2	2x600	PVN	Than	2017-2018	Vướng mắc trong thu xếp vốn
NĐ Công Thanh	1x600	IPP	Than	2019	Vướng mắc trong giải phóng mặt bằng và thu xếp vốn
Miền Trung					
TĐ Yaly MR	360	EVN	Thủy điện	2020	Chưa thực hiện đầu tư
Miền Nam					
NĐ Long Phú 1	2x600	PVN	Than	2018-2019	Vướng mắc trong thu xếp vốn
NĐ Sông Hậu 1	2x600	PVN	Than	2019	Chưa đáp ứng tiến độ thi công, năng lực nhà thầu
TBKHH Ô Môn 3	750	EVN	Khí	2020	Chưa phê duyệt PreFS

Theo bảng thống kê, các nguồn điện chậm tiến độ phần lớn là các nhà máy nhiệt điện than. Các lý do chính gây chậm tiến độ bao gồm: thiếu vốn; khó khăn trong thu xếp vốn (do hạn chế về 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...

Theo tiến độ cập nhật mới nhất, hàng loạt nhà máy dự kiến vận hành trong giai đoạn 2021-2025 sẽ chậm ra cuối giai đoạn hoặc sau 2025 như: NĐ Công Thanh, NĐ Nam Định I, NĐ Quảng Trạch I, NĐ Quỳnh Lập I, NĐ Vũng Áng II, NĐ Quảng Trị, NĐ Long Phú I & Long Phú II, NĐ Sông Hậu II, NĐ Văn Phong I, NĐ Vĩnh Tân III,... Trong giai đoạn 2026-2030, một loạt nhà máy điện dùng triển khai hoặc chưa xác định được tiến độ như các nhà máy nhiệt điện Cẩm Phả III, Hải Phòng III, Vũng Áng III, Tân Phước, Long An (xin chuyển nhiên liệu sang LNG), và các nhà máy TBK Sơn Mỹ I, Kiên Giang.

Trong bối cảnh nhu cầu điện toàn quốc được dự báo vẫn tăng trưởng ở mức cao từ 7,4-8,7% (dự thảo QHĐ 8), việc chậm trễ tiến độ nguồn như vậy sẽ dẫn tới nguy cơ thiếu điện trong những năm tới, đặc biệt là tại khu vực miền Nam trong giai đoạn 2021-2023.

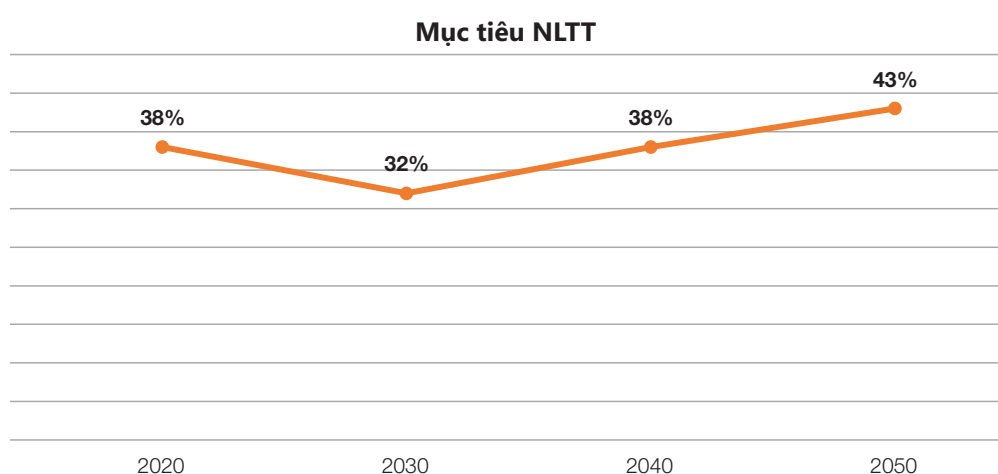
1.2.3. Phát triển và tích hợp nguồn NLTT

Cùng với xu hướng phát triển các nguồn NLTT trên thế giới, các nguồn NLTT mà đặc biệt là ĐG và ĐMT đang phát triển mạnh mẽ ở Việt Nam nhờ các cơ chế ưu đãi của Chính phủ.

Với ĐMT đó là các Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 với giá FiT 9,35 cent/kWh (hiệu lực đến tháng 6/2019) và Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg ngày 6/4/2020 với giá FiT 7,09 cent/kWh (có hiệu lực đến tháng 12/2020). Nhờ đó tính đến hết tháng 7/2020 đã có 36 GW ĐMT đăng ký bổ sung quy hoạch (tương đương 44 GWp), trong đó có 10,5 GW đã được phê duyệt và 5,1 GW đã đi vào vận hành.

Các nguồn ĐG có cơ chế khuyến khích theo Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg với giá FiT 8,5 cent/kWh cho điện gió trên bờ và 9,8 cent/kWh cho điện gió ngoài khơi. Tính đến hết tháng 7/2020 đã có trên 34 GW ĐG đăng ký BSQH, trong đó đã phê duyệt 11,8 GW và có khoảng 455 MW vào vận hành.

Trong quy hoạch dài hạn, tỷ lệ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo được thể hiện theo Nghị Quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 Nghị quyết 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” cho toàn bộ lĩnh vực năng lượng và “Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050” theo QĐ số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015 cho riêng ngành Điện.

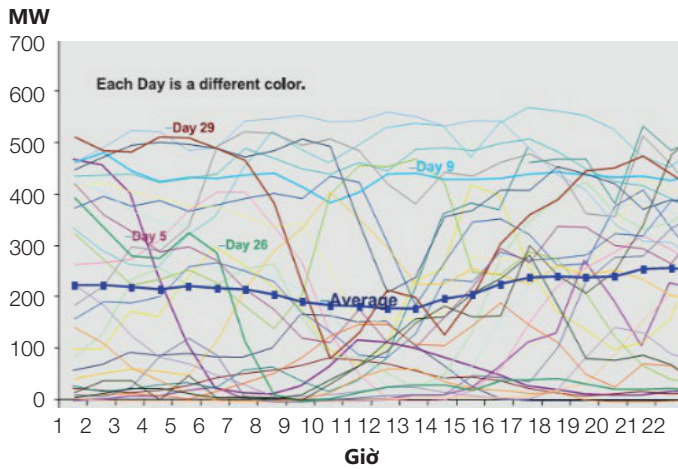


Hình 1-11: Tỷ lệ NLTT trong ngành Điện theo Chiến lược phát triển NLTT

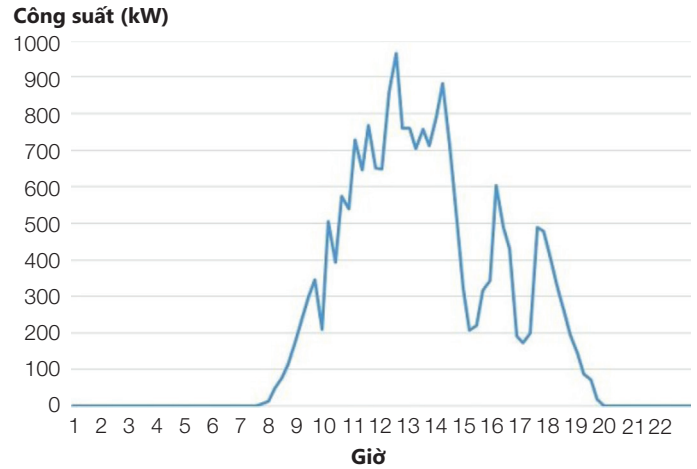
Theo Chiến lược phát triển NLTT, sản lượng điện từ các nguồn NLTT (bao gồm nguồn thủy điện) sẽ chiếm tỷ lệ 38% sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống năm 2020. Năm 2030 tỷ lệ này giảm xuống 32% do các nguồn thủy điện được khai thác hết. Trong giai đoạn 2030 – 2050 sẽ phát triển mạnh các nguồn ĐG và ĐMT và tăng dần tỷ lệ thâm nhập của NLTT với mục tiêu đạt tỷ lệ 43% (theo sản lượng) năm 2050.

Tuy nhiên, đi cùng với việc gia tăng tỷ lệ thâm nhập của các nguồn NLTT, đặc biệt là các nguồn biến đổi (ĐG và ĐMT), hệ thống điện sẽ phải đối mặt với những khó khăn và thách thức mới do bản chất biến thiên và bất định của gió và bức xạ mặt trời. Các thách thức chính gặp phải như sau:

1. **Biến thiên liên tục và không điều độ được:** Gió và bức xạ mặt trời biến thiên liên tục dẫn tới công suất nguồn gió và mặt trời cũng biến đổi liên tục.

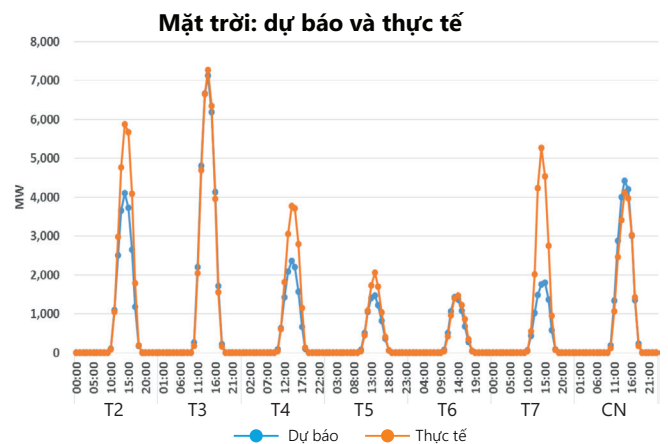
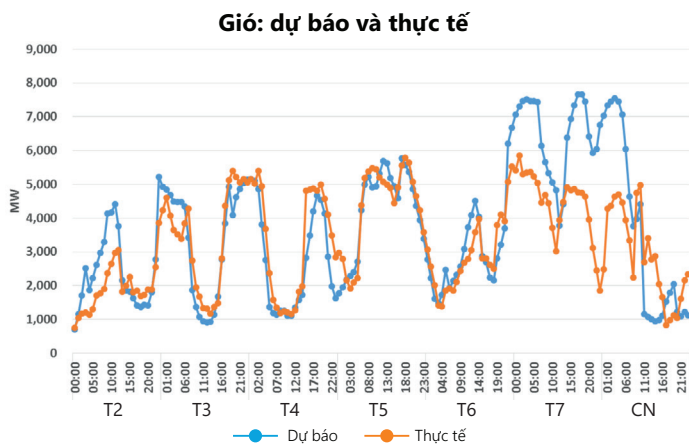


Hình 1-12: Minh họa biến thiên nguồn điện gió



Hình 1-13: Minh họa biến thiên nguồn điện mặt trời

2. **Bất định và khó dự báo:** Công suất ra của các nguồn NLTT biến đổi phụ thuộc thời tiết và khó dự báo chính xác, đặc biệt trong ngày tới, do đó luôn phải có công suất dự phòng đủ lớn hoặc có các nguồn linh hoạt.



Hình 1-14: Minh họa các dự báo về công suất dự báo và thực tế của điện gió, điện mặt trời



3. **Phụ thuộc vào địa điểm:** Những nơi có tiềm năng nguồn gió và mặt trời tốt thường nằm xa trung tâm phụ tải. Tại Việt Nam, tiềm năng các nguồn ĐG và ĐMT tập trung tại khu vực Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Tây Nam Bộ, nằm cách xa trung tâm phụ tải Đông Nam Bộ và miền Bắc.
4. **Làm giảm hằng số quán tính của hệ thống:** Các nhà máy ĐG và ĐMT thông thường không thể cung cấp quán tính hỗ trợ hệ thống khi xảy ra sự cố do không có thành phần quay. Để thực hiện chức năng này thì cần lắp thêm thành phần tích năng và điều khiển, gây tăng đáng kể chi phí đầu tư.
5. **Hệ số công suất thấp:** Theo đánh giá từ các dự án đã vận hành hệ số công suất các nguồn điện mặt trời và điện gió tại Việt Nam ở mức tương ứng 20% và 30% (để so sánh, các nhà máy NĐ than thường vận hành từ 70% - 75%), do đó chi phí/kWh vẫn ở mức cao. Ngoài ra, các nhà máy ĐMT chỉ phát cao vào buổi trưa và không đóng góp công suất vào giờ cao điểm tối, do đó sẽ cần có nguồn dự phòng hoặc các nguồn linh hoạt trong hệ thống.

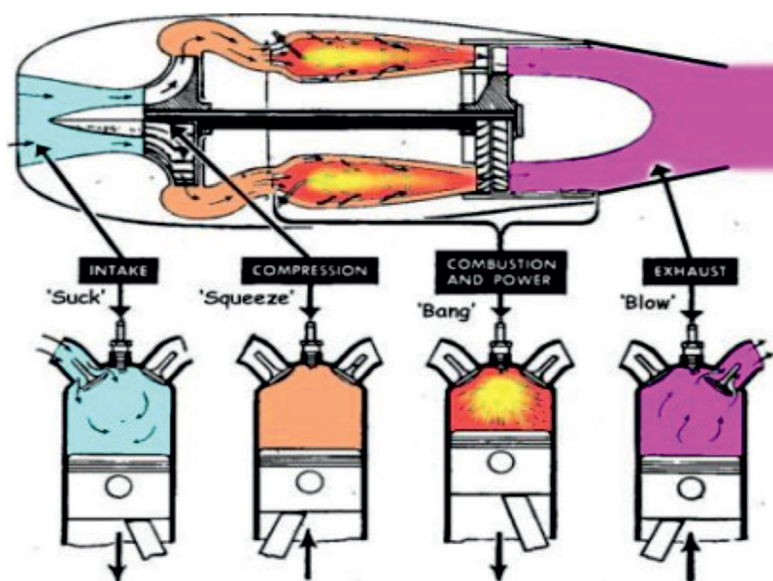
Với thách thức về tình trạng thiếu điện trong vài năm tới, cần có giải pháp cung cấp điện nhanh, có thể triển khai trong một thời gian ngắn. Bên cạnh đó, yêu cầu về độ linh hoạt để hỗ trợ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo là rất quan trọng để đảm bảo một hệ thống điện tin cậy cho Việt Nam.

Chương 2. Tổng quan về động cơ đốt trong

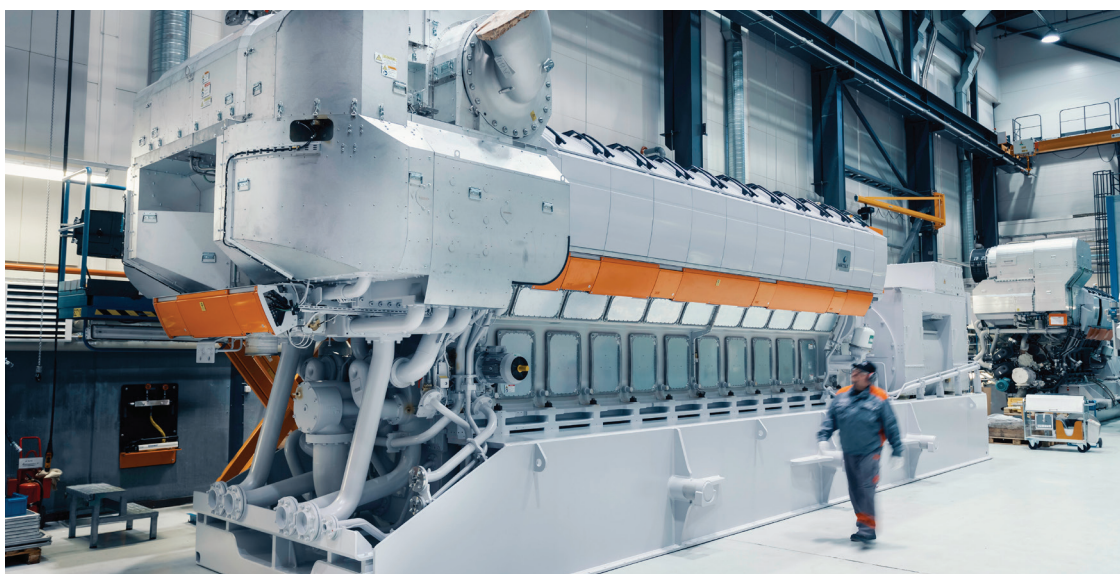
2.1. Nguyên lý hoạt động

Động cơ đốt trong (ICE) là công nghệ được ứng dụng rộng rãi trong các phương tiện giao thông như xe máy, ô tô, xe tải; các thiết bị xây dựng, hàng hải và thiết bị dự phòng điện. Nguyên lý hoạt động cơ bản của động cơ đốt trong là tạo sự giãn nở khí nóng, đẩy piston trong xi lanh, chuyển đổi chuyển động tuyến tính của piston thành chuyển động quay của một trục truyền động để sinh năng lượng. Động cơ đốt trong được chia thành 2 loại dựa theo nguyên tắc đốt cháy nhiên liệu: đánh lửa (SG) hoặc đốt cháy nén (còn được biết đến với tên gọi: động cơ diesel). Động cơ đánh lửa hoạt động dựa trên chu trình Otto và sử dụng bugi để đốt cháy một hỗn hợp nhiên liệu không khí được bơm vào đầu xi lanh. Trong chu trình Otto, hỗn hợp nhiên liệu không đủ nóng để được đốt cháy mà không phát sinh ra tia lửa, đó là khác biệt lớn nhất với chu trình Diesel. Trong động cơ diesel, không khí được nén cho đến khi nhiệt độ tăng lên đến nhiệt độ tự bốc cháy của nhiên liệu. Khi nhiên liệu được bơm vào xi lanh, nó lập tức được đốt nóng với khí nén nóng. Khí đốt giãn nở và đẩy Pitt-tông xuống đáy xi-lanh.

Mỗi chuyển động của pittông trong xi lanh được gọi là 1 kỳ. Trong lĩnh vực sản xuất điện, động cơ bốn kỳ (nạp, nén, nổ, xả) được sử dụng phổ biến. Diễn biến của 4 kỳ được biểu diễn hình sau:



Hình 2-1: Nguyên lý hoạt động động cơ 4 kỳ



Hình 2-2: Động cơ đốt trong ICE

2.2. Một số loại động cơ đốt trong điển hình

Wärtsilä là đơn vị dẫn đầu toàn cầu về nghiên cứu, sản xuất và lắp đặt các động cơ đốt sử dụng trong nhà máy điện linh hoạt. Động cơ ICE của Wärtsilä cung cấp các giải pháp nhà máy điện linh hoạt, có khả năng sử dụng nhiều loại nhiên liệu, vận hành linh hoạt với hiệu suất cao (khoảng 46%÷52%).

Các nhà máy điện đa nhiên liệu của Wärtsilä cho phép lựa chọn liên tục nhiên liệu khả thi nhất, bao gồm cả giải pháp cho nhiên liệu lỏng và khí cũng như nhiên liệu sinh học tổng hợp và truyền thống. Khả năng sử dụng linh hoạt nhiên liệu của động cơ giúp cải thiện an ninh năng lượng và tăng khả năng phục hồi trước những gián đoạn khó lường trong việc cung cấp nhiên liệu.

	Nhiên liệu khí						Nhiên liệu lỏng			
	Khí tự nhiên (LNG)	Khí sinh học	Ethane	LPG	Khí hỗn hợp	Dầu thô	LFO/diesel	Nhiên liệu sinh học lỏng	HFO	Nhiên liệu nước nhũ tương
Độ nhớt (cSt)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2-70@50°C	~ 2-11@40°C	~ 26@50°C	100-700@50°C	350-450@50°C
Wärtsilä 31SG	●	●								
Wärtsilä 34SG	●	●	●	●						
Wärtsilä 50SG	●	●								
Wärtsilä 34DF	●	●					●	●	●	
Wärtsilä 50DF	●	●					●	●	●	
Wärtsilä 32/32TS						●	●	●	●	●
Wärtsilä 32-LPT							●			
Wärtsilä 34						●	●	●	●	●
Wärtsilä 50						●	●	●	●	●

Hình 2-3: Các loại nhiên liệu khác nhau có thể sử dụng với động cơ ICE của Wärtsilä

Nhà máy điện khí Wärtsilä sử dụng nhiên liệu khí tự nhiên - nhiên liệu hóa thạch sạch nhất hiện có - theo cách tiết kiệm nhất nhờ hiệu suất vận hành cao tại mọi mức tải. Các nhà máy điện khí Wärtsilä có thể chạy bằng khí đốt tự nhiên, khí tự nhiên hóa lỏng, khí dầu mỏ hóa lỏng và một số loại khí sinh học.

Nhà máy điện nhiên liệu lỏng có thể cung cấp điện ở bất cứ nơi nào, bất cứ lúc nào. Độ tin cậy trong dài hạn đã được kiểm chứng làm cho các nhà máy này phù hợp với chế độ vận hành tải nền (bao gồm cả nhà máy trên đất và nhà máy nổi) và chế độ dự phòng. Các nhà máy điện nhiên liệu lỏng có khả năng vận hành bằng dầu FO, dầu DO, dầu thô, nhiên liệu nhũ hóa hoặc nhiên liệu sinh học lỏng.

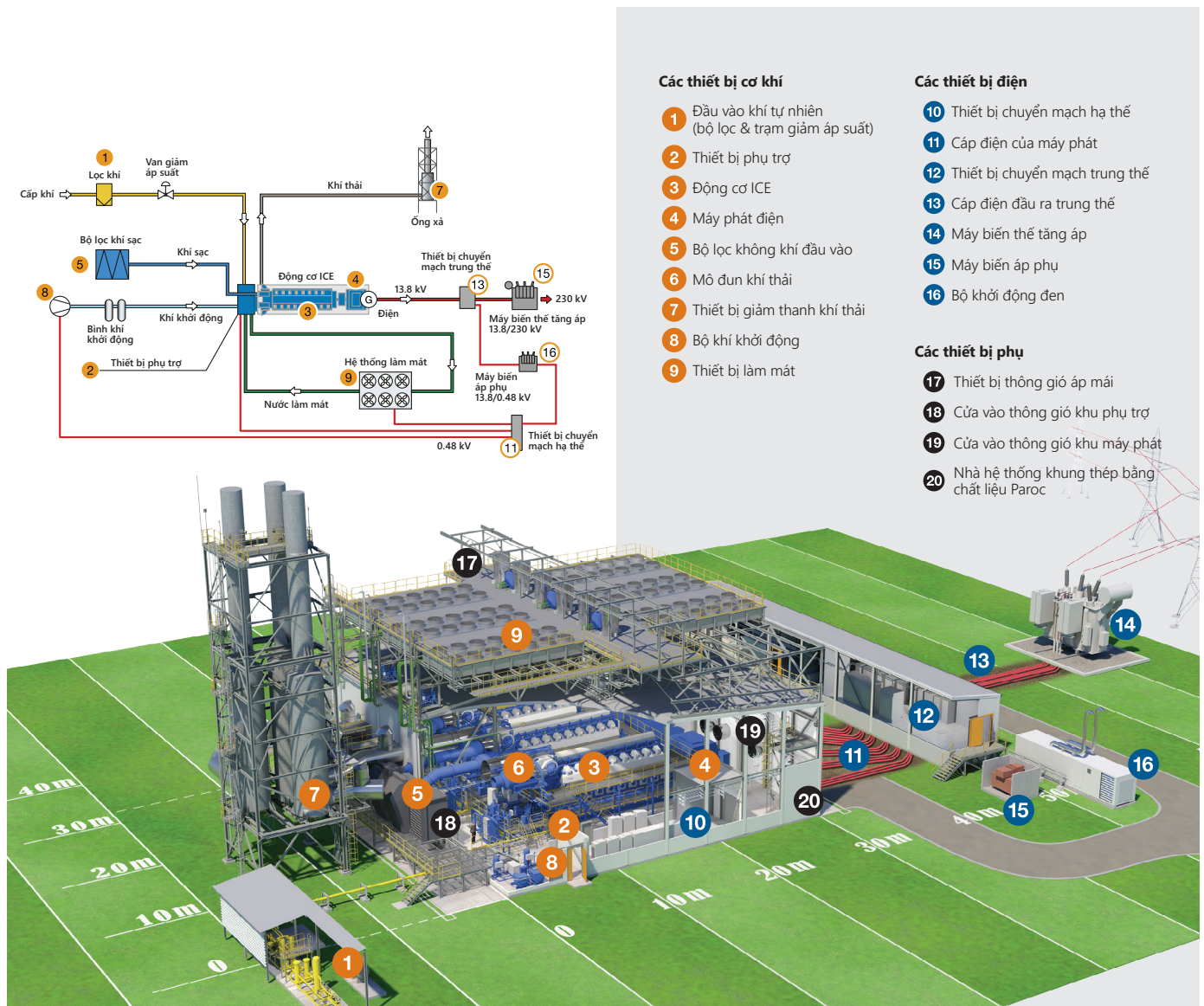
Các nhà máy điện đa nhiên liệu tăng cường độ tin cậy cung cấp điện với khả năng thích ứng trong mọi tình huống có thể xảy ra liên quan đến vấn đề cung cấp nhiên liệu. Loại động cơ này có thể chuyển đổi nhiên liệu trong khi chạy, ví dụ như chuyển sang chế độ nhiên liệu lỏng nếu nguồn cung cấp khí đột ngột bị gián đoạn, do đó, công suất phát được cung cấp 24/7. Bên cạnh đó, khả năng sử dụng nhiều loại nhiên liệu giúp phòng ngừa rủi ro tăng giá nhiên liệu ảnh hưởng tới chi phí sản xuất điện. Trong một số trường hợp cơ sở hạ tầng nhiên liệu chính của nhà máy chưa sẵn sàng, giải pháp sử dụng nhiên liệu tạm thời khác để thay thế hoàn toàn có thể được sử dụng.

2.3. Các đặc điểm của một nhà điện động cơ ICE linh hoạt

Để duy trì ổn định hệ thống, các nhà vận hành hệ thống điện phải liên tục huy động và thay đổi công suất phát các nhà máy đáp ứng theo diễn biến thay đổi của phụ tải. Do đó, các nhà máy điện linh hoạt là lựa chọn hữu ích trong vận hành để đảm bảo việc cung cấp điện liên tục, tin cậy. Động cơ ICE với một số đặc tính kỹ thuật được đề cập ở trên là thành phần chính trong một nhà máy điện linh hoạt.

2.3.1. Tính mô đun và tiêu chuẩn hóa

Hình 2.3 cho thấy cấu trúc điển hình của một nhà máy điện linh hoạt. Giống như các nhà máy nhiệt điện khí khác, nhà máy điện động cơ linh hoạt bao gồm: hệ thống cung cấp khí, động cơ, máy phát điện, hệ thống làm mát và các thiết bị điện khác. Để tạo sự linh hoạt cho nhà máy điện, động cơ ICE được sử dụng để tạo ra năng lượng thay vì tua-bin khí.



Hình 2-4: Cấu trúc điển hình của nhà máy điện động cơ linh hoạt

Mô đun và tiêu chuẩn hóa là trọng tâm của các giải pháp nhà máy điện động cơ linh hoạt Wärtsilä. Các động cơ được sản xuất và thử nghiệm trước khi xuất xưởng trong khi toàn bộ nhà máy điện được thiết kế sẵn theo tiêu chuẩn của Wärtsilä. Một số ưu điểm bao gồm:

- Khi nhu cầu điện tăng lên, tính mô đun giúp dễ dàng mở rộng một nhà máy điện để đáp ứng trong tương lai
- Khi có nhu cầu cấp bách về năng lượng, khả năng xây dựng nhanh (trong vòng 12 tháng) cho phép cung cấp công suất một cách nhanh chóng
- Thiết kế tiêu chuẩn bất kể số lượng động cơ cho phép việc tốn ít diện tích cho nhà máy và việc xây dựng, lắp đặt và chạy thử tại chỗ một cách tin cậy, dễ dàng và nhanh chóng
- Dễ dàng tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ năng lượng

2.3.2. Các chế độ vận hành

Một nhà máy điện động cơ linh hoạt có khả năng vận hành ở nhiều chế độ khác nhau như: khởi động nhanh, tải nền, phủ đỉnh, tải thấp, dừng nhanh và thay đổi công suất phát tức thời theo yêu cầu của đơn vị điều hành hệ thống điện.

1. KHỞI ĐỘNG NHANH

Nhà máy điện động cơ linh hoạt có thể hòa lưới điện trong vòng chưa đến 30 giây tính từ thời gian khởi động và đạt đầy tải trong vòng chưa đến 2 phút. Chế độ vận hành này đặc biệt có lợi để bù đắp cho sự sụt giảm đột ngột của công suất gió hoặc mặt trời do biến đổi thời tiết.

2. TẢI NỀN

Nhà máy điện động cơ linh hoạt có khả năng cung cấp chế độ tải nền như các nhà máy nhiệt điện thông thường nhờ duy trì công suất phát ổn định với hiệu suất cao. Trong điều kiện tiêu chuẩn, động cơ đốt trong có thể đạt được hiệu suất vượt trên 50%.

3. PHỦ ĐỈNH

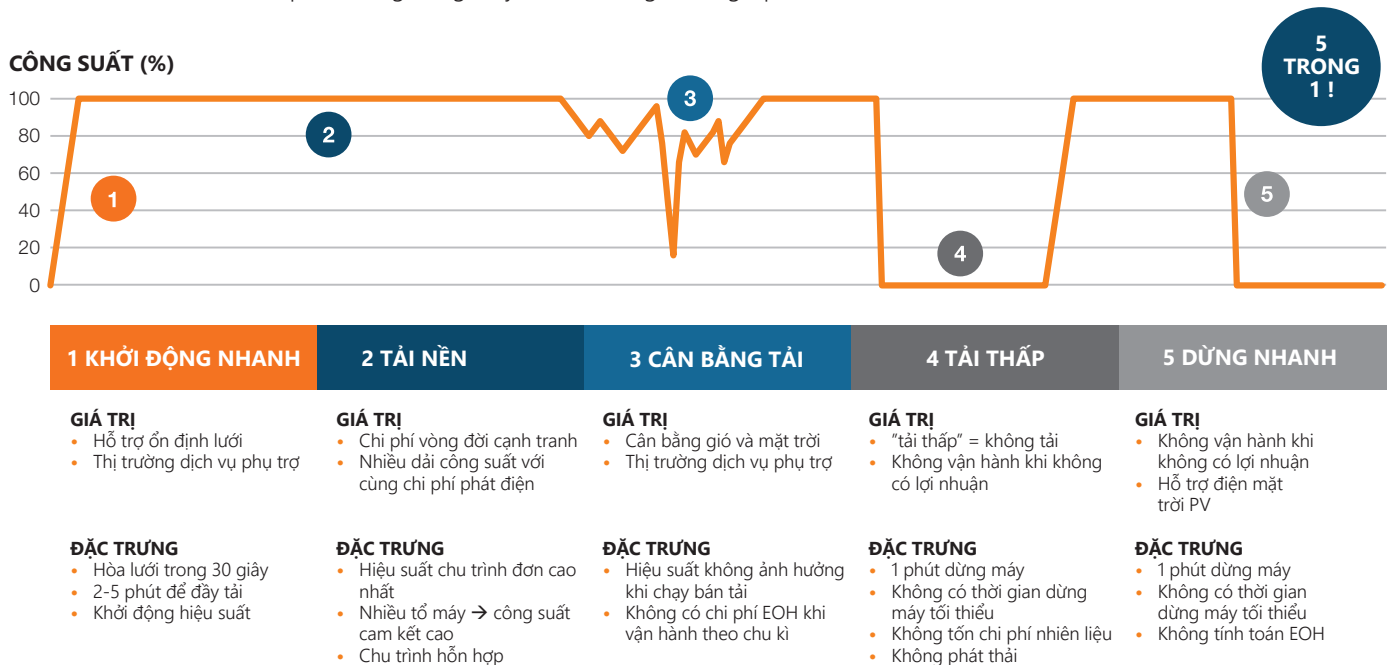
Một trong những ưu điểm lớn nhất của nhà máy điện động cơ linh hoạt là khả năng tăng và giảm công suất nhanh, góp phần theo sát diễn biến thay đổi phụ tải, đảm bảo cân bằng cung - cầu trong hệ thống điện tại mọi thời điểm. Một khi khởi động và vận hành trong nhiệt độ tiêu chuẩn, nhà máy điện động cơ linh hoạt có thể thay đổi mức mang tải từ 10% đến 100% (hoặc giảm) chỉ trong 42 giây. Mặt khác, nhà máy điện động cơ linh hoạt có khả năng duy trì hiệu suất ổn định ở các mức tải khác nhau bằng cách bật - tắt linh hoạt các mô đun động cơ.

4. TẢI THẤP

Nhờ các đặc tính như: thời gian dừng máy trong 1 phút, không có thời gian dừng máy tối thiểu, chi phí nhiên liệu bằng không, phát thải bằng không, nhà máy điện động cơ linh hoạt có thể hoạt động linh hoạt ở chế độ tải thấp. Với giải pháp đó, nhà máy có thể cung cấp công suất rất nhanh nếu được yêu cầu từ điều độ viên đồng thời tiết kiệm chi phí khởi động. Với động cơ đốt trong ICE, chế độ "tải thấp" có thể coi gần như là "không tải".

5. DỪNG MÁY NHANH

Trong một số trường hợp khi cần giảm công suất nguồn đột ngột, nhà máy điện động cơ linh hoạt có thể cung cấp khả năng dừng máy nhanh (trong khoảng 1 phút).



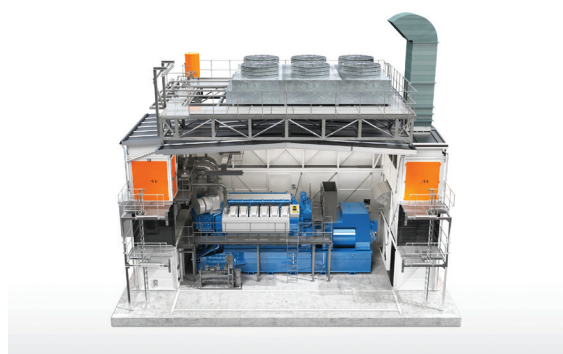
Hình 2-5: Các chế độ vận hành của một động cơ ICE

2.3.3. Các ứng dụng

1. WÄRTSILÄ MODULAR BLOCK

Wärtsilä Modular Block là một giải pháp nhà máy điện dạng mô đun được thiết lập cấu hình và chế tạo sẵn, có thể mở rộng và tích hợp nhiều mô đun. Các lợi ích chính bao gồm:

- Thời gian lắp đặt ngắn, chỉ từ vài tuần đến vài tháng.
- Cung cấp giải pháp có thể mở rộng mà chỉ một khoản đầu tư trả trước tối thiểu.
- Có thể dễ dàng di chuyển địa điểm nhà máy và cung cấp các mô hình kinh doanh mới, như cung cấp dịch vụ phát công suất hoặc dịch vụ cho thuê.
- Nhanh chóng và dễ dàng lắp đặt với một quy trình hợp lý và hướng dẫn lắp đặt chi tiết.
- Dễ dàng tích hợp với năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ năng lượng, đảm bảo cân bằng cho hệ thống điện.



2. WÄRTSILÄ FLEXICYCLE™

Flexicycle™ là một giải pháp của Wärtsilä, kết hợp khả năng linh hoạt của động cơ đốt trong với hiệu suất cao của công nghệ chu trình hỗn hợp. Bằng cách thêm hệ thống thu hồi nhiệt bao gồm một máy tạo hơi thu hồi nhiệt cho mỗi động cơ và một tuabin hơi và bình ngưng chung cho nhà máy, hiệu suất có thể cải thiện đáng kể khoảng 3-4%/tổ máy. Nhà máy có thể chuyển đổi giữa các chế độ chu trình đơn hoặc hỗn hợp theo yêu cầu. Flexicycle™ đại diện cho giải pháp tối ưu cho các nhà máy chạy nền, có khả năng vận hành bằng nhiên liệu khí hoặc đa nhiên liệu. Nhờ hệ thống làm mát khép kín, lượng nước tiêu thụ gần như bằng không.



3. NHÀ MÁY ĐIỆN NỔI

Động cơ Wärtsilä cung cấp giải pháp nhà máy điện không chỉ trên đất liền mà còn có nhà máy điện nổi (sà lan), tích hợp các giải pháp và công nghệ hàng đầu trong lĩnh vực hàng hải của tập đoàn Wärtsilä với nhiều lợi ích của việc sản xuất điện linh hoạt, phân tán. Các nhà máy điện nổi có thể được hoàn thiện trong vòng 12 tháng, đáp ứng nhanh sự gia tăng nhu cầu điện trước khi các nhà máy điện mới trên đất liền được hoàn thành.

Wärtsilä đã cung cấp 27 nhà máy điện dạng sà lan với tổng công suất hơn 1,600 MW.



4. POWER CUBE

Các nhà máy dạng mô-đun nhỏ gọn sử dụng nhiên liệu khí, nhiên liệu lỏng và đa nhiên liệu của Wärtsilä được thiết kế sẵn để có thời gian hoàn thiện nhanh chóng mà không tốn nhiều thời gian tại công trường. Giải pháp bao gồm một thiết kế khép kín với một hoặc một số mô-đun, mỗi mô-đun chứa một tổ máy phát điện của Wärtsilä cùng với tất cả các thiết bị phụ trợ cần thiết. Đây là những giải pháp dễ lắp đặt và được thiết kế sẵn cho nhu cầu năng lượng từ 5 đến 30 MW.

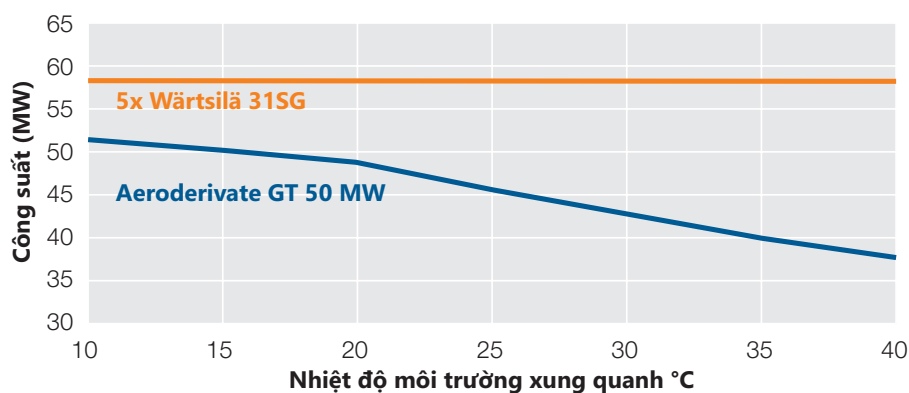


Cho đến nay, Wärtsilä đã cung cấp hơn 72,000 MW nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE tại 180 quốc gia trên thế giới, trong đó gần 10 GW nằm ở khu vực Đông Nam Á.

2.4. So sánh công nghệ động cơ đốt trong ICE với một số công nghệ nhiệt điện khác

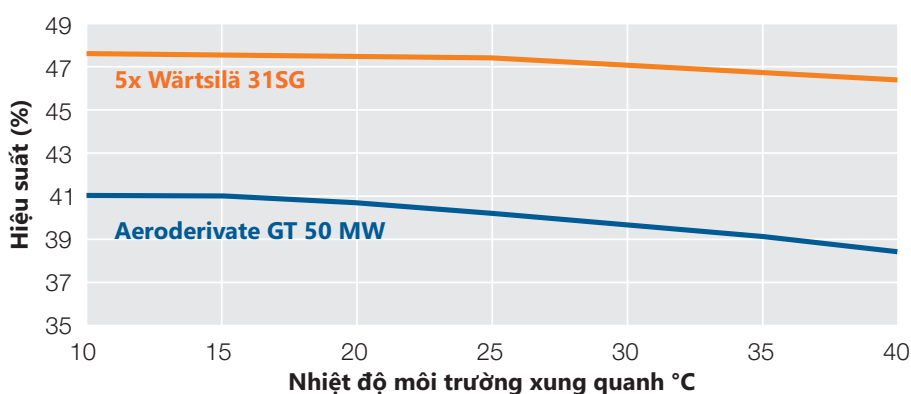
1. Hiệu suất theo nhiệt độ môi trường xung quanh và mức mang tải

Tùy thuộc vào điều kiện môi trường xung quanh, công suất phát, hiệu suất và suất tiêu hao nhiên liệu của nhà máy có sự khác biệt so với các thông số thiết kế. Hình 2-5 so sánh về hiệu suất tại các mức nhiệt độ môi trường xung quanh khác nhau giữa động cơ ICE của Wärtsilä và tuabin khí.



Hình 2-6: Hiệu suất tại các mức nhiệt độ môi trường khác nhau

Về hiệu suất tại các mức tải khác nhau, Hình 2-6 so sánh giữa động cơ ICE của Wärtsilä và tuabin khí. Các giới hạn kỹ thuật làm cho hiệu suất của tuabin khí tăng dần từ 20% đến 40% tương ứng với mức mang tải từ 20% đến 100%. Ngược lại, hiệu suất của nhà máy điện động cơ linh hoạt duy trì ổn định nhờ khả năng bật/tắt riêng biệt các mô đun động cơ phù hợp với từng mức tải khác nhau.

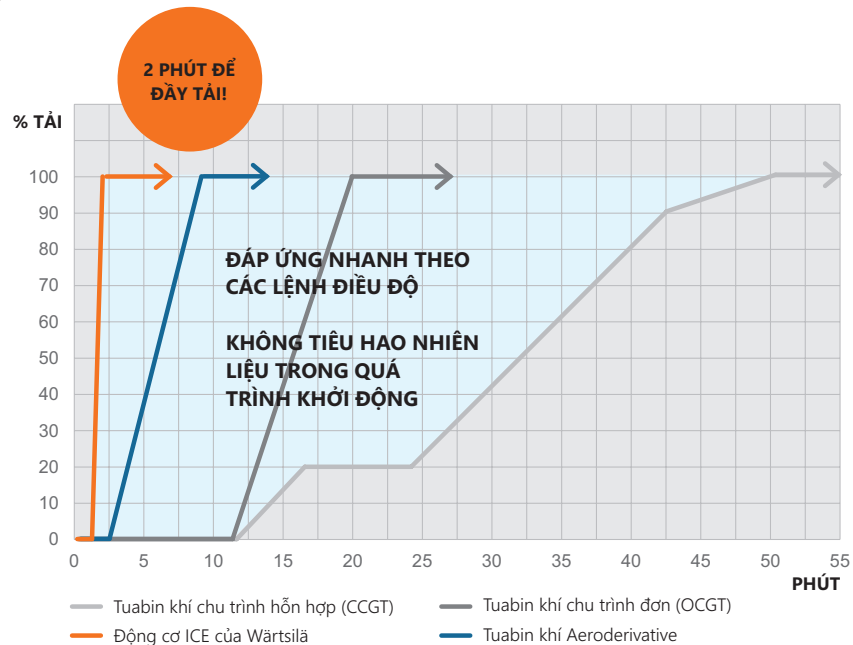


Hình 2-7: Hiệu suất tại các mức tải khác nhau

2. Thời gian khởi động

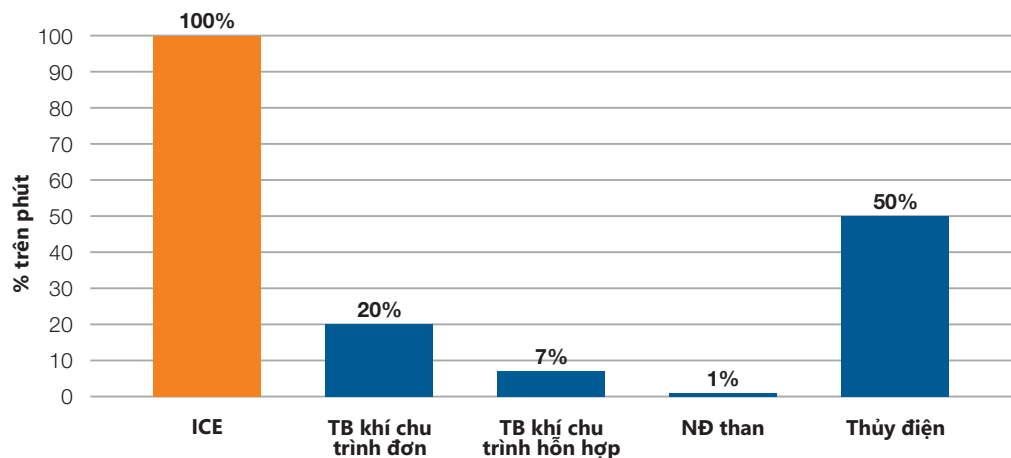
Hình 2-7 cho thấy động cơ ICE có thời gian khởi động nhanh hơn nhiều so với các tuabin khí. Động cơ đốt trong có thể đạt được công suất tối đa trong 2 phút trong khi các tua-bin khí chu trình đơn phải mất hơn 15 phút để tăng công suất tới mức tải định mức. Ví dụ, nhà máy điện Wärtsilä sử dụng động cơ 34SG chỉ cần 30 giây để hoàn thành các bước chuẩn bị khởi động, tăng tốc và hòa lưới điện. Thời gian để phát đầy tải là khoảng 90 giây. Trong điều kiện khởi động nguội, nhà máy điện Wärtsilä sử dụng động cơ 34SG có thể mang đầy tải trong 10 phút.

So với công nghệ nhiệt đốt than, thời gian khởi động ấm và thời gian khởi động lạnh của các nhà máy điện than cận tới hạn lần lượt là 5 giờ và 10 giờ; của nhà máy điện than siêu tới hạn lần lượt là 8 giờ và 10 giờ; của nhà máy điện than trên siêu tới hạn lần lượt là 4 giờ và 12 giờ. Những con số này cao hơn nhiều so với loại động cơ ICE.



Hình 2-8: So sánh thời gian khởi động các loại công nghệ

3. Tốc độ tăng/giảm công suất phát

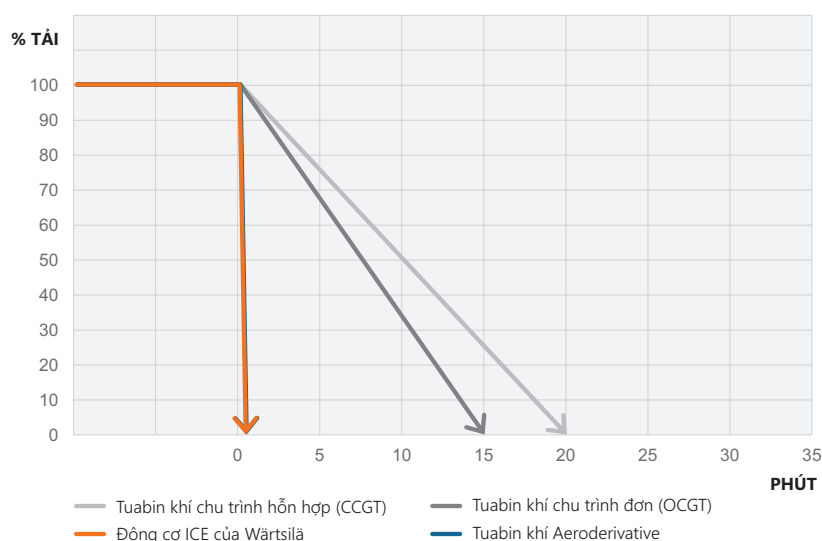


Hình 2-9: So sánh về tốc độ tăng/giảm công suất phát

Hình 2-8 cho thấy động cơ đốt trong ICE có khả năng tăng/giảm công suất phát vượt trội so với các công nghệ khác. Mặc dù thủy điện được biết đến là một công nghệ có khả năng thay đổi công suất nhanh, tốc độ tăng/giảm công suất phát chỉ đạt khoảng 50%/phút do các cửa điều khiển nước vẫn có quán tính khi đóng và mở. Trong khi đó, với việc kết nối nhiều mô-đun động cơ nhỏ trong một nhà máy điện, khả năng tăng/giảm công suất phát của nhà máy điện động cơ linh hoạt rất nhanh, đạt 100%/phút. Trong thực tế, nhà máy điện động cơ đốt trong có thể tăng mức mang tải từ 10% đến 100% (hoặc giảm) chỉ trong 42 giây.

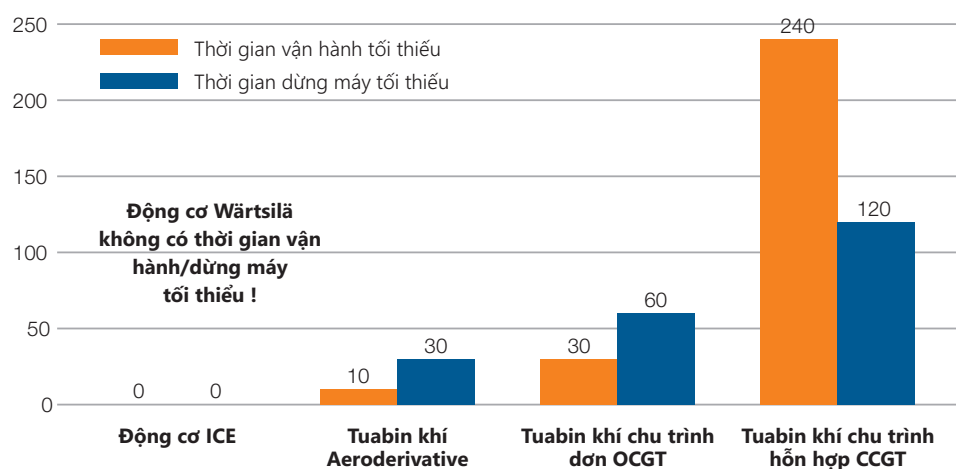
4. Thời gian dừng

Nhà máy điện động cơ linh hoạt có thể dừng trong vòng một phút trong khi nhà máy điện khí sử dụng chu trình đơn hoặc chu trình kép cần hơn 15 phút để dừng máy. Thời gian dừng máy phụ thuộc nhiều vào công suất của tổ máy vì tổ máy càng lớn có quán tính càng lớn. Một động cơ của nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE có công suất đủ nhỏ để dừng lại một cách tức thời.



Hình 2-10: So sánh về thời gian dừng máy

5. Thời gian vận hành và thời gian dừng máy tối thiểu

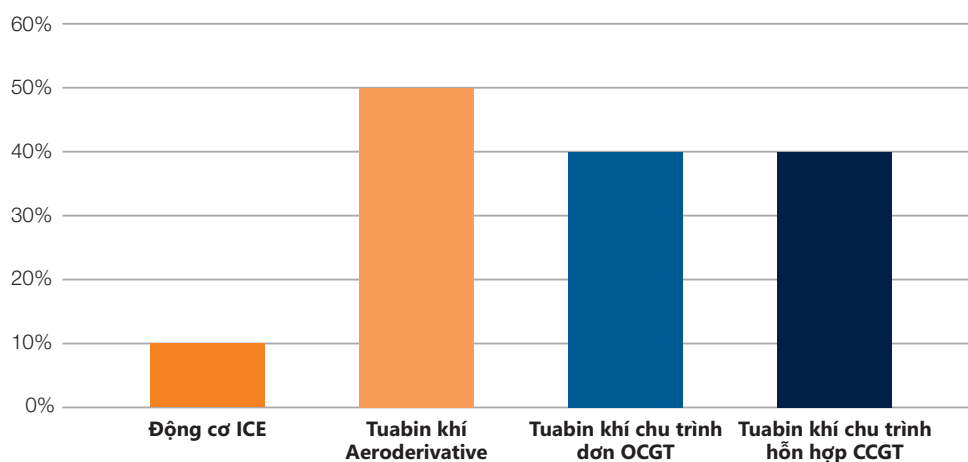


Hình 2-11: So sánh về thời gian vận hành và thời gian dừng máy tối thiểu

Động cơ 31SG của Wärtsilä không có thời gian vận hành và thời gian dừng máy tối thiểu. Nhà máy điện động cơ linh hoạt cho phép khởi động và dừng máy vài lần trong 1 ngày. Trong khi đó, nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp có thời gian vận hành tối thiểu là 240 phút và thời gian dừng máy tối thiểu là 120 phút.

6. Mức mang tải tối thiểu

Hình 2-11 so sánh mức mang tải ổn định tối thiểu giữa nhà máy điện động cơ linh hoạt (ICE), nhà máy tuabin khí aeroderivative, nhà máy tuabin khí chu trình đơn (HD OCGT) và nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT). Trong đó, mức mang tải tối thiểu của ICE là 10% trong khi của HD OCGT, CCGT và aeroderivative cao hơn nhiều, tương ứng là 40%, 40% và 50%. Do đó, bên cạnh nhà máy thủy điện, ICE có khả năng hoạt động ở dải công suất rộng. Động cơ này có thể giảm công suất phát một cách linh hoạt trong các chế độ nguồn năng lượng tái tạo phát cao như chế độ buổi trưa hoặc ngày nhiều gió.



Hình 2-12: So sánh về mức mang tải tối thiểu

2.5. Sự cần thiết của các nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE trong hệ thống điện Việt Nam

Sau gần 4 năm kể từ thời điểm được phê duyệt, Quy hoạch Điện 7 điều chỉnh đã có những điểm thay đổi đáng chú ý trong bối cảnh hiện nay. Một loạt các nguồn điện miền Nam như cụm Long Phú, Sông Hậu, Vĩnh Tân 3, cụm TBKHH Ô Môn, Kiên Giang chậm tiến độ dẫn tới Chính phủ đã chấp thuận chủ trương đầu tư đường dây 500kV “mạch 3” Quảng Trạch – Dốc Sỏi – Pleiku 2 để đảm bảo cấp điện cho miền Nam trong giai đoạn 2018 – 2025. Các nguồn NLTT điện gió và điện mặt trời đang kí đầu tư bổ sung quy hoạch với quy mô rất lớn. Trong đó, tính đến thời điểm tháng 5 năm 2020, đã có khoảng 10,5GW điện mặt trời và 11,3GW điện gió đã được bổ sung quy hoạch. Dự kiến công suất năng lượng tái tạo được bổ sung quy hoạch trong giai đoạn tới sẽ tiếp tục tăng cao. Giai đoạn 2026 – 2030 tại miền Nam, nhà máy điện Hạng nhân Ninh Thuận I và II với tổng quy mô khoảng 4600 MW đã được Quốc hội đồng ý chủ trương loại khỏi quy hoạch tới 2030. Lượng khí Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ có nguy cơ thiếu hụt, ảnh hưởng tới vận hành một số nhà máy như cụm NĐ Phú Mỹ, Ô Môn,...

Mặc dù các phương án đảm bảo cung cầu điện và nghiên cứu đầu nối các nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện đã được thực hiện, hệ thống điện Việt Nam vẫn phải đối mặt với một số thách thức:

- Nhu cầu điện tăng trưởng cao
- Nguy cơ thiếu điện do chậm tiến độ nguồn
- Khó khăn trong vận hành khi tích hợp tỉ trọng lớn các nguồn năng lượng tái tạo

Trong bối cảnh đó, các đặc điểm của nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE có nhiều lợi thế đối với hệ thống điện Việt Nam, góp phần giảm thiểu các thách thức đã đề cập trên. Cụ thể như sau:

A. Góp phần đảm bảo cung cấp đủ điện năng cho sự tăng trưởng phụ tải, đặc biệt các khu vực trung tâm phụ tải tại miền Bắc và miền Nam

Theo kết quả dự báo phụ tải trong QHD7 điều chỉnh, Pmax toàn quốc lần lượt đạt 42GW, 63GW và 91GW năm 2020, 2025 và 2030; điện thương phẩm lần lượt đạt 235 tỉ kWh, 352 tỉ kWh và 506 tỉ kWh. Là một nước đang phát triển, Việt Nam được dự báo có tốc độ tăng trưởng phụ tải cao so với các nước trên thế giới với mức tăng trưởng điện thương phẩm đạt 8,5%/năm giai đoạn 2021-2025 và giảm xuống 7,5%/năm giai đoạn 2026-2030. Cũng theo phương án phụ tải cơ sở trong dự thảo QHD8, tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm giai đoạn 2021-2025 và giai đoạn 2026-2030 tương đương với kết quả dự báo trong QHD7 điều chỉnh. Các giai đoạn 2031-2035, 2036-2040, 2041-2045, phụ tải sẽ tăng trưởng chậm dần, đạt lần lượt 5,3%/năm; 3,9%/năm và 2,9%/năm. Tuy nhiên, với nguồn tài nguyên cho phát điện có hạn, phụ tải cao là một thách thức lớn đối với ngành Điện nói riêng và cả nước nói chung trong việc đảm bảo điện đi trước một bước so với sự phát triển nền kinh tế quốc dân.

Hiện nay, hệ thống điện Việt Nam đang vận hành chủ yếu dựa trên các nguồn thủy điện và nhiệt điện than với tỉ trọng trong tổng công suất đặt năm 2019 lần lượt đạt 30% và 36%. Trong tương lai, tiềm năng phát triển các loại nguồn điện theo nhiên liệu sơ cấp gặp nhiều hạn chế. Công suất thủy điện (không bao gồm thủy điện nhỏ) đạt khoảng 17,000MW và cơ bản đã được khai thác hết tiềm năng. Các nhà máy nhiệt điện than khó phát triển thêm do không nhận được sự đồng thuận của chính quyền địa phương về vấn đề môi trường. Về các nguồn nhiệt điện khí, từ giai đoạn sau năm 2020, khí Tây Nam Bộ có khả năng xảy ra thiếu hụt khi cung cấp cho nhu cầu tiêu thụ khí của cụm Khí – Điện – Đạm Cà Mau. Hai mỏ khí lớn dự kiến phát triển bao gồm khí lô B và khí Cá Voi Xanh chỉ có khả năng đảm bảo cấp điện cho TTĐL Ô Môn và cụm TBK Miền Trung – Dung Quất, dự kiến vận hành trong giai đoạn tới năm 2030.

Các nhà máy điện động ICE được thiết kế với dải công suất linh hoạt (10-700 MW) nhờ kết nối nhiều tổ máy. Do đó có thể lựa chọn xây dựng nhà máy với quy mô lớn hoặc xây dựng nhiều nhà máy phân tán với quy mô nhỏ hơn. Khả năng sử dụng nhiều loại năng lượng sơ cấp khác nhau như khí (khí tự nhiên, LNG, biogas, ethane, LPG) hoặc nhiên liệu lỏng (dầu thô, LFO, diesel, nhiên liệu sinh học lỏng, HFO, nhiên liệu nước nhũ tương) tạo sự lựa chọn đa dạng về nguồn cấp nhiên liệu tùy theo diễn biến tình hình từng thời điểm. Các nhà máy điện động cơ linh hoạt cho phép sử dụng tạm thời loại nhiên liệu khác trong khi chờ đợi xây dựng cơ sở hạ tầng cho nhiên liệu chính, tránh tình trạng chậm tiến độ do chưa đảm bảo vấn đề cung cấp nhiên liệu đang xảy ra đối với một số nhà máy điện khí như TTĐL Ô Môn, TBK Miền Trung, TBK Dung Quất,.... Quá trình chuyển đổi giữa các loại nhiên liệu diễn ra nhanh chóng, góp phần tăng cường độ tin cậy cấp điện, đảm bảo cấp điện cho phụ tải 24/7. Bên cạnh đó, nhà máy điện động cơ linh hoạt có chỉ số phát thải thấp, diện tích xây dựng nhỏ hơn khi so sánh với nhiệt điện khí truyền thống (mật độ xây dựng của nhà máy điện động cơ linh hoạt là 18kW/m² trong khi mật độ xây dựng của nhà máy điện khí truyền thống là 19kW/m²) nên hoàn toàn có thể xây dựng gần khu vực trung tâm phụ tải, giảm thiểu khối lượng xây dựng đường dây truyền tải.

Các nhà máy điện động ICE khi đi vào hoạt động sẽ đáp ứng kịp thời nhu cầu phụ tải toàn quốc cả trong ngắn hạn và dài hạn, đặc biệt trong các kịch bản phụ tải tăng trưởng cao.

B. Góp phần bù đắp lượng thiếu hụt điện năng do một số nguồn điện chậm tiến độ

Theo cập nhật tiến độ nguồn mới nhất, một loạt các nhà máy nhiệt điện than dự kiến vận hành giai đoạn 2021 – 2025 nhiều khả năng sẽ chậm tiến độ như: Vĩnh Tân 3 (3x660 MW), Sông Hậu 2 (2x1000 MW), Long Phú 2 (2x660 MW). Các nhà máy điện vận hành giai đoạn 2026 – 2030 nhiều dự án chưa rõ tiến độ như NĐ Hải Phòng 3, NĐ Quảng Ninh 3, NĐ Tân Phước 1, Tân Phước 2, TTĐL Long An. NMD Hạng nhân (tổng quy mô 4600 MW, hàng năm cung cấp sản lượng bằng khoảng 5,7% điện năng hệ thống) và NĐ than Bạc Liêu (2x600 MW) đã có chủ trương loại khỏi quy hoạch đến 2030.

Về các nguồn nhiệt điện khí, Khí Lô B dự kiến cập bờ năm 2021 nguy cơ chậm tiến độ đã hiện rõ dẫn tới tiến độ của TTĐL Ô Môn không thể đảm bảo theo QHD7 điều chỉnh. Trường hợp tương tự xảy ra với các dự án TBK Miền Trung và TBK Dung Quất, sử dụng khí mỏ Cá Voi Xanh: lùi tiến độ từ năm 2023-2024 sang 2025-2026. Tại khu vực Đông Nam Bộ, từ khoảng 2023-2024, khu vực sẽ phải nhập khẩu khí hóa lỏng LNG để cấp cho nhiệt điện Nhơn Trạch III, IV, cụm nhiệt điện Sơn Mỹ và cấp bổ sung cho NĐ Phú Mỹ, Bà Rịa. Tuy nhiên hiện PVN vẫn chưa hoàn thành nghiên cứu khả thi (F/S) của Kho cảng Sơn Mỹ, chưa hoàn thành đàm phán với các bên cung cấp LNG, chưa lập Pre F/S và F/S của nhà máy nhiệt điện Sơn Mỹ II, do đó tỷ lệ dự án NMD Sơn Mỹ II không đáp ứng tiến độ là rất cao, dự kiến lùi ra sau 2025.

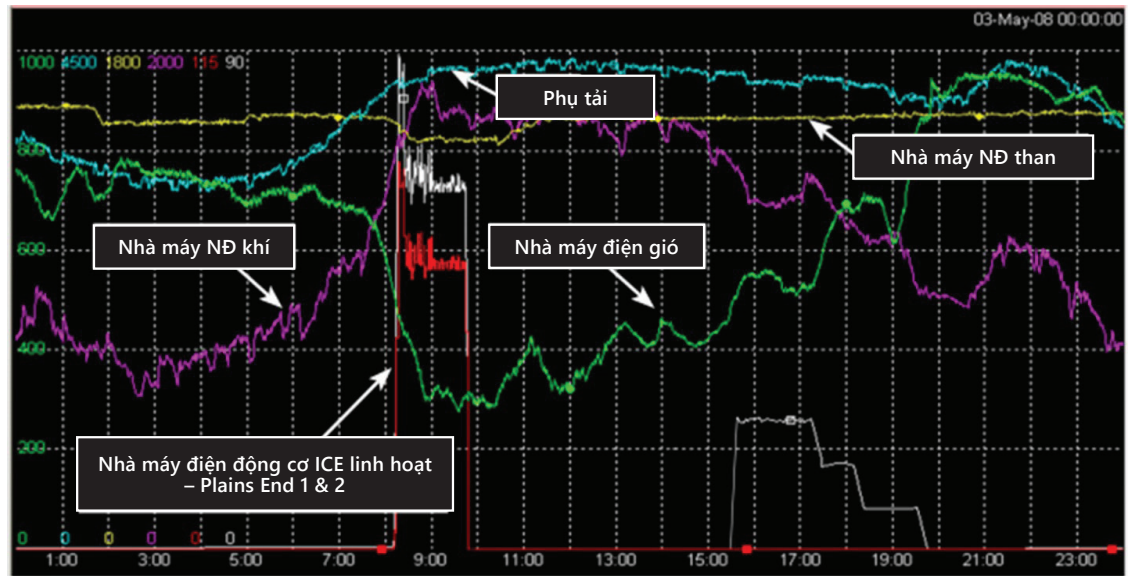
Các nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE có thời gian xây dựng rất nhanh (trong vòng 12 tháng) so với các nhà máy điện truyền thống khác (24-36 tháng với một nhà máy tuabin khí CCGT). Nhà máy có thể xây dựng nổi hoặc xây dựng trên mặt đất với diện tích tiết kiệm, tránh các rủi ro chậm tiến độ do vướng mắc trong việc giải phóng mặt bằng. Nhà máy dưới hình thức kết hợp nhiều mô đun có khả năng dễ dàng mở rộng cho phép phân kỳ vốn đầu tư. Do đó, cùng với các nguồn điện gió và điện mặt trời, nhà máy điện động cơ linh hoạt là giải pháp hữu dụng trong việc bù đắp nhanh chóng, kịp thời lượng công suất thiếu hụt do các dự án chậm tiến độ trong ngắn và trung hạn.

C. Đặc điểm vận hành linh hoạt phù hợp với hệ thống điện tích hợp tỉ trọng lớn các nguồn năng lượng tái tạo

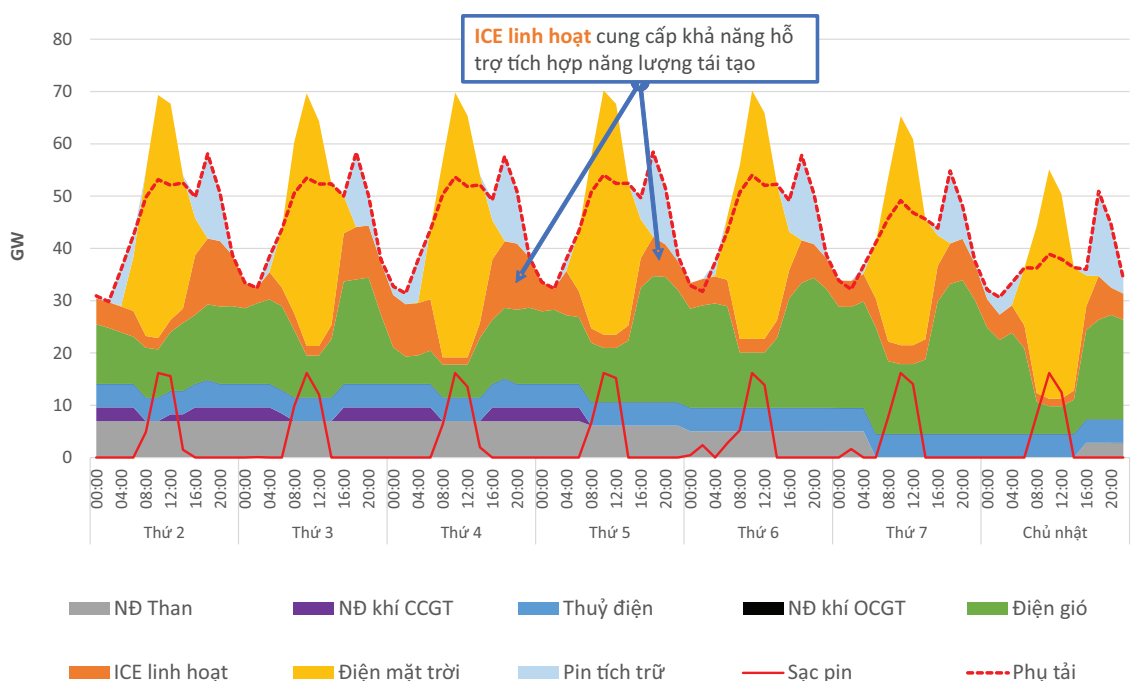
Theo Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, tỉ lệ điện năng sản xuất từ năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc đạt khoảng 38% năm 2020, khoảng 32% năm 2030 và khoảng 43% năm 2050. Hiện nay, tổng công suất đăng kí bổ sung quy hoạch các nguồn điện mặt trời đạt khoảng 36,5GW và dự kiến cao hơn. Tính đến thời điểm 5/2020, có khoảng 10,5GW điện mặt trời đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch. Về các nguồn điện gió, tổng công suất đăng kí bổ sung quy hoạch đạt khoảng 34GW và dự kiến cao hơn. Trong đó, có khoảng 4,3GW điện gió đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch. Ngày 19/3/2020, Bộ Công thương đã trình Thủ tướng Chính phủ Văn bản số 1931/BCT-ĐL về xem xét bổ sung quy hoạch thêm khoảng 7000MW điện gió. Chính phủ đã có Văn Bản số 795/TTg-CN ngày 25/6/2020 đồng ý phê duyệt các nguồn điện gió trên, nâng tổng công suất điện gió đã bổ sung quy hoạch lên khoảng 11,3GW. Với đặc điểm bất định trong biểu đồ công suất phát của các nguồn điện gió và điện mặt trời, việc tích hợp tỉ trọng năng lượng tái tạo lớn đòi hỏi hệ thống điện có độ linh hoạt cao, sẵn sàng đảm bảo dự phòng cho cân bằng công suất biến đổi từ các nguồn năng lượng tái tạo. Việt Nam có lợi thế trong phát triển năng lượng tái tạo do có tỉ trọng lớn các nguồn thủy điện, có khả năng tăng giảm công suất phát tức thời. Hiện tại, công suất thủy điện (không bao gồm thủy điện nhỏ) đạt khoảng 17,000MW, chiếm 30% trong cơ cấu nguồn toàn quốc, tuy nhiên về cơ bản đã được khai thác hết. Do đó, trong tương lai cần nghiên cứu các giải pháp khác để nâng cao độ linh hoạt.

Các nhà máy điện động cơ ICE có đặc điểm vận hành linh hoạt, rất phù hợp với hệ thống điện tích hợp tỉ trọng lớn các nguồn năng lượng tái tạo như: khả năng khởi động nhanh trong vòng 2 phút; khả năng tăng giảm công suất nhanh, có thể thay đổi mức mang tải từ 10% lên 100% chỉ trong vòng 42 giây; khả năng dừng máy nhanh trong vòng 1 phút; không có thời gian vận hành và dừng máy tối thiểu; khả năng vận hành với mức tải thấp tới 10%,... Với việc thiết kế tích hợp nhiều mô đun, nhà máy điện động cơ linh hoạt cho phép vận hành riêng rẽ từng mô đun, từ đó giảm quán tính cơ học khi thay đổi công suất mà hiệu suất luôn duy trì ổn định. Công suất phát lên lưới điện từ đó có thể thay đổi gần như tức thời theo các biến động đột ngột của các nguồn điện gió và điện mặt trời. Ngoài ra, có thể vận hành nhiều chế độ như khởi động nhanh, phủ đỉnh, tải nền, dừng máy nhanh trong cùng một nhà máy điện động cơ linh hoạt, điều mà khó có nhà máy điện truyền thống nào thực hiện được.

Như vậy, các nhà máy điện động cơ ICE góp phần tăng độ linh hoạt hệ thống điện, hỗ trợ vận hành cho hệ thống điện tích hợp tỉ trọng lớn nguồn năng lượng tái tạo, từ đó làm tiền đề thúc đẩy mạnh mẽ hơn sự phát triển của các nguồn năng lượng tái tạo trong tương lai.



Hình 2-13: Minh họa khả năng vận hành linh hoạt của các nhà máy điện ICE (đường màu đỏ) khi đột ngột giảm công suất điện gió (đường màu xanh lá cây) ở Mỹ



Hình 2-14: Minh họa về huy động công suất nguồn trong 1 tuần với hệ thống điện có nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE

Chương 3. Phương pháp luận và thông số đầu vào

3.1. Phương pháp luận

Để nghiên cứu khả năng xây dựng các nhà máy điện ICE cho hệ thống điện Việt Nam, nghiên cứu này sử dụng phương pháp luận thực hiện quy hoạch nguồn điện dài hạn cho quy hoạch phát triển điện lực quốc gia (QHĐ8). Đó là tính toán cơ cấu phát triển nguồn điện toàn quốc đáp ứng theo nhu cầu phụ tải của từng vùng với tiêu chí: “Tối thiểu hóa chi phí của hệ thống điện trong toàn bộ thời gian quy hoạch, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc về vận hành hệ thống điện, các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng”.

Các chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống theo các kịch bản quy hoạch nguồn được tính toán gồm có: chi phí đầu tư, chi phí vận hành bảo dưỡng, chi phí nhiên liệu, chi phí huy động tổ máy, chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải, chi phí truyền tải điện liên vùng, và chi phí thiếu hụt điện năng.

Các ràng buộc về vận hành hệ thống gồm:

- Đảm bảo khả năng điều độ và vận hành của các nhà máy nhiệt điện khi tích hợp điện gió và điện mặt trời. Đáp ứng các ràng buộc về vận hành của các loại hình công nghệ: hiệu suất, số giờ vận hành đầy tải (FLHs), thông số huy động tổ máy, chỉ tiêu phát thải, thông số hồ thủy điện, tốc độ gió và biểu đồ công suất điện mặt trời theo từng vùng, tỉnh...
- Đáp ứng nhu cầu phụ tải với biểu đồ phụ tải 8760 giờ của từng vùng
- Đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống: Lựa chọn số giờ kỳ vọng xảy ra thiếu hụt công suất nguồn cấp cho phụ tải đỉnh (LOLE) là thấp hơn 12 giờ/năm đối với mỗi vùng của hệ thống điện, tương ứng với độ tin cậy 99,86%.

Các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng bao gồm:

- Mục tiêu phát triển nguồn năng lượng tái tạo, giảm phát thải: Tính toán các kịch bản có mục tiêu chính sách theo các văn bản như: Quyết định 2068/QĐ-TTg về chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2050, Nghị quyết 55-NQ/TW của Bộ Chính Trị về định hướng chiến lược phát triển ngành năng lượng Việt Nam giai đoạn đến 2030 có xét đến 2045, cam kết của Việt Nam về giảm phát thải KNK tại COP21.
- Khả năng khai thác các nguồn năng lượng sơ cấp trong nước cho sản xuất điện (than nội, khí nội).
- Tiềm năng xây dựng các loại hình nguồn điện năng lượng tái tạo theo từng vùng, tỉnh
- Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho sản xuất điện. Tiềm năng quy mô xây dựng các nguồn điện than nhập khẩu, khí nhập khẩu, điện hạt nhân theo từng vùng
- Khả năng nhập khẩu điện, trao đổi điện năng với các nước láng giềng

Các nhà máy điện ICE sử dụng nhiên liệu LNG sẽ được mô phỏng trong mô hình tính toán quy hoạch tương đương với các loại hình công nghệ phát điện khác. Sự cần thiết của nguồn ICE trong hệ thống sẽ do mô hình tính toán và lựa chọn theo tiêu chí tối thiểu có tính đến các ràng buộc. Trên cơ sở phân tích các kịch bản tính toán, đề án đề xuất quy mô phát triển nguồn ICE trong tương lai.

Khả năng phát triển của các nhà máy điện ICE sẽ được tính toán theo từng vùng. Đề án chia hệ thống điện thành 6 vùng gồm: Bắc Bộ (từ Ninh Bình trở ra), Bắc Trung Bộ (từ Thanh Hóa đến Quảng Bình), Trung Trung Bộ (từ Quảng Trị đến Quảng Ngãi), Tây Nguyên (từ Kon Tum đến Đắk Nông), Nam Trung Bộ (từ Bình Định đến Bình Thuận), và Nam Bộ (các tỉnh Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ).



Hình 3-1: Phân 6 vùng hệ thống điện Việt Nam

3.2. Công cụ tính toán

Nghiên cứu sử dụng kết hợp 3 công cụ tính toán sau:

+ BALMOREL:

Để tính toán mở rộng công suất trong tương lai của hệ thống điện, đề án sử dụng mô hình BALMOREL. Đây là mô hình do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ cho Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo thông qua Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Đan Mạch. Mô hình BALMOREL Việt Nam đã được sử dụng để tính toán lập Báo cáo triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019 và Quy hoạch Điện 8.



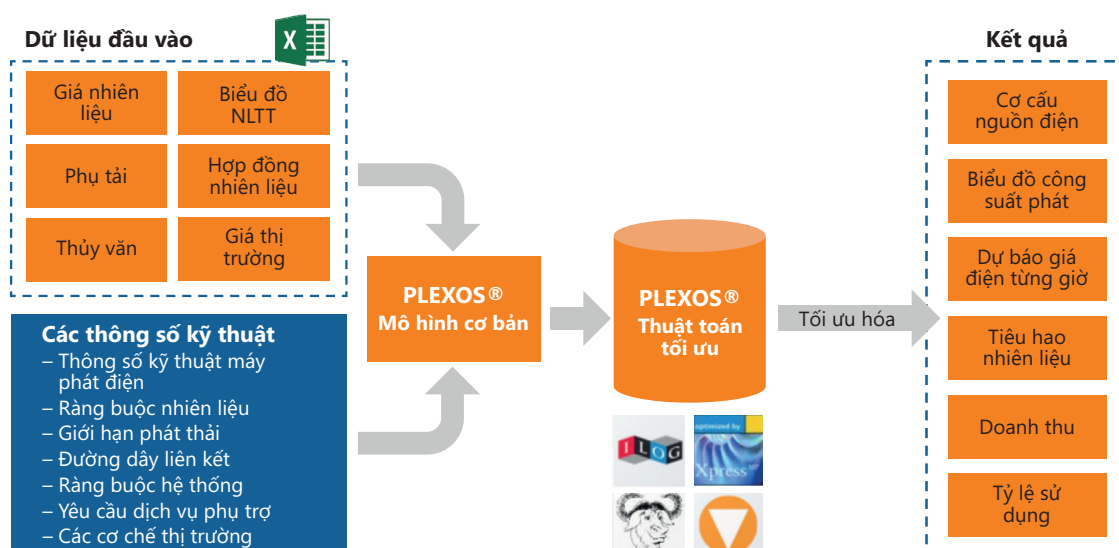
Hình 3-2: Phương pháp luận tính toán mở rộng công suất nguồn điện và truyền tải điện của mô hình BALMOREL

Mô hình BALMOREL được phát triển bởi Hans Ravn, là mô hình mã nguồn mở, sử dụng phần mềm GAMS và SOLVER để giải bài toán tối ưu. Mô hình có thể mô phỏng theo từng giờ hoặc tập hợp thời gian để giảm thời gian chạy. Hệ thống được chia thành các vùng liên kết với nhau bởi các đường dây truyền tải đơn giản hóa theo công suất, số vùng có thể mô phỏng lên tới 52 vùng. Mô hình có khả năng mô phỏng phụ tải đàn hồi, đáp ứng phía cầu, thị trường mô phỏng là thị trường giao ngay cạnh tranh hoàn hảo. Sự biến thiên của phụ tải, điện gió và điện mặt trời có thể được mô phỏng thành 8670 giờ trong năm, do đó sử dụng mô hình BALMOREL là phù hợp cho tính toán quy hoạch nguồn điện dài hạn có quy mô lớn điện gió và mặt trời.

BALMOREL hiện đã được sử dụng tại hơn 30 quốc gia trên thế giới để tính toán quy hoạch và lập báo cáo triển vọng, được ứng dụng ở một số nước lớn như: thị trường điện Châu Âu, Trung Quốc, Nam Phi, Anh, Indonesia, Mexico, thị trường điện Đông Phi, và Canada.

+ PLEXOS:

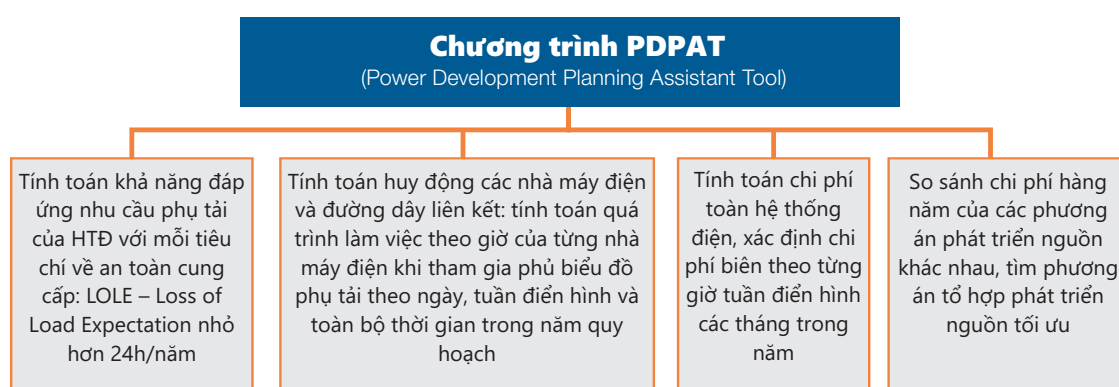
Song song với việc sử dụng mô hình BALMOREL để tính toán mở rộng công suất, nghiên cứu sử dụng mô hình PLEXOS để so sánh và thống nhất kết quả từ mô hình BALMOREL. Phần mềm PLEXOS được cung cấp trên toàn cầu để lập mô hình thị trường điện thương mại như một công cụ mô phỏng. Được phát triển bởi Energy



Exemplar, phần mềm có thể được sử dụng để lập kế hoạch mở rộng công suất, phát điện, mô hình hóa và dự báo giá năng lượng và chi phí sản xuất trong tương lai, mô hình hóa các nguồn năng lượng thủy điện, công nghệ lưu trữ năng lượng và hệ thống lưới điện thông minh, và để phân tích quy hoạch đầu tư truyền tải điện và rủi ro hệ thống năng lượng. Về cơ bản, mục tiêu của phần mềm là cung cấp hỗ trợ cho quyết định đầu tư và vận hành, mô hình hóa các kịch bản, phân tích dòng điện và đưa ra phân tích dự phòng. Một trong những trường hợp nghiên cứu được sử dụng rộng rãi nhất là nghiên cứu tác động của sản xuất điện tái tạo đến hệ thống điện và thị trường. Phần mềm mô phỏng PLEXOS được sử dụng ở 47 quốc gia và người dùng bao gồm các nhà hoạch định và quản lý chính sách, nhà điều hành, công ty phát điện, công ty vận hành hệ thống truyền tải, công ty sản xuất và xây dựng, nhà tư vấn, nhà phân tích và nhà nghiên cứu.

+ PDPAT:

Để tính toán huy động nguồn điện theo từng giờ, đề án sử dụng mô hình PDPAT (Power Development Planning Assistant Tool). PDPAT là mô hình được hỗ trợ từ Viện nghiên cứu năng lượng Nhật Bản cho Việt Nam xây dựng QHĐ trong các giai đoạn trước. Mô hình mô phỏng tổ hợp nguồn phát của toàn hệ thống điện, bao gồm nhiều hệ thống con (tối đa 10 hệ thống con) liên kết với nhau bằng các đường dây truyền tải, có thể tính toán cân bằng nguồn tải hệ thống trên cơ sở điều độ kinh tế các nhà máy điện và đường dây truyền tải liên miền. Đến nay mô hình PDPAT đã được cải thiện đáng kể về tính năng mô phỏng điện gió và mặt trời. Kết quả tính toán cơ cấu công suất nguồn từ mô hình BALMOREL sẽ được đưa vào mô hình PDPAT để tính toán huy động nguồn, cân bằng công suất, và tính toán độ tin cậy cung cấp điện LOLE theo từng vùng.



Hình 3-3: Các chức năng tính toán của mô hình PDPAT

3.3. Các thông số đầu vào

a) Các thông số kinh tế kỹ thuật của các loại hình công nghệ sản xuất điện

Các thông số kinh tế kỹ thuật của các loại hình công nghệ được trình bày dưới đây sử dụng theo Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ Việt Nam năm 2019. Các thông số đưa vào mô hình tính toán quy hoạch đã được nhóm đề án lựa chọn và đánh giá có khả năng xảy ra cao trong tương lai. Các chi phí đều được quy về USD năm 2016, không tính trượt giá hàng năm.

Bảng 3-1: Các thông số kinh tế - kỹ thuật của các loại hình công nghệ sản xuất điện dự kiến trong giai đoạn quy hoạch

Loại công nghệ	Năm bắt đầu vận hành	Chi phí xây dựng (bao gồm IDC) (kUSD/MW)	Chi phí O&M cố định (kUSD/MW)	Chi phí O&M biến đổi (USD/MWh)	Hiệu suất (%)	Đời sống kỹ thuật (Năm)
Điện hạt nhân	2030 – 2045	5950	69,33	2,62	33%	50
NĐ than cận tới hạn	2020–2029	1515	30,5	2,3	36%	30
	2030–2045	1503	29,5	2,1	36%	30
NĐ than siêu tới hạn	2020–2029	1814	32,2	2,28	38%	30
	2030–2045	1776	31,5	2,2	39%	30
NĐ than trên siêu tới hạn	2030–2045	1998	42,9	2,0	43%	30
NĐ than trên siêu tới hạn cải tiến	2035–2045	2500	50,9	2,0	50%	30
NĐ than cận tới hạn bắt CO ₂	2030–2045	5340	109,6	2,28	36%	30
Tua bin khí hỗn hợp	2020–2029	930	29,35	2,19	58%	25
	2030–2045	870	28,50	2,0	60%	25
Thủy điện nhỏ	2020–2045	1762	38,00	0,46	FLHs	50
TB gió onshore cao (vùng gió ≥ 6m/s)	2020–2024	1650	40,86	4,24	FLHs	27
	2025–2029	1474	38,54	3,99	FLHs	29
	2030–2039	1348	36,18	3,73	FLHs	30
	2040–2045	1245	33,99	3,46	FLHs	30
TB gió onshore trung bình (vùng gió 5,5-6m/s)	2020–2024	1947	47,88	4,96	FLHs	27
	2025–2029	1738	45,44	4,70	FLHs	29
	2030–2039	1531	42,91	4,43	FLHs	30
	2040–2045	1378	40,77	4,15	FLHs	30
TB gió onshore thấp (vùng gió 4,5-5,5m/s)	2020–2024	2038	50,11	5,2	FLHs	27
	2025–2029	1820	47,56	4,92	FLHs	29
	2030–2039	1602	44,92	4,63	FLHs	30
	2040–2045	1493	42,67	4,34	FLHs	30
TB gió offshore (móng cố định)	2020–2024	3110	81,0	3,70	FLHs	27
	2025–2029	3040	75,3	3,40	FLHs	27
	2030–2039	2573	43,0	3,10	FLHs	30
	2040–2045	2390	39,5	2,80	FLHs	30
TB gió offshore (móng nổi)	2020–2024	4310	138,9	3,70	FLHs	27
	2025–2029	4210	129,2	3,40	FLHs	27
	2030–2039	3614	60,4	3,10	FLHs	30
	2040–2045	2677	44,2	2,80	FLHs	30
Điện mặt trời quy mô lớn	2020–2024	1119	9,20	-	FLHs	25
	2025–2029	1003	8,25	-	FLHs	25
	2030–2039	886	7,30	-	FLHs	25
	2040–2045	786	6,75	-	FLHs	25
NM điện địa nhiệt	2020–2029	2983	20,00	0,37	10%	30
	2030–2045	2671	18,50	0,34	11%	30
Điện sinh khối	2020–2029	2010	47,60	3,00	31%	25
	2030–2045	1892	43,80	2,80	31%	25
Điện rác thải (đốt rác trực tiếp)	2020–2029	4986	234,70	24,10	28%	25

Loại công nghệ	Năm bắt đầu vận hành	Chi phí xây dựng (bao gồm IDC) (kUSD/MW)	Chi phí O&M cố định (kUSD/MW)	Chi phí O&M biến đổi (USD/MWh)	Hiệu suất (%)	Đời sống kỹ thuật (Năm)
	2030–2045	4563	224,80	23,40	29%	25
Điện thủy triều	2020–2045	2961	21,75	4,00	FLHs	30
Điện mặt trời áp mái	2020–2024	1119	18,56		FLH	20
	2025–2029	1003	16,53		FLH	20
	2030–2039	886	14,51		FLH	20
	2040–2045	786	12,91		FLH	20
Động cơ đốt trong dùng LNG (ICE)	2021–2029	740	15	5,0	47,5%	25
	2030–2039	690	13,6	4,5	48%	25
	2040–2045	650	13,5	4,4	48,5%	25
Tua bin khí chu trình đơn	2021–2029	620	23,2		33%	25
	2030–2039	580	22,5		36%	25
	2040–2045	540	21,8		39%	25

Nguồn: Báo cáo dữ liệu mô hình Balmore và tiềm năng công nghệ sản xuất điện Việt Nam, 2019, Cục Điện lực và NLTT. Các chi phí đều quy về USD năm 2016, không tính trượt giá hàng năm

Bảng 3-2: Thông số kinh tế-kỹ thuật của pin tích năng (loại pin Lithium-ion).

	Năm bắt đầu vận hành	Chi phí đầu tư phần pin (bao gồm IDC) (kUSD/MWh)	Chi phí đầu tư phần inverter (bao gồm IDC) (kUSD/MW)	Chi phí O&M cố định (kUSD/MW)	Chi phí O&M biến đổi (USD/MWh)	Hiệu suất (%)	Đời sống kỹ thuật (năm)
Pin tích năng	2020–2029	280	310	0,62	2,28	91%	20
	2030–2039	210	200	0,62	2,06	92%	25
	2040–2045	150	150	0,62	1,83	92%	30

Nguồn: Báo cáo dữ liệu mô hình Balmore và tiềm năng công nghệ sản xuất điện Việt Nam, 2019, Cục Điện lực và NLTT

Bảng 3-3: Các thông số kinh tế – kỹ thuật của các dự án thủy điện tích năng

Dự án (vùng)	Vốn đầu tư xây dựng (triệu USD)	Suất vốn đầu tư (kUSD/MWh)	Công suất đặt (MW)	Công suất tích trữ (MWh)	MWh/ MW
TĐTN Mộc Châu (Bắc Bộ)	653	106	900	6178	6,9
TĐTN Đông Phú Yên (Bắc Bộ)	1064	118	1200	8984	7,5
TĐTN Tây Phù Yên (Bắc Bộ)	1070	143	1000	7500	7,5
TĐTN Châu Thôn (Bắc Trung Bộ)	1116	149	1000	7500	7,5
TĐDTN Đơn Dương (Nam Trung Bộ)	1120	125	1200	8956	7,5
TĐTN Ninh Sơn (Nam Trung Bộ)	1023	114	1200	8948	7,5
TĐTN Hàm Thuận Bắc (Nam Trung Bộ)	1011	113	1200	8948	7,5
TĐTN Bắc Ái (Nam Trung Bộ)	1008	109	1200	9247	7,7

Nguồn: Vietnam Pumped Storage Power Development Strategy, Lahmeyer International – WB, chi phí quy về mặt bằng giá năm 2016

Bảng 3-4: Thông số huy động tổ máy của các nhà máy nhiệt điện hiện trạng và dự kiến trong giai đoạn quy hoạch

Loại công nghệ	Công suất tổ máy (MW)	Chi phí khởi động (USD/MW)	Công suất phát cực tiểu (% of MW)	Tốc độ tăng giảm tải (% công suất tổ máy/phút)	Thời gian tối thiểu để khởi động (giờ)	Thời gian tối thiểu để ngừng máy (giờ)
Điện hạt nhân	1000	260	50%	1.2	6	6
NĐ cận tối hạn	600	180	60%–30%	0.6–2.4	4	2
NĐ siêu tối hạn	600	180	60%–30%	0.6–2.4	4	2
NĐ trên siêu tối hạn	600	180	40%–30%	3.0	4	2
TBKHH	250	131	45%–20%	4.2–12	3	2
Động cơ ICE	20	0	10%	100	0,08	0,08
TBK đơn	50	24	20%–15%	20	0,5	0,5
Điện sinh khối	25	180	40%–30%	6	4	2

Nguồn: Báo cáo dữ liệu mô hình Balmore và cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam, 2019, Cục Điện lực và NLTT. Số sau là thông số dự báo cho năm 2045.

Bảng 3-5: Hệ số phát thải khí ô nhiễm của các loại hình nguồn điện

Nhiên liệu	CO ₂ kg/GJ	SO ₂ kg/GJ	NO ₂ g/GJ	Bụi (tổng) g/GJ
Than Antraxit- lò CFB	88,89	0,04	30,8	8,22
Than Antraxit- lò PC	96,10	0,06	168	8,89
Than Bitum – lò PC	96,10	0,07	130	5,56
Khí tự nhiên – CCGT	55,82	0,00	68	0,00
Khí tự nhiên – ICE	55,82	0,006	150	0,00
Khí tự nhiên – SCGT	55,82	0,00	80	0,00
Dầu FO	76,88	0,41	108,4	3,56
Dầu DO	76,88	0,21	108,4	3,56

Nguồn: AP 42 US EPA, Văn bản số 330/BĐKH-GNPT ngày 29/3/2019 của Bộ TNMT và hệ số phát thải lưới điện Việt Nam năm 2017, Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam 2019. Hệ số phát thải áp dụng cho các nhà máy đã có sử dụng thiết bị xử lý khói thải

b) Dự báo giá nhiên liệu cho sản xuất điện

Dự báo giá nhiên liệu cho sản xuất điện được tham khảo theo tài liệu dự báo giá nhiên liệu của “Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam năm 2019” do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, đồng thời có cập nhật giá nhiên liệu nhập khẩu theo các dự báo ngắn hạn của WB, IMF, cập nhật các dự báo giá nhiên liệu trong nước.

Giá than, LNG và giá dầu thô thế giới được dự báo theo kịch bản chính sách mới trong báo cáo triển vọng năng lượng thế giới năm 2019 của cơ quan năng lượng thế giới (IEA). Đây được gọi là kịch bản dự báo giá nhiên liệu cơ sở của đề án.

Giá nhiên liệu sơ cấp cho sản xuất điện được tính toán đến nhà máy điện và được quy về giá trị tiền USD năm 2016 (không tính trượt giá hàng năm).

Kết quả dự báo xem trong bảng và hình sau:

Bảng 3-6: Dự báo giá nhiên liệu sơ cấp đến các nhà máy điện (kịch bản dự báo cơ sở)

Loại nhiên liệu	Nhiệt trị (Kcal/kg)	2020	2025	2030	2035	2040	2050
		giá nhiên liệu (USD/tấn)					
Than cám 4b_5	5200	73,0	70,6	76,4	77,7	78,9	81,5
Than cám 6	4500	61,9	59,9	64,8	65,9	66,9	69,1
Than cám 7	3900	52,6	50,9	55,0	55,9	56,9	58,7
Than nhập khẩu	6000	89,0	86,2	97,9	99,4	100,9	104,0
Dầu FO	10533	386,1	420,3	587,3	642,5	684,7	684,7
Dầu DO	10724	670,8	729,9	1020,0	1115,7	1189,8	1189,8
Nhiên liệu khí quy về khí hydro cacbon (41MJ/m ³ -HHV)	(0.03895 MMBTU/m ³)	Giá nhiên liệu khí (USD/MMBTU)					
Khí Đồng Nam Bộ		7,95	9,98	11,33	11,42	11,42	11,42
Khí Tây Nam Bộ+mua Malay		7,60	9,88	11,80	11,80	11,89	11,89
Khí Lô B		10,89	10,89	10,89	10,89	10,89	10,89
Khí Cá Voi Xanh		9,05	9,05	9,05	9,05	9,05	9,05
Khí LNG		10,40	11,00	11,80	11,80	11,90	11,90

Nguồn: International Energy Outlook 2019, EIA

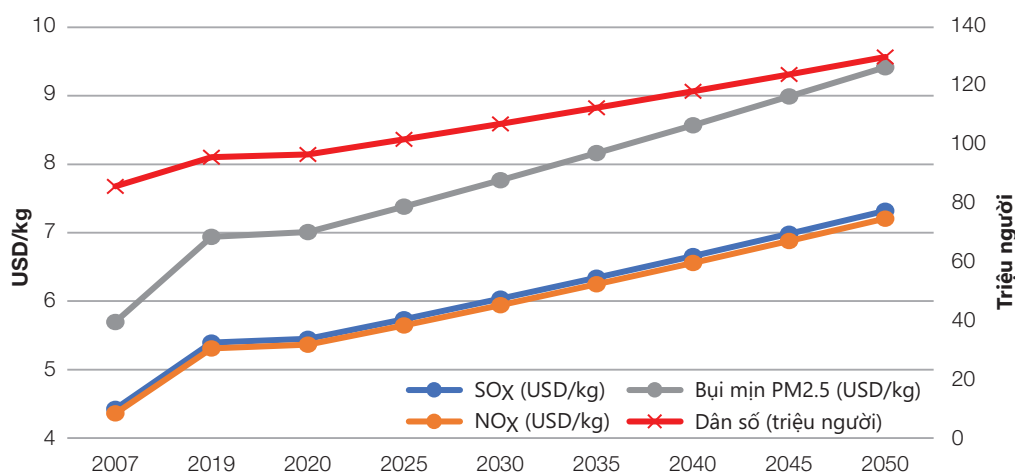
Báo cáo dự báo nhiên liệu – Báo cáo triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019, DEA,

Dự báo giá nhiên liệu thế giới của World Bank,

Thỏa thuận giá khí của các mỏ dự kiến phát triển, công thức giá khí LNG nhập khẩu đến nhà máy điện PVN và các chủ đầu tư.

c) Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải

Căn cứ theo các tài liệu tính toán chi phí ngoại sinh cho Việt Nam của các tổ chức quốc tế như: “Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy” – Måns Nilsson, Report to the Asian Development Bank; January 25, 2007 MS, tài liệu “Getting Energy Prices Right – from principle to practice” do Quỹ tiền tệ thế giới xuất bản năm 2014. Đề án dự kiến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải SO_x, NO_x và PM2.5 như sau (giá dự báo trong tương lai sẽ tăng theo tỷ lệ tăng dân số của Việt Nam):



Hình 3-4: Dự báo chi phí ngoại sinh các loại hình phát thải

Nguồn: Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy – ADB, 2007, và Getting Energy Prices Right – from principle to practice – IMF, 2014

Đối với chi phí ngoại sinh từ phát thải CO₂: căn cứ theo website thị trường giao dịch CO₂ thế giới <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures>, giá CO₂ trên thị trường năm 2019 trung bình là 0,3–0,5 USD/tấn, mức giá này tương đối thấp do hiện nay thị trường CO₂ đã gần như bão hòa và ít giao dịch. Hiện nay tại Việt Nam, việc đầu tư các loại hình nguồn điện vẫn được quy hoạch tập trung, do đó chi phí ngoại sinh của khí thải CO₂ sẽ được lấy theo giá CO₂ trên thị trường chung. Do phương thức sử dụng năng lượng tại các nước trên thế giới đều đã thay đổi (chuyển từ than sang khí và năng lượng tái tạo), nên giá CO₂ thị trường dự kiến sẽ không tăng cao như các giai đoạn trước. Vì vậy, để án dự kiến lấy chi phí ngoại sinh của CO₂ là 0,4 USD/tấn (bằng giá trung bình thị trường năm 2019), giá CO₂ các năm tiếp theo trong giai đoạn quy hoạch sẽ được giả thiết duy trì ở mức 0,4 USD/tấn.

Đối với chi phí xử lý tấm pin năng lượng mặt trời khi kết thúc dự án được tham khảo trong tài liệu End_of_life management for Solar PV panels – IRENA, 6/2016. Theo đó dự kiến chi phí xử lý tấm pin mặt trời khi kết thúc dự án là 200 Euro/tấn (tương đương 0,0206 MUSD/MW). Chi phí này sẽ được đưa vào chi phí đầu tư của điện mặt trời.

Chi phí xử lý hóa chất sử dụng trong pin tích năng Li-lon khi kết thúc đời sống dự án là 5000 USD/tấn (theo thông tin do Phòng thí nghiệm quốc gia Argonne Lab (Mỹ).

Chi phí sử dụng đất sẽ được tính toán thêm vào chi phí của các loại hình năng lượng tái tạo có quy mô chiếm đất lớn như điện mặt trời trên mặt đất.

Bảng 3-7: Chi phí sử dụng đất cho các công trình điện mặt trời quy mô lớn

TT	Vùng	Chi phí sử dụng đất trung bình (USD/m ²)
1	Bắc Bộ	2,75
2	Bắc Trung Bộ	2,88
3	Trung Trung Bộ	2,57
4	Tây Nguyên	4,57
5	Nam Trung Bộ	6–8,5
6	Nam Bộ	6–10,3

Nguồn: các quyết định của UBND các tỉnh về bảng giá đất cập nhật đến tháng 1/2020

d) Dự báo chi phí xây dựng và tổn thất lưới điện truyền tải liên vùng

Dựa trên khoảng cách truyền tải giữa các vùng, chi phí đầu tư mới lưới điện truyền tải liên vùng xem trong bảng sau:

Bảng 3-8: Chi phí đầu tư mới lưới điện và tổn thất truyền tải điện liên vùng

Liên kết liên vùng	Điện áp liên kết (kV)	Chiều dài (km)	Chi phí đầu tư (\$/MW)	Tổn thất truyền tải
Bắc Bộ – Bắc Trung Bộ	500	330	238000	3,2%
Bắc Trung Bộ – Trung Trung Bộ	500	450	310000	3,6%
Trung Trung Bộ – Tây Nguyên	500	200	160000	2,5%
Trung Trung Bộ – Nam Trung Bộ	500	420	292000	3,8%
Tây Nguyên – Nam Bộ	500	300	220000	3,5%
Nam Trung Bộ – Nam Bộ	500	250	190000	3,0%
Tây Nguyên – Nam Trung Bộ	500	300	220000	2,4%

Nguồn: Đơn giá đầu tư của Sumitomo và ABB, kết hợp đơn giá đầu tư các dự án tại Việt Nam. Kết quả nghiên cứu tổn thất truyền tải từ mô hình PSS/E

3.4. Các điều kiện tính toán

a) Tiến độ vào vận hành của các dự án chắc chắn xây dựng

Đề án cập nhật tiến độ triển khai của các dự án đã có trong QHĐ7HC, những dự án nhà máy điện có tiến độ dự kiến vào vận hành trong giai đoạn 2021–2025 được coi là những dự án chắc chắn xây dựng và sẽ được cam kết xây dựng trong mô hình.

Bảng 3-9: Tiến độ các dự án nhiệt điện khí được cam kết xây dựng

TT	NĐ khí trong nước (Tên nhà máy, mỏ khí)	Công suất đặt (MW)	Tiến độ theo QHĐ7ĐC	CĐT, Tình hình hiện tại	Tiến độ cập nhật
1	TBKHH Dung Quất I (CVX)	750	2023	BOT, quy hoạch	2026
2	TBKHH Dung Quất II (CVX)	750	2024	EVN, Lập FS	2024
3	TBKHH Dung Quất III (CVX)	750	2026	EVN, Lập FS	2025
4	TBKHH miền Trung I (CVX)	750	2023	PVN, Lập FS	2024
5	TBKHH miền Trung II (CVX)	750	2024	PVN, Lập FS	2025
6	TBKHH Quảng Trị (Báo Vàng)	340	2024	Bổ sung QHĐ7ĐC	2026
7	TBKHH Ô Môn III (Lô B)	1050	2020	EVN, Đàm phán vay vốn ODA	2025
8	TBKHH Ô Môn IV (Lô B)	1050	2021	EVN, Đang xây dựng	2023
9	TBKHH Ô Môn II (Lô B)	1050	2026	BOT, lập FS	2026
10	TBKHH Nhơn Trạch 3&4 (sử dụng LNG nhập khẩu)	2x750	2021–2022	Đã ký hợp đồng mua bán điện	2023–2024
Tổng		8740			

Nguồn: Cập nhật tiến độ của EREA và Ban Chỉ đạo Quốc gia về PTĐL – tháng 4/2020. Tạo thuận lợi cho khai thác các mỏ khí trong nước, các nhà máy điện sử dụng khí nội đã được quy hoạch đều được cam kết xây dựng trong mô hình

Bảng 3-10: Tiến độ các dự án nhiệt điện than được cam kết xây dựng

TT	Tên NMNĐ than	Công suất (MW)	Tiến độ theo QHĐ7ĐC	Tình hình hiện tại	Tiến độ điều chỉnh
1	NĐ Na Dương II	110	2019	Đang xây dựng và thu xếp vốn	Quý I/2023
2	NĐ An Khánh II	650	2022	Đang lập FS	T6/2023
3	NĐ Thái Bình 2	2x600	2017–2018	Đang xây dựng, dự kiến sử dụng than trộn	T1/2021+T6/2021
4	NĐ Hải Dương	2x600	2020–2021	Đang xây dựng, dự kiến sử dụng than trộn	T1/2021+ T6/2021
5	NĐ Nam Định I	2x600	2021–2022	Ký BOT và PPA, dự kiến sử dụng than trộn	T12/2024+T6/2025
6	NĐ Nghi Sơn II	2x600	2021–2022	Đang xây dựng	T6/2022+T12/2022
7	NĐ Vũng Áng II	2x600	2021–2022	Ký BOT	T1/2025+T6/2025
8	NĐ Quảng Trạch I	2x600	2021–2022	Duyệt TKCS	T1/2024+ T6/2024
9	NĐ Quảng Trạch II	2x600	2028+2029	Đang lập FS	2025
10	NĐ Vân Phong	2x660	2022–2023	Ký PPA	T6/2023+ T1/2024
11	NĐ Vĩnh Tân III	3x660	2022–2023	Đàm phán BOT	T6/2025+T1/2026
12	Duyên Hải II	2x600	2021	Đang xây dựng	2021–2022
13	Sông Hậu I	2x600	2019	Đang xây dựng	2021–2022
14	Long Phú I	2x600	2019	Đang xây dựng	2024–2025
15	Sông Hậu II	2x1000	2021–2022	Đàm phán BOT	2025
Tổng		18060			

Nguồn: Cập nhật tiến độ của EREA và Ban Chỉ đạo Quốc gia về PTĐL – tháng 4/2020

Bảng 3-11: Nguồn điện gió và mặt trời được cam kết xây dựng trong mô hình

Đơn vị: MW

Nguồn điện	Đã vào vận hành	Đã ký PPA (chưa vào vận hành)	Đã bổ sung quy hoạch (chưa ký PPA)	Đăng ký đầu tư chưa bổ sung QH	Quy mô được cam kết xây dựng đến 2025
Điện mặt trời + áp mái	5696	3450	3500 (dự kiến vào vận hành năm 2020)	25300	14000
Điện gió onshore	377	748	10000 (dự kiến vào vận hành năm 2021)	30300	5000

Nguồn: Cập nhật tiến độ từ EVN, Cục DL và NLTT – tháng 6/2020, nguồn ĐMT áp mái đang được khuyến khích giá FIT cao, theo EVN có thể tăng thêm 2 GW giai đoạn đến 2025

b) Giới hạn cung cấp nhiên liệu sơ cấp trong nước

Khả năng cung cấp than trong nước và khí trong nước cho sản xuất điện được lấy theo các tài liệu: Quy hoạch phát triển ngành than đến 2030, Quy hoạch phát triển ngành khí đến 2035, Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn đến 2035, Đề án phát triển thị trường năng lượng cạnh tranh đến năm 2025, tầm nhìn đến 2030. Theo đó, khả năng cung cấp than và khí trong nước được đưa vào mô hình như sau:

Bảng 3-12: Giới hạn cung cấp nhiên liệu trong nước

Năm	Than trong nước (triệu tấn/năm)	Khí trong nước (tỷ m ³ /năm)
2020	35	7,7
2025	36,3	14,6
2030	39,8	9,2
2035	39,5	7,7
Sau 2035	39,5 (giả thiết của đề án)	7,7 (duy trì khai thác khí Lô B, CVX)

c) Quy mô tiềm năng xây dựng các loại hình nguồn điện đưa vào mô hình

Đề án đánh giá quy mô tiềm năng xây dựng các nguồn nhiệt điện than và TBKHH – LNG trong hệ thống thông qua tổng hợp các dự án đăng ký đầu tư và đánh giá sơ bộ các vị trí có tiềm năng xây dựng tại các tỉnh ven biển. Tổng hợp quy mô tiềm năng (các dự án thí sinh) được đưa vào mô hình như sau:

Bảng 3-13: Quy mô tiềm năng xây dựng nguồn nhiệt điện than và TBKHH – LNG nhập khẩu

Vùng	Nhiệt điện than nhập	TBKHH – LNG nhập khẩu
Bắc Bộ	19100	29000
Bắc Trung Bộ	6050	11000
Trung Trung Bộ	9200	16000
Nam Trung Bộ	9200	21750
Nam Bộ	16200	34250
Tổng (MW)	59750	112000

Đối với tiềm năng NLTT, quy mô tiềm năng được đưa vào theo tiềm năng kinh tế-kỹ thuật đã được đánh giá trong đề án “Quy hoạch phát triển NLTT toàn quốc đến 2035” do Viện Năng Lượng lập năm 2018.

Bảng 3-14: Quy mô tiềm năng xây dựng nguồn NLTT được đưa vào mô hình

Vùng	Gió ngoài khơi	Gió on shore (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	14600	10724	1611	1474	359	918	255	530
Bắc Trung Bộ	5000	10717	3350	5542	548	242	65	239	51	
Trung Trung Bộ	0	11235	10300	3521	336	410	33	120	77	5
Tây Nguyên	0	74386	117600	2448	663	384	14	128	0	
Nam Trung Bộ	118000	34764	81000	4165	521	278	46	162	60	15
Nam Bộ	26200	73638	110000	22091	1638	70	999	388	18	
Tổng	162200	217305	336850	48491	5316	2860	1517	1957	461	550

Về nhập khẩu điện từ các nước láng giềng, tổng hợp thông tin các dự án tiềm năng nhập khẩu lên tới 19 GW từ Trung Quốc, Lào và Campuchia. Tuy nhiên việc nhập khẩu được hay không còn phụ thuộc vào điều kiện chính trị và hợp tác giữa các nước. Do vậy để đảm bảo an ninh năng lượng trong nước, đề án mô phỏng nhập khẩu cố định (Trung Quốc giữ như hiện trạng – 700 MW, Lào nhập khẩu theo biên bản ghi nhớ giữa chính phủ Việt Nam và Lào năm 2016 – khoảng 3000 MW vào năm 2025 và khoảng 5000 MW vào năm 2030). Tổng nhập khẩu đến 2030 là 5500 MW với điện năng khoảng 21–22 tỷ kWh/năm.

Điện hạt nhân cũng được đưa vào mô phỏng trong mô hình theo 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), theo Quyết định số 906/QĐ-TTg ngày 17/6/2010 của Thủ tướng Chính phủ về quy hoạch định hướng phát triển điện hạt nhân.

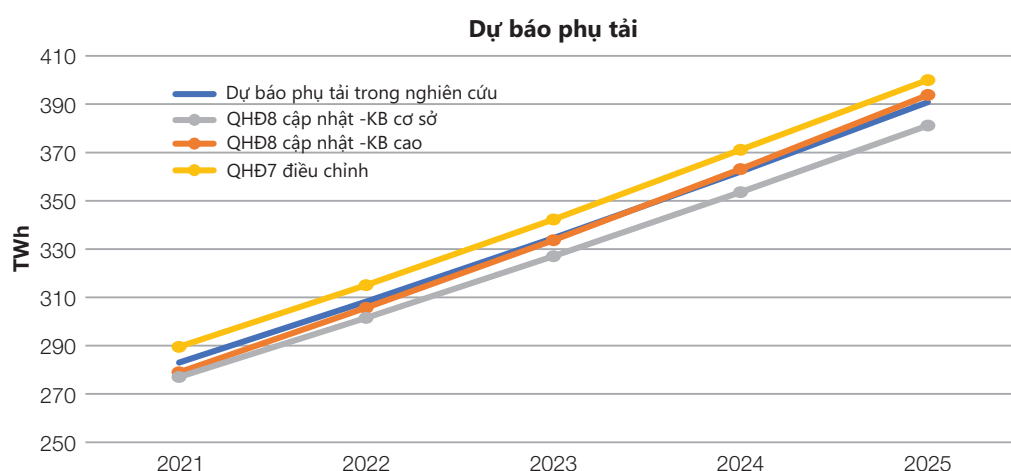
Các nhà máy điện sử dụng động cơ ICE có thể đặt ở xa kho cảng nhập LNG và nhiên liệu có thể vận chuyển bằng xe bồn, xà lan, hoặc đường ống khí. Vì vậy nguồn điện ICE có thể xây dựng ở cả 6 vùng, tùy theo nhu cầu của hệ thống và sẽ do mô hình lựa chọn.

d) Dự báo nhu cầu phụ tải điện giai đoạn đến 2050

Đề án dựa trên cơ sở dự thảo dự báo phụ tải lần 1 của QHĐ8 (tháng 2/2020) để tính toán khả năng phát triển cho nguồn điện ICE trong hệ thống. Đến thời điểm tháng 6/2020, QHĐ8 đã hiệu chỉnh lại dự báo nhu cầu phụ tải do ảnh hưởng tác động của COVID-19. So sánh phụ tải dự báo sử dụng cho đề án và phụ tải cập nhật của QHĐ8 như sau:

Bảng 3-15: Nhu cầu điện năng sản xuất toàn quốc theo các kịch bản dự báo đến năm 2050 – Đơn vị: TWh

Kịch bản dự báo phụ tải	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Dự báo phụ tải trong nghiên cứu	283,0	390,8	555,2	714,9	866,8	1001,6	1093,9
PDP8 cập nhật – kịch bản cao	279,0	393,8	569,7	746,7	916,3	1074,2	1199,9
PDP8 cập nhật – kịch bản cơ sở	277,0	381,1	536,6	687,8	829,3	959,4	1062,5



Hình 3-5: So sánh dự báo phụ tải giai đoạn 2021–2025 của các kịch bản dự báo

Trong giai đoạn ngắn hạn 2021–2025, dự báo nhu cầu phụ tải sử dụng cho đề án tương đương với kịch bản cao của QHĐ8 cập nhật. Về dài hạn, nhu cầu dự báo của đề án tương đương và cao hơn không quá lớn so với kịch bản cơ sở của QHĐ8 cập nhật. Quy mô dự báo phụ tải của đề án lựa chọn vẫn nằm trong dải dự báo của QHĐ8 cập nhật (giữa kịch bản cao và kịch bản cơ sở).

Nguồn điện ICE có khả năng xây dựng nhanh nên có thể đáp ứng nguy cơ thiếu điện trong ngắn hạn nếu xảy trường hợp phụ tải phát triển theo kịch bản cao. Vì vậy đề án lựa chọn tính toán khả năng xây dựng nguồn điện ICE với phụ tải dự báo như đã đề xuất để tăng thêm khả năng đảm bảo độ dự phòng cung cấp điện cho hệ thống (đặc biệt trong giai đoạn ngắn hạn).

Chương 4. Phân tích khả năng vào vận hành của nguồn điện động cơ ice trong hệ thống điện việt nam

4.1. Tính toán mở rộng công suất nguồn điện hệ thống điện Việt Nam giai đoạn đến năm 2050

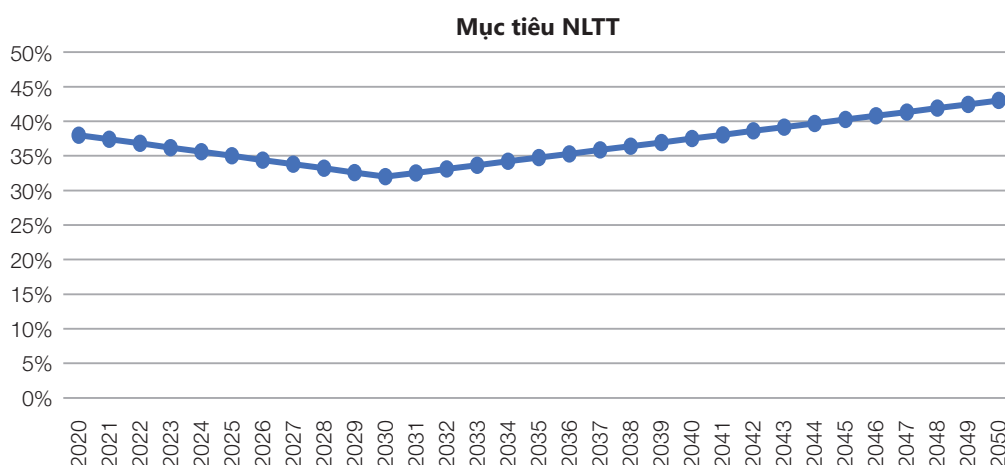
4.1.1. Các kịch bản phát triển nguồn điện

Để có thể đánh giá khả năng phát triển của nguồn điện linh hoạt (động cơ ICE), đề án xây dựng các kịch bản phát triển nguồn điện khác nhau. Ba nhóm kịch bản sẽ được phân tích bao gồm: kịch bản dài hạn, kịch bản trung hạn và kịch bản ngắn hạn:

a) Nhóm kịch bản tính toán dài hạn:

Trong nhóm kịch bản này, đề án xem xét khả năng phát triển của các loại nguồn điện từ năm 2020 đến năm 2050 trong trường hợp không xét chính sách và có xét chính sách hiện hành về mục tiêu năng lượng tái tạo. Các kịch bản tính toán dài hạn đều đưa vào mô hình các dự án được cam kết xây dựng. Đề án dự kiến các dự án cam kết xây dựng là những dự án đã được phê duyệt vào QHĐ7ĐC và có đánh giá tiến độ vào vận hành trong giai đoạn 2021–2025 (cụ thể trình bày trong Chương 3). Như vậy có 3 kịch bản tính toán dài hạn với các thông số đầu vào cơ sở (năm nước trung bình, chi phí đầu tư cơ sở, dự báo giá nhiên liệu cơ sở như đã trình bày trong Chương 3). Đề án sẽ lựa chọn 1 kịch bản cơ sở là kịch bản phát triển cho chương trình phát triển nguồn điện của Việt Nam giai đoạn đến năm 2050.

- **Kịch bản 1A (LT1A)** – Kịch bản phát triển thông thường, không xét chi phí ngoại sinh: Đây là kịch bản không xét đến chính sách về mục tiêu năng lượng tái tạo, các loại hình nguồn điện được lựa chọn phát triển trong tương lai hoàn toàn dựa trên việc cạnh tranh về mặt chi phí, không xét chi phí ngoại sinh trong hàm mục tiêu của mô hình.
- **Kịch bản 1B (LT1B)** – Kịch bản phát triển thông thường, có xét chi phí ngoại sinh: Không xét đến chính sách về mục tiêu năng lượng tái tạo, nhưng có xét chi phí ngoại sinh trong hàm mục tiêu của mô hình. Các chi phí ngoại sinh được xét đến bao gồm chi phí phát thải CO₂, SO_x, NO_x và PM2.5.
- **Kịch bản 2B (LT2B)** – Kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo phù hợp với Chiến lược phát triển NLTT và Nghị quyết 55-NQ/TW, có xét chi phí ngoại sinh: Kịch bản được đưa thêm ràng buộc về mục tiêu năng lượng tái tạo theo Chiến lược phát triển nguồn năng lượng tái tạo của Việt Nam giai đoạn đến 2030 định hướng đến 2050 (Quyết định 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015). Theo đó tỷ lệ điện năng sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo (bao gồm cả thủy điện lớn) trong tổng điện năng sản xuất điện toàn quốc sẽ đạt 38% năm 2020, đạt 32% năm 2030 và 43% năm 2050. Như vậy tỷ lệ điện năng từ năng lượng tái tạo sẽ giảm tuyến tính trong giai đoạn 2020-2030 và tăng tuyến tính trong giai đoạn 2031-2050, dự kiến đạt 34,8% năm 2035, 37,5% năm 2040 và 40,3% năm 2045. Tỷ lệ NLTT theo chiến lược này cũng phù hợp với Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị, trong đó quy định tỷ lệ nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 15–20% năm 2030 và 25–30% năm 2045, tương ứng tỷ lệ điện năng của năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc là khoảng 30% năm 2030 và 40% năm 2045.



Hình 4-1: Mục tiêu NLTT trong kịch bản LT2B

- **Kịch bản LT3** – Không phát triển ICE: Sau khi lựa chọn kịch bản phát triển nguồn điện dài hạn, để đánh giá hiệu quả của nguồn điện ICE trong hệ thống, dự án tính toán kịch bản không phát triển ICE (LT3). Kịch bản này được tính toán dựa trên kịch bản đã chọn, nhưng không bao gồm khoản đầu tư nguồn điện ICE vào hệ thống.

b) Nhóm kịch bản tính toán trung hạn và ngắn hạn

Trong các kịch bản trung hạn (2020–2030), công suất lắp đặt được tối ưu hóa với giả thiết không tính đến các dự án cam kết đến năm 2025 trong mô hình. Mục đích của các kịch bản này là giảm thiểu đầu tư, hạ giá thành sản xuất và tiết kiệm chi phí hệ thống điện.

Trong khi ở kịch bản ngắn hạn (2020–2025), mục đích là đánh giá khả năng thay thế của các dự án xây dựng nhanh, tức là các nhà máy điện ICE có thể được xây dựng chỉ trong vòng 1 năm và đáp ứng được tình trạng thiếu điện do chậm trễ nhiệt điện đến năm 2025.

3 kịch bản tính toán trung hạn và ngắn hạn bao gồm:

- **Kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do:** Không đưa các nguồn điện đang xây dựng và dự kiến vào vận hành đến năm 2025 vào cam kết xây dựng trong mô hình. Đây là kịch bản tối ưu hóa tự do với mục tiêu chỉ để xem xét cơ cấu nguồn có chi phí tối thiểu nhất và khả năng phát triển của nguồn điện ICE trong ngắn và trung hạn (đến năm 2030). Kịch bản này sẽ được tính toán để đề xuất sự thay đổi trong các dự án đã cam kết với chi phí hệ thống thấp hơn so với kế hoạch ngắn hạn / trung hạn hiện tại.
- **Kịch bản MT2_Tối ưu hoá tự do_Chi phí đầu tư NLTT thấp hơn:** Kịch bản này cũng không đưa các nguồn điện dự kiến vào vận hành đến năm 2025 vào cam kết xây dựng trong mô hình, và tính đến việc vốn đầu tư nguồn NLTT (gió, mặt trời) thấp hơn. Năng lượng tái tạo hiện là nguồn điện rẻ nhất tại hơn 2/3 quốc gia trên thế giới. Việt Nam sẽ trải qua một quá trình chuyển đổi tương tự trong những năm tới khi cơ chế đấu giá cạnh tranh được sử dụng cho các dự án năng lượng mặt trời và gió mới. Do đó, kịch bản này sẽ đưa ra cơ cấu công suất tối ưu trong trung hạn nếu chi phí đầu tư cho năng lượng mặt trời và gió thấp hơn số liệu dự báo trong các kịch bản dài hạn. Chi phí vốn đầu tư điện gió và mặt trời được lấy theo dự báo của Bloomberg New Energy Finance (BNEF) cho Việt Nam (6 tháng đầu năm 2020) như sau:

Bảng 4-1: Dự báo vốn đầu tư nguồn điện gió và mặt trời theo các kịch bản

Đơn vị: USD/kW

TT	Năm	Gió cao*	Gió trung bình*	Gió thấp*	Mặt trời
1	Kịch bản cơ sở				
	2020	1530	1800	1880	1080
	2025	1360	1600	1680	960
	2030	1240	1410	1480	840
2	Kịch bản MT2_ Free optimization _lower RE capex				
	2020	1500	1758	1840	1020
	2025	1317	1543	1615	757
	2030	1156	1355	1418	628

* Dựa trên tốc độ gió, 3 mức giá khác nhau được xem xét. Gió cao: tốc độ gió >=6m/s, gió trung bình: tốc độ gió 5.5–6m/s; gió thấp: tốc độ gió 4.5–5.5m/s.

- **Kịch bản ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết:** Kịch bản xem xét khả năng chậm tiến độ của các dự án đã cam kết xây dựng trong mô hình. Một số dự án nhiệt điện có khả năng chậm tiến độ hơn nữa so với đánh giá tiến độ trong các kịch bản chính như sau:

Bảng 4-2: Giả thiết tiến độ các nguồn đã cam kết xây dựng

Tên dự án	Công suất (MW)	Năm vào vận hành trong kịch bản cơ sở	Năm vào vận hành trong KB ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết
NĐ Thái Bình 2	2x600	2021	2023
NĐ Long Phú I	2x600	2024	2024–2025
TBKHH Nhơn Trạch 3&4	2x750	2023	2023–2024
NĐ Duyên Hải II	2x600	2021–2022	2022
NĐ Vĩnh Tân III	3x660	2024–2025	2025–2026

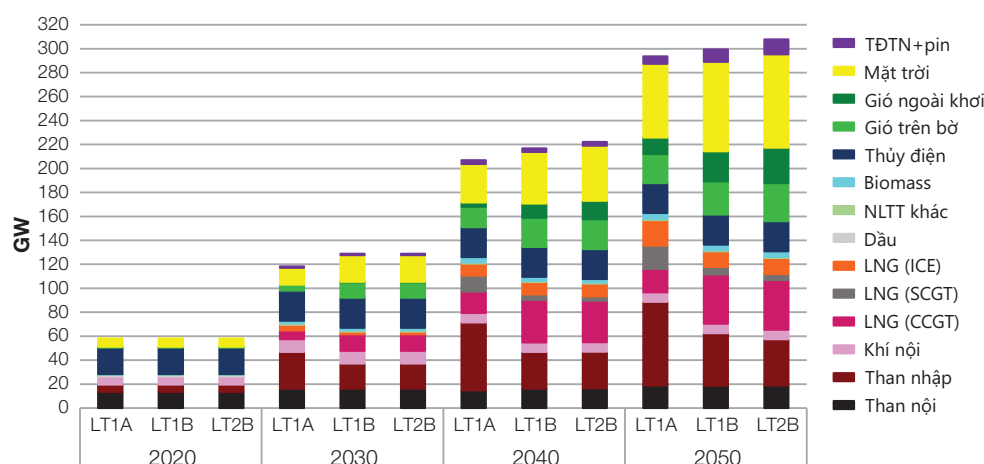
Đến năm 2025, sẽ có khoảng 1320 MW nhiệt điện than chậm tiến độ so với kịch bản cơ sở. Ngoài ra đến năm 2025 sẽ có khoảng 5 GW điện gió, 14 GW điện mặt trời (kể cả áp mái và cả quy mô hiện có) được cam kết xây

dựng trong kịch bản cơ sở, sẽ giảm xuống chỉ còn 3.8 GW điện gió và 11.4 GW điện mặt trời trong kịch bản ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết.

4.1.2. Phân tích kết quả nhóm kịch bản tính toán dài hạn

Kết quả tính toán quy mô công suất mở rộng từ mô hình Balmorel theo các kịch bản như sau:

a) Về cơ cấu công suất nguồn



Hình 4-2: Cơ cấu công suất theo các kịch bản (chưa bao gồm công suất điện nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào)

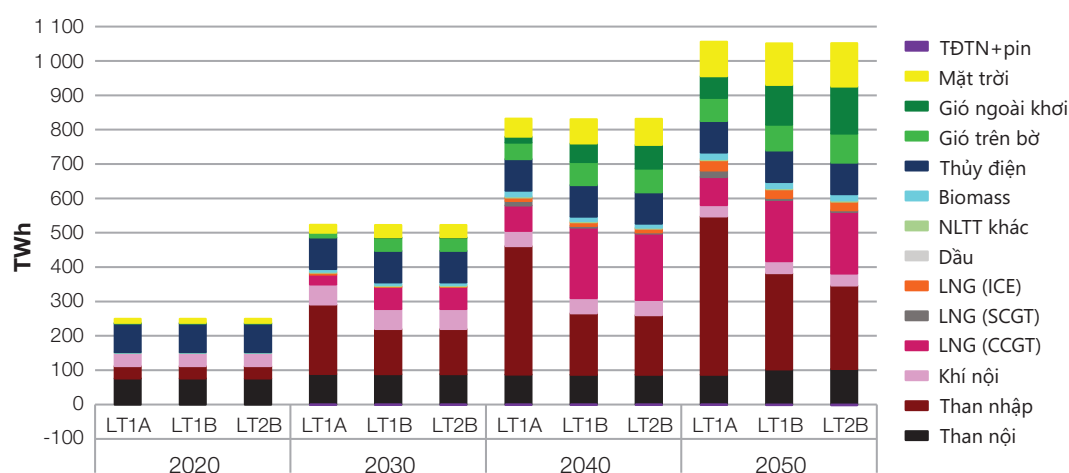
Kết quả cho thấy, năng lượng tái tạo sẽ được lựa chọn phát triển với quy mô lớn trong tương lai, đặc biệt là nguồn điện gió và mặt trời. Than và khí là nguồn nhiên liệu hóa thạch tiếp tục được sử dụng trong tất cả các kịch bản, nhiên liệu dầu sẽ không được sử dụng để phủ đỉnh từ sau 2025.

Với kịch bản phát triển thông thường và không xét chi phí ngoại sinh (LT1A), nhiệt điện than sẽ vẫn được tiếp tục phát triển với quy mô khá lớn từ 19,5 GW năm 2020 lên 47 GW năm 2030 và 88 GW năm 2050. Nhiệt điện khí LNG cũng có quy mô công suất tăng cao vào năm 2050 do hạn chế về vị trí tiềm năng xây dựng của nguồn nhiệt điện than tại các vùng phụ tải lớn (Bắc, Nam) và yêu cầu chỉ xây dựng công nghệ trên siêu tới hạn cải tiến cho nhiệt điện than sau năm 2035. Tuy nhiên phần lớn công suất nguồn điện khí sử dụng LNG là nguồn linh hoạt (động cơ ICE và tua bin khí chu trình đơn SCGT) để phủ đỉnh và đảm bảo dự phòng hệ thống, nên điện năng sản xuất từ LNG sẽ không cao. Nguồn ICE được đưa vào với quy mô 5 GW năm 2030, 10 GW năm 2040 và 21 GW năm 2050. Nguồn NLTT, đặc biệt là gió và mặt trời vẫn được lựa chọn phát triển với quy mô khá lớn (gió 38 GW, mặt trời 61 GW vào năm 2050). Về cơ cấu công suất, NLTT (gồm cả thủy điện lớn) sẽ đạt 40% vào năm 2030 và 44% vào năm 2050.

Trường hợp có xét chi phí ngoại sinh, kịch bản phát triển thông thường LT1B sẽ giảm đầu tư nhiệt điện than, tăng đầu tư NG khí (CCGT) và tăng đầu tư điện gió và mặt trời. Quy mô đầu tư nguồn NLTT tương đương với kịch bản LT2B vào năm 2030 nhưng thấp hơn chiến lược phát triển NLTT vào các năm sau 2030. Trong kịch bản LT1B, nguồn ICE được đưa vào với quy mô 2,5 GW năm 2030, 10,6 GW năm 2040 và 13,4 GW năm 2050.

Trong các kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo (LT2B), nguồn năng lượng tái tạo được đưa vào phát triển đảm bảo mục tiêu đã đề ra, công suất nguồn năng lượng tái tạo sẽ cao hơn từ 1,2–1,5 lần so với kịch bản LT1A. Công suất của nhiệt điện than sẽ thấp hơn, CCGT được lựa chọn phát triển nhiều hơn với lượng điện năng phát điện từ nhiên liệu LNG cao hơn. Trong kịch bản LT2B, nguồn ICE được đưa vào phát triển tương đương với kịch bản LT1B (2,5 GW năm 2030, 10,6 GW năm 2040 và 13,4 GW năm 2050).

b) Cơ cấu điện năng sản xuất



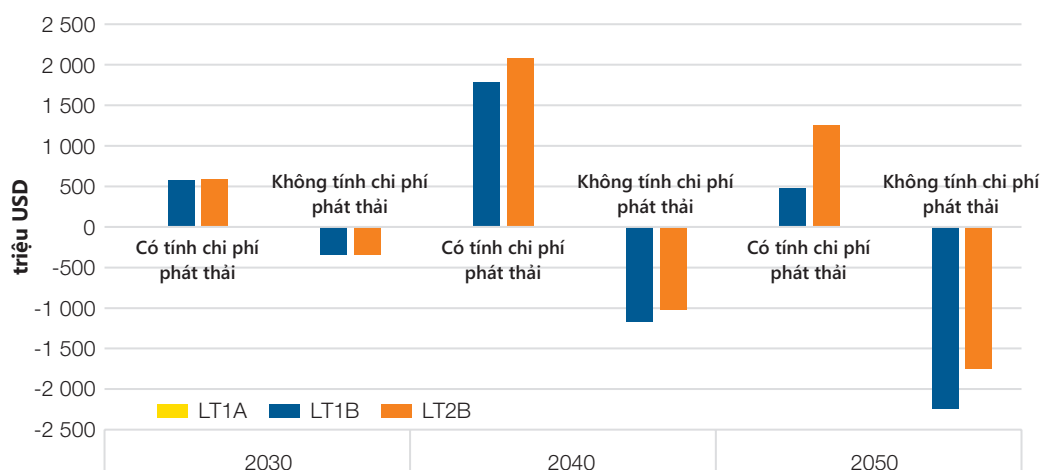
Hình 4-3: Cơ cấu điện năng theo các kịch bản (chưa bao gồm điện năng nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào)

Cơ cấu điện năng của kịch bản LT1A sẽ phụ thuộc phần lớn vào nhiệt điện than (56% năm 2030 và 52% năm 2050), NLTT chỉ chiếm 26% năm 2030 và 32% năm 2050. Nguồn ICE sẽ vận hành với hệ số công suất khoảng 10%. Khi xét chi phí ngoại sinh, kịch bản LT1B lại có tỷ lệ năng lượng tái tạo tương đương với mục tiêu chiến lược năm 2030 (32%), nhưng năm 2050 chỉ đạt 36% – chưa đạt mục tiêu chiến lược.

Trong kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo LT2B, cơ cấu điện năng của năng lượng tái tạo sẽ đạt theo tỷ lệ mục tiêu đã đặt ra. Vì lý do này, điện năng của nhiệt điện than giảm khá đáng kể. Điện năng của nhiệt điện khí sẽ gần tương đương với nhiệt điện than vào 2040, và tăng cao hơn nhiều so với kịch bản LT1A.

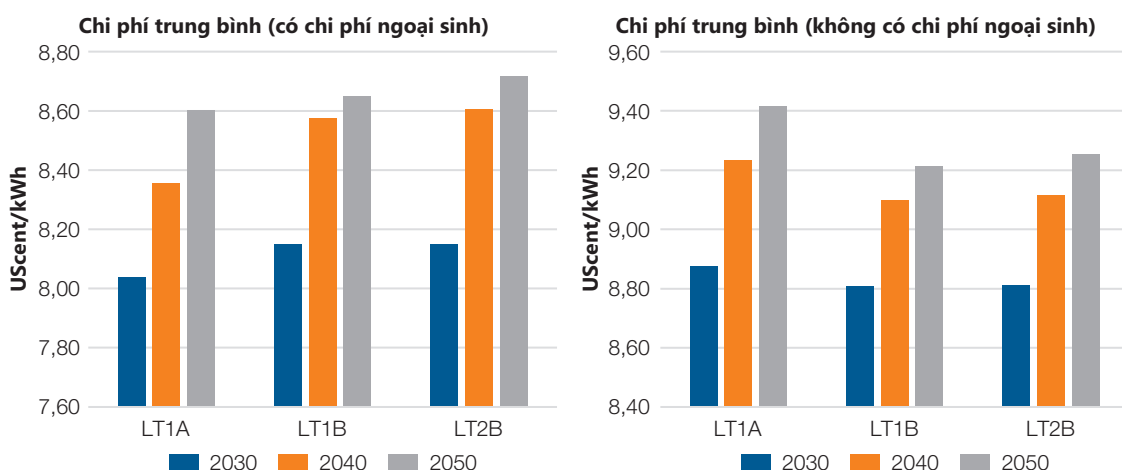
Trong các kịch bản tính toán dài hạn, nguồn ICE chủ yếu chạy phủ đỉnh với hệ số công suất trung bình các năm khoảng 10%. Các nhà máy điện ICE cung cấp cho phụ tải vào giờ cao điểm và khi điện mặt trời không phát vào buổi tối. Các nhà máy điện ICE linh hoạt này cung cấp nguồn dự trữ cho lưới điện.

c) So sánh chi phí toàn hệ thống của các kịch bản

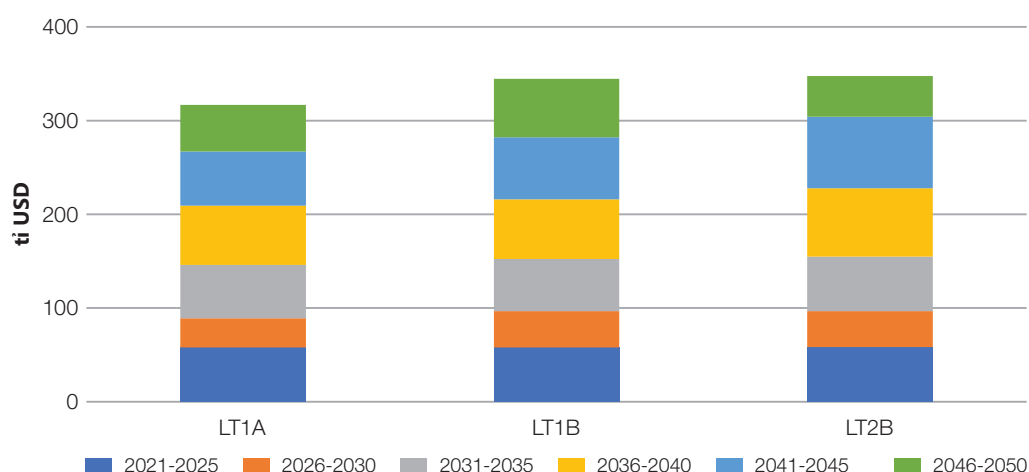


Hình 4-4: Sự sai khác về tổng chi phí hệ thống của các kịch bản so với kịch bản LT1A

Qua biểu đồ so sánh chi phí ta thấy: khi không tính chi phí ngoại sinh, kịch bản LT1A là kịch bản có chi phí thấp nhất. Khi tính chi phí ngoại sinh, các kịch bản có xét chi phí ngoại sinh trong hàm mục tiêu (LT1B và LT2B) đều có chi phí thấp hơn so với kịch bản LT1A.



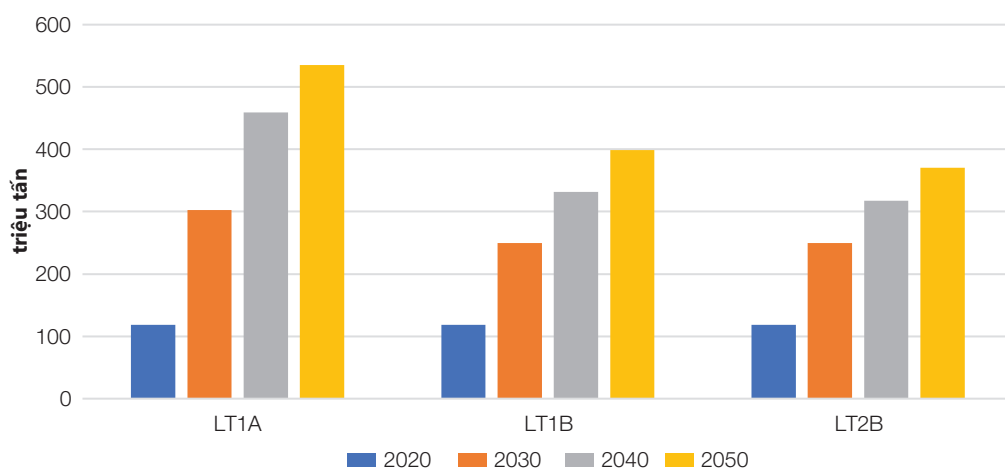
Hình 4-5: Chi phí trung bình hệ thống



Hình 4-6: Chi phí vốn đầu tư nguồn điện mới theo các kịch bản tính toán dài hạn

Các kịch bản LT1B và LT2B có chi phí toàn hệ thống và vốn đầu tư gần tương đương nhau.

d) So sánh mức phát thải CO₂ của các kịch bản dài hạn



Hình 4-7: Mức phát thải CO₂ của các kịch bản

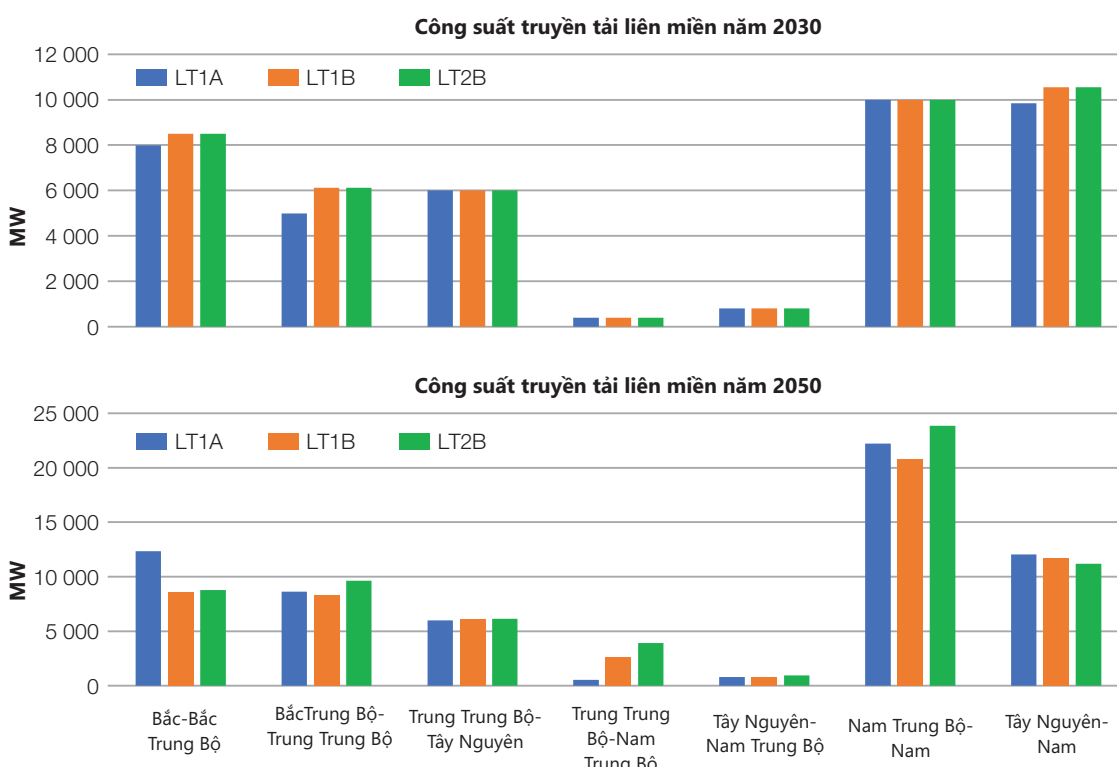
Kịch bản LT1A sẽ có mức phát thải CO₂ cao nhất, kịch bản LT2B có lượng phát thải CO₂ thấp nhất do lựa chọn phát triển nhiều nguồn NLTT.

Bảng 4-3: Tỷ lệ giảm phát thải CO₂ của các kịch bản so với kịch bản phát triển thông thường (LT1A)

Kịch bản/năm	2030	2040	2050
LT1B	18%	28%	25%
LT2B	18%	31%	31%

Tỷ lệ giảm phát thải CO₂ của các kịch bản so với kịch bản phát triển thông thường LT1A đều nằm trong dải cam kết thực hiện mục tiêu cắt giảm khí nhà kính 8%–25% (theo cam kết của Việt Nam trong công ước quốc tế về giảm phát thải khí nhà kính – Đóng góp do quốc gia tự quyết định). Vào các năm sau 2030, kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược LT2B đều có chỉ tiêu cắt giảm khí nhà kính cao (trên 25%).

e) So sánh công suất truyền tải của các kịch bản dài hạn



Hình 4-8: Công suất truyền tải điện liên vùng theo các kịch bản

Nhìn chung cả 3 kịch bản xem xét đều có quy mô mở rộng truyền tải liên vùng tương đương nhau trong giai đoạn đến năm 2050, sự chênh lệch giữa các kịch bản không lớn.

f) Lựa chọn kịch bản cơ sở cho phát triển nguồn điện tại Việt Nam

Tổng hợp đánh giá các kịch bản như sau:

- Kịch bản LT1A và LT1B: không đạt mục tiêu năng lượng tái tạo theo chính sách hiện hành (Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo và Nghị quyết 55-NQ/TW), đề xuất loại 2 kịch bản này.
- Kịch bản LT2B: Đạt các chỉ tiêu chính sách hiện hành về năng lượng tái tạo và phát thải khí nhà kính (mục tiêu năng lượng tái tạo đáp ứng Nghị quyết 55 và Chiến lược phát triển NLTT, giảm phát thải khí nhà kính theo cam kết của Việt Nam trong Công ước Quốc tế). Chi phí sản xuất điện trung bình thấp, phát thải CO₂ thấp, tỷ trọng điện năng sản xuất giữa các loại nhiên liệu cân đối.

Đánh giá tổng hợp cho thấy kịch bản LT2B là kịch bản có nhiều ưu điểm. Đề án đề xuất lựa chọn kịch bản LT2B (mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh) là kịch bản phát triển nguồn điện trong dài hạn của Việt Nam.

Bảng 4-4: Tổng hợp quy mô công suất nguồn điện đề xuất phát triển giai đoạn đến 2050 – Kịch bản LT2B

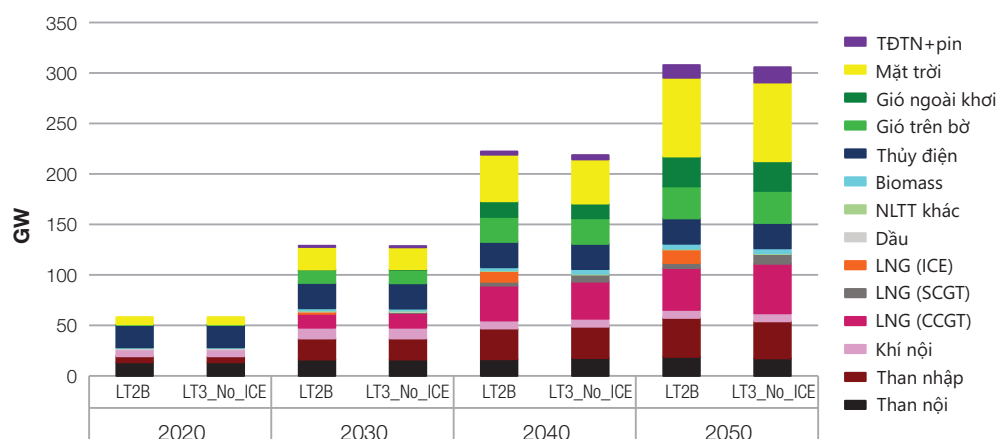
Loại công nghệ	2020	2030	2040	2050
Than nội	13,3	16,2	16,9	16,9
Than nhập	6,0	20,7	30,2	40,7
Khí nội	7,4	10,6	7,9	7,9
LNG_CCGT		14,0	34,3	41,4
LNG_ICE		2,5	10,6	13,4
LNG_SCGT			3,3	5,0
Dầu	1,4	0,1		
NLTT khác	0,3	0,8	1,3	1,3
Biomass	0,3	2,0	2,9	4,8
Thủy điện	21,6	25,5	25,5	25,5
Gió trên bờ	0,7	12,9	24,9	31,8
Gió ngoài khơi		0,5	15,0	29,6
Mặt trời	7,1	22,0	43,8	78,0
TĐTN + Pin		1,2	5,4	12,4
Nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào	1,3	5,5	5,5	5,5
Tổng công suất đặt (GW)	59,3	134,6	227,5	314,2
Pmax (GW)	41,3	87,9	137,7	159,2

Nguồn: Kết quả từ mô hình Balmorel

Trong kịch bản cơ sở, quy mô nguồn điện động cơ ICE sử dụng LNG là 2.5 GW với thời gian vào vận hành trong giai đoạn 2026–2030.

g) Đánh giá hiệu quả của việc lắp đặt các nguồn điện ICE trong dài hạn

Nghiên cứu tính toán khả năng mở rộng công suất với kịch bản lựa chọn (LT2B) nhưng không có nguồn ICE. Kết quả tính toán so với kịch bản LT2B như sau:



Hình 4-9: So sánh công suất mở rộng trong kịch bản LT3_No_ICE và kịch bản LT_2B

Trong kịch bản LT3_No_ICE, các giải pháp CCGT, SCGT và pin sẽ được xây dựng nhiều hơn so với kịch bản LT2B, điều này sẽ dẫn đến tổng chi phí hệ thống cao hơn như thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 4-5: Tổng chi phí hệ thống (không bao gồm chi phí ngoại sinh) theo các năm trong các kịch bản LT3_No_ICE và LT2B

Đơn vị: Triệu USD

Kịch bản/năm	2030	2040	2050
LT2B	42803	71608	91923
LT3_No_ICE	42981	71764	91977
Sai khác (LT3_No_ICE – LT2B)	178,1	155,8	53,9

Khi có ICE trong hệ thống điện, tổng chi phí hệ thống sẽ giảm 50–180 triệu USD/năm so với kịch bản không có ICE.

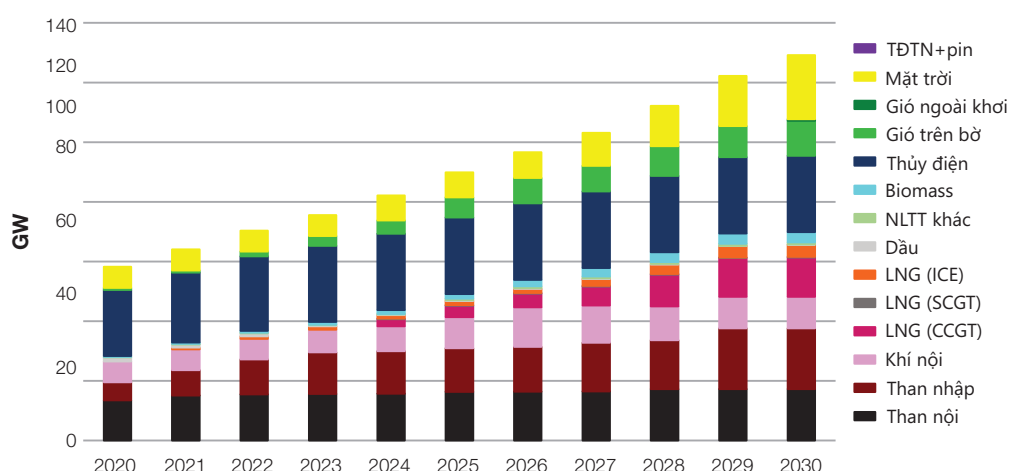
4.1.3. Phân tích kết quả nhóm kịch bản trung hạn và ngắn hạn

Kịch bản LT2B (mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh) đã được lựa chọn ở trên được coi là kịch bản cơ sở để so sánh kết quả trong các kịch bản trung hạn và ngắn hạn.

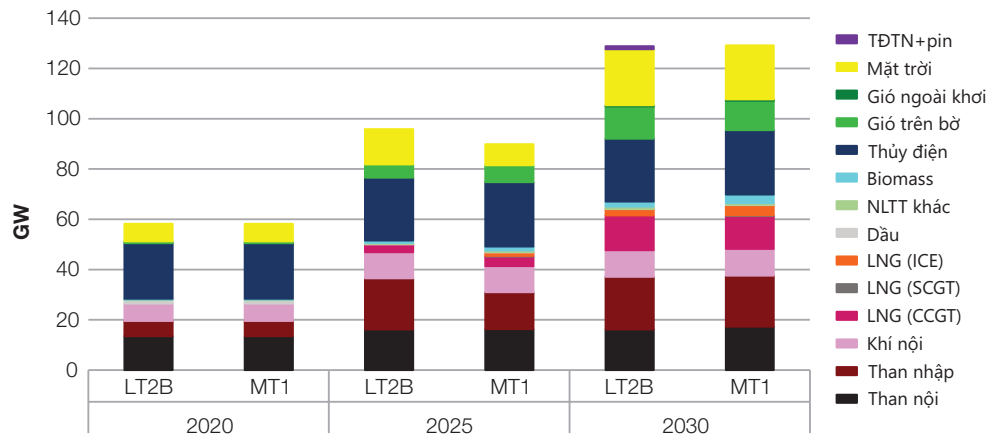
a) Kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do:

Trong kịch bản MT1, các nhà máy điện dự kiến đi vào hoạt động trong giai đoạn 2021–2025 sẽ không được đưa vào mô hình (ngoại trừ NĐ khí trong nước do liên quan đến vấn đề khai thác mỏ, chủ quyền biển, v.v.), thay vào đó, BALMOREL sẽ chạy kịch bản này nhằm tìm ra giải pháp tối ưu về chi phí nhất cho hệ thống điện Việt Nam từ năm 2020 đến năm 2030. Bằng cách này, công suất quy hoạch trong trường hợp cơ sở có thể được so sánh với giải pháp tối ưu hóa.

Kết quả tính toán cơ cấu công suất theo từng năm giai đoạn 2021–2030 được thể hiện ở hình dưới đây:



Hình 4-10: Kết quả tính toán cơ cấu công suất giai đoạn 2021–2030 (kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do) – chưa gồm nhập khẩu Lào, Trung Quốc



Hình 4-11: So sánh công suất đặt trong kịch bản MT1 (Tối ưu hoá tự do) và kịch bản LT2B (kịch bản cơ sở)

Với kịch bản này, tổng công suất đặt năm 2025 nhỏ hơn so với kịch bản cơ sở LT2B. Nguồn điện than sẽ không được lựa chọn xây dựng trong toàn bộ giai đoạn 2021–2025 như đã cam kết trong kịch bản cơ sở mà được dời ra và đầu tư dần trong giai đoạn đến 2030. Cơ cấu nguồn điện năm 2030 tương tự kịch bản cơ sở, tăng thêm nguồn ICE và sinh khối, giảm TBKHH và gió onshore, tuy vậy quy mô tăng giảm không lớn. Giai đoạn đến 2025, so với kịch bản cơ sở, nguồn điện gió và sinh khối sẽ được đầu tư nhiều hơn, đồng thời xuất hiện đầu tư nguồn ICE ngay từ năm 2021 để phủ đỉnh và dự phòng tại miền Nam. Giai đoạn 2026–2030, nguồn ICE được đầu tư cao hơn kịch bản cơ sở khoảng 1600 MW, lượng công suất ICE tăng thêm sẽ thay cho 1200 MW nguồn tích năng trong kịch bản cơ sở.

Nguồn ICE được mô hình lựa chọn phát triển trong kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do như sau:

Bảng 4-6: Quy mô lựa chọn phát triển nguồn ICE trong kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do

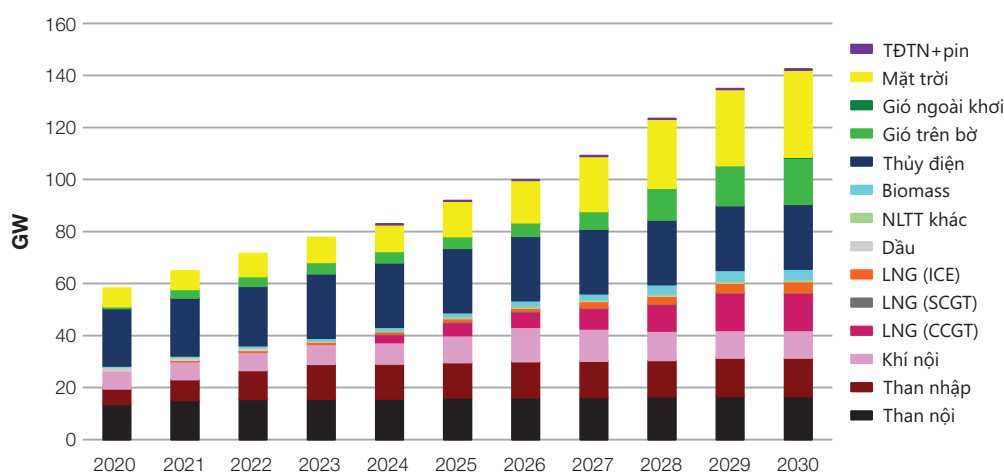
Năm	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tổng công suất nguồn ICE (MW)	623	837	1120	1120	1390	1390	2321	3182	3768	4070
Miền Bắc							574	789	1045	1045
Miền Nam	623	837	1120	1120	1390	1390	1747	2393	2723	3025

Quyết định đầu tư trong kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do sẽ giảm áp lực vốn đầu tư cho giai đoạn đầu của hệ thống và giảm chi phí toàn hệ thống giai đoạn 2021–2030 so với kịch bản cơ sở. Tổng chi phí hệ thống trong năm 2025 và 2030 trong kịch bản MT1 thấp hơn trong Kịch bản cơ sở khoảng 592 triệu USD.

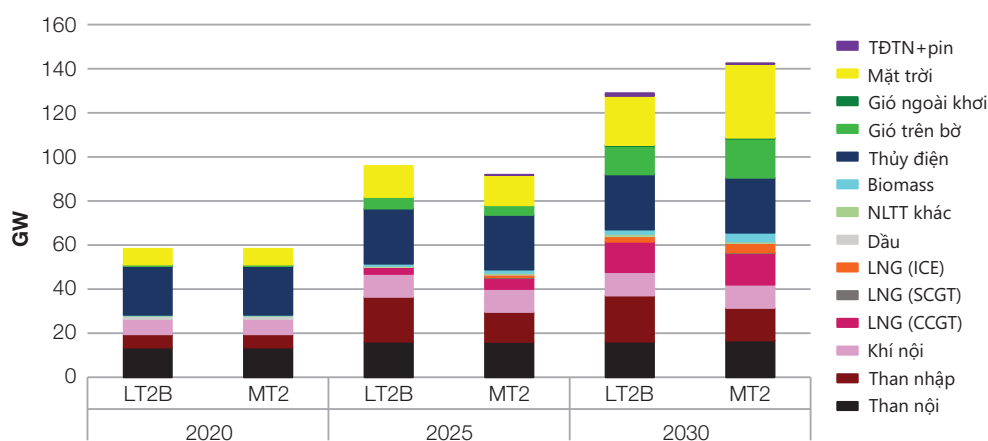
Bảng 4-7: So sánh chi phí toàn hệ thống năm 2025, 2030 của kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do với kịch bản cơ sở – Đơn vị: Triệu USD

Kịch bản	2025	2030	Tổng năm 2025 và 2030
Kịch bản cơ sở (LT2B)	31007	42803	73810
Kịch bản MT1_Tối ưu hoá tự do	29933	43285	73218

b) Kịch bản MT2_Tối ưu hoá tự do_Chi phí đầu tư NLTT thấp hơn:



Hình 4-12: Kết quả tính toán cơ cấu công suất giai đoạn 2021–2030 (kịch bản MT2_Tối ưu hoá tự do_Chi phí đầu tư NLTT thấp hơn) – chưa gồm nhập khẩu Lào, Trung Quốc



Hình 4-13: So sánh công suất đặt trong kịch bản MT2 (Tối ưu hoá tự do_Chi phí đầu tư NLTT thấp hơn) và kịch bản LT2B (kịch bản cơ sở)

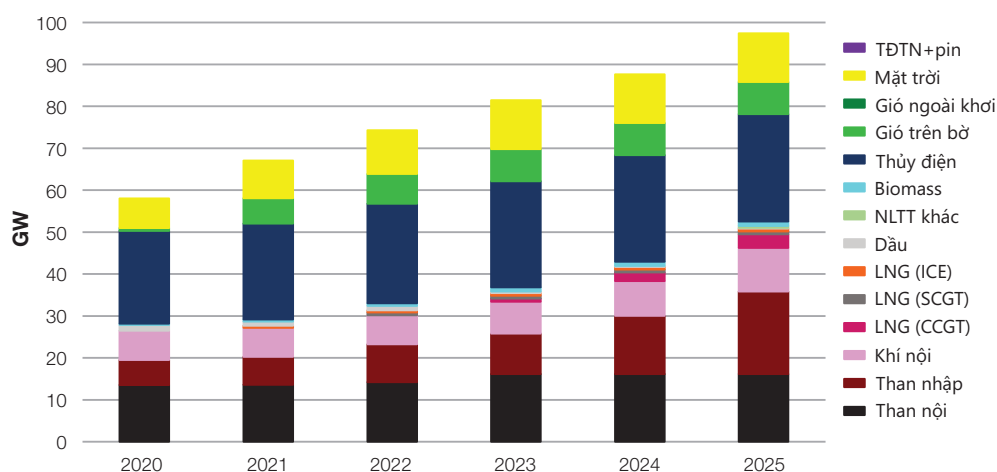
Trong giai đoạn tới, năng lượng tái tạo sẽ trở nên rẻ hơn tại Việt Nam. Việt Nam đang trải qua một quá trình chuyển đổi tương tự như đang diễn ra trên 2/3 các quốc gia trên thế giới, trong đó năng lượng tái tạo được xem là nguồn điện rẻ nhất. Cơ chế đấu giá cạnh tranh áp dụng cho các dự án năng lượng mặt trời và gió mới là xu thế tương lai. Như vậy, kịch bản này phản ánh dự báo vốn đầu tư của năng lượng tái tạo giảm xuống mức tương đối thấp trong giai đoạn đến năm 2030 (giảm 40%). Kết quả cho thấy nguồn điện gió và mặt trời được lựa chọn đầu tư nhiều hơn, vượt mục tiêu chiến lược NLTT (đạt 40% điện năng sản xuất toàn quốc, trong khi mục tiêu là 32%). So với kịch bản cơ sở, kịch bản MT2_Tối ưu hoá tự do_Chi phí đầu tư NLTT thấp hơn sẽ giảm đầu tư nhiệt điện than, tăng đầu tư TBKHH sử dụng LNG, tăng điện gió và mặt trời. Quy mô nguồn ICE cũng tăng thêm so với kịch bản cơ sở khoảng 1800 MW, trong khi nguồn tích năng sẽ giảm 1100 MW so với kịch bản cơ sở.

Nguồn ICE được mô hình lựa chọn phát triển trong kịch bản MT2_Tối ưu hoá tự do_Chi phí đầu tư NLTT thấp hơn như sau:

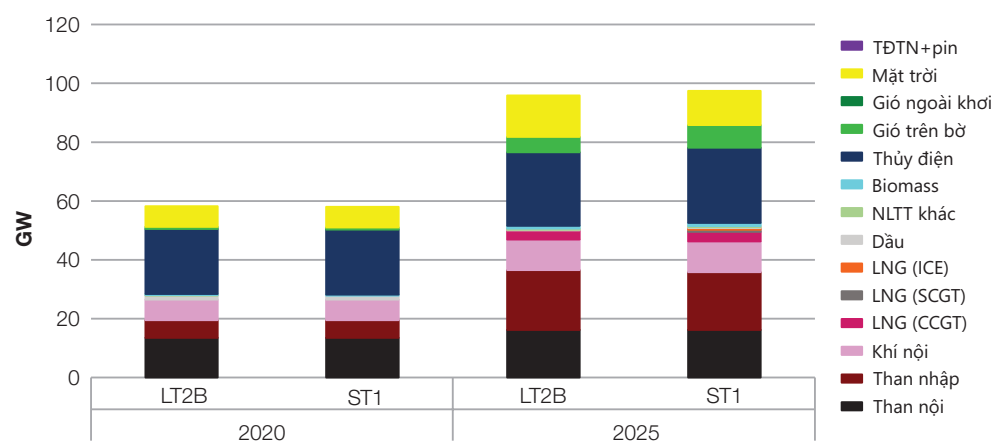
Bảng 4-8: Quy mô lựa chọn phát triển nguồn ICE trong kịch bản MT2_Tối ưu hoá tự do_Chi phí đầu tư NLTT thấp hơn

Năm	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tổng công suất nguồn ICE (MW)	512	734	945	945	1206	1206	2432	2934	3729	4225
Miền Bắc							512	734	1145	1145
Miền Nam	512	734	945	945	1206	1206	1920	2200	2584	3080

c) Kịch bản ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết



Hình 4-14: Kết quả tính toán cơ cấu công suất giai đoạn 2021–2025 (kịch bản MT3_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết) – chưa gồm nhập khẩu Lào, Trung Quốc



Hình 4-15: So sánh công suất đặt trong kịch bản ST1 (Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết) và kịch bản LT2B (kịch bản cơ sở)

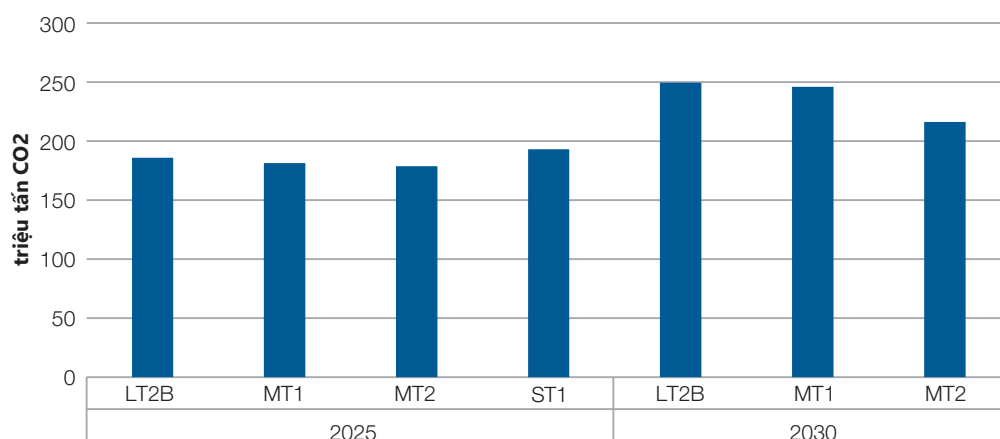
Trong kịch bản này, một số nhà máy điện đã cam kết xây dựng đến năm 2025 xem xét trong các kịch bản dài hạn được giả thiết là sẽ chậm tiến độ hơn so với tiến độ cập nhật (Danh sách các dự án được liệt kê trong Bảng 4.2). Kịch bản này nghiên cứu tính khả thi trong việc sử dụng các nhà máy điện có thời gian xây dựng nhanh như ICE (có thể được xây dựng từ năm 2021) để tránh tình trạng thiếu điện dự kiến trong nước. Mô hình BALMOREL cho kết quả tối ưu hóa hệ thống điện với nhiều nguồn điện hơn, chủ yếu là các nhà máy điện ICE, gió trên bờ và sinh khối. Nguồn ICE được lựa chọn đưa vào vận hành giai đoạn 2021–2023 với quy mô công suất 480–640 MW. Gió trên bờ sẽ được phát triển nhiều hơn so với kịch bản cơ bản là 2,4 GW vào năm 2022–2023. Nguồn sinh khối cũng sẽ cao hơn kịch bản cơ sở khoảng 150 MW trong giai đoạn 2022–2023.

Bảng 4-9: Quy mô lựa chọn phát triển nguồn ICE trong kịch bản ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết

Năm	2021	2022	2023	2024	2025
Tổng công suất nguồn ICE (MW)					
Miền Nam	486	486	643	643	643

Nguồn ICE được lựa chọn đầu tư ở miền Nam với công suất khoảng 480–640 MW trong giai đoạn 2021–2025 để dự phòng khi có khả năng chậm tiến độ nguồn điện đã cam kết xây dựng.

d) So sánh mức phát thải CO₂ giữa các kịch bản ngắn hạn (ST1) và kịch bản trung hạn (MT1, MT2) với kịch bản dài hạn (LT2B)



Hình 4-16: So sánh mức phát thải CO₂ giữa các kịch bản ST1, MT1, MT2 với kịch bản LT2B

Khi tối ưu hóa tự do không có ràng buộc, lượng phát thải CO₂ trong kịch bản MT1 và MT2 thấp hơn trong kịch bản LT2B. Lượng phát thải CO₂ trong kịch bản ST1 vào năm 2025 cao hơn trong kịch bản LT2B do có xem xét đến khả năng chậm tiến độ của các nguồn điện gió và điện mặt trời.

e) Đề xuất quy mô phát triển nguồn ICE trong giai đoạn ngắn hạn và trung hạn

Kết quả phân tích các kịch bản ngắn hạn và trung hạn cho thấy nguồn ICE nên được xem xét đưa vào vận hành sớm hơn so với kịch bản dài hạn cơ sở (LT2B) để dự phòng trường hợp rủi ro như chậm tiến độ các nguồn điện lớn.

Giai đoạn đến 2025, phương án đầu tư thêm nguồn ICE, nguồn điện gió, sinh khối và chậm tiến độ các nguồn nhiệt điện than sẽ có chi phí hệ thống thấp hơn so với việc giữ tiến độ nhiệt điện than như cam kết. Xét đến thời gian nghiên cứu, lập hồ sơ dự án và xây dựng, thời gian vào vận hành sớm nhất của dự án ICE sẽ vào năm 2022.

Để dự phòng cho trường hợp thiếu điện từ năm 2021 trở đi do việc chậm tiến độ các nguồn điện đã được cam kết xây dựng, đề án đề xuất xây dựng nguồn ICE với quy mô lựa chọn như kịch bản ST1 trong giai đoạn đến 2025.

Giai đoạn sau 2025, do không thể hủy bỏ các dự án đã cam kết xây dựng trong QHĐ7ĐC, quy mô phát triển nguồn ICE được lựa chọn như kịch bản LT2B.

Từ các phân tích trên đề án đề xuất quy mô phát triển nguồn ICE trong giai đoạn đến năm 2030 như sau:

Bảng 4-10: Đề xuất quy mô nguồn ICE trong giai đoạn 2021–2030

Năm	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tổng công suất nguồn ICE (MW)	400	650	650	650	650	650	1250	1850	2450
Bắc Bộ							300	600	900
Nam Bộ	400	650	650	650	650	650	950	1250	1550

4.2. Tính toán chế độ vận hành của quy mô nguồn điện ICE được đề xuất trong hệ thống điện vùng

Đề án tính toán chế độ vận hành của nguồn điện ICE theo từng năm bằng mô hình PDPAT. Trong phần tính toán này, các nguồn điện cam kết xây dựng trong giai đoạn đến năm 2025 vẫn được giả thiết chậm tiến độ như kịch bản ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết và quy mô công suất các nguồn điện mới sau năm 2025 theo kịch bản lựa chọn LT2B. Quy mô nguồn ICE được đưa vào hệ thống trong giai đoạn đến 2045 như đề xuất ở mục trên. Kết quả cân đối công suất và điện năng theo từng vùng được trình bày trong phần phụ lục.

4.2.1. Chế độ vận hành các nguồn ICE trong năm nước trung bình

Bảng 4-11: Cân bằng công suất đặt hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến 2045 – Đơn vị: GW

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Phụ tải cực đại	41,3	62,1	87,9	113,5	137,7	159,2
Tổng công suất đặt	59,4	101,0	134,6	181,7	227,5	276,7
• Nhiệt điện than	19,3	35,2	36,9	39,1	47,1	59,9
• Nhiệt điện khí (CCGT+SCGT)+dầu	8,7	15,5	24,7	40,4	45,5	48,1
• ICE – LNG miền Bắc			0,9	3,3	5,7	6,3
• ICE – LNG miền Nam		0,65	1,55	2,45	4,25	5,45
• ICE – LNG Nam Trung Bộ					0,6	0,6
• Thủy điện	21,6	24,9	25,5	25,5	25,5	25,5
• Gió	0,7	5,7	13,4	26,1	39,9	53,1
• Mặt trời	7,1	14,5	22,0	32,0	43,8	58,3
• Sinh khối + RE khác	0,6	1,5	2,8	3,3	4,2	4,9
• TĐ tích năng+pin tích năng			1,2	3,9	5,4	9,0
• Nhập khẩu	1,3	3,1	5,5	5,5	5,5	5,5

Bảng 4-12: Cân bằng điện năng hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến 2045 (Năm nước trung bình) – Đơn vị: TWh

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu điện	259,0	390,8	555,2	714,9	866,8	1001,6
Điện sản xuất	259,0	390,8	555,2	714,9	866,8	1001,6
• NĐ than	113,7	182,0	223,5	241,9	277,7	360,0
• NĐ khí (CCGT+SCGT)+dầu	46,8	66,9	135,1	218,5	254,6	246,7
• ICE – LNG miền Bắc			1,02	2,86	7,10	7,49
• ICE – LNG miền Nam		0,35	1,61	1,78	3,68	3,99
• ICE – LNG Nam Trung Bộ					0,51	0,51
• Thủy điện	80,6	89,8	92,1	92,1	92,1	92,1
• Gió	1,9	14,7	33,3	73,9	123,2	166,4
• Mặt trời	10,7	23,8	35,3	50,3	70,1	93,1
• Sinh khối + RE khác	1,3	3,7	14,4	16,2	20,4	16,1
• TĐ tích năng+pin tích năng			-0,1	-0,2	-0,7	-1,0
• Nhập khẩu	5,9	11,8	22,3	21,1	21,1	20,7
• Điện năng cắt giảm của NLTT	1,99	2,26	3,53	3,59	3,03	4,30

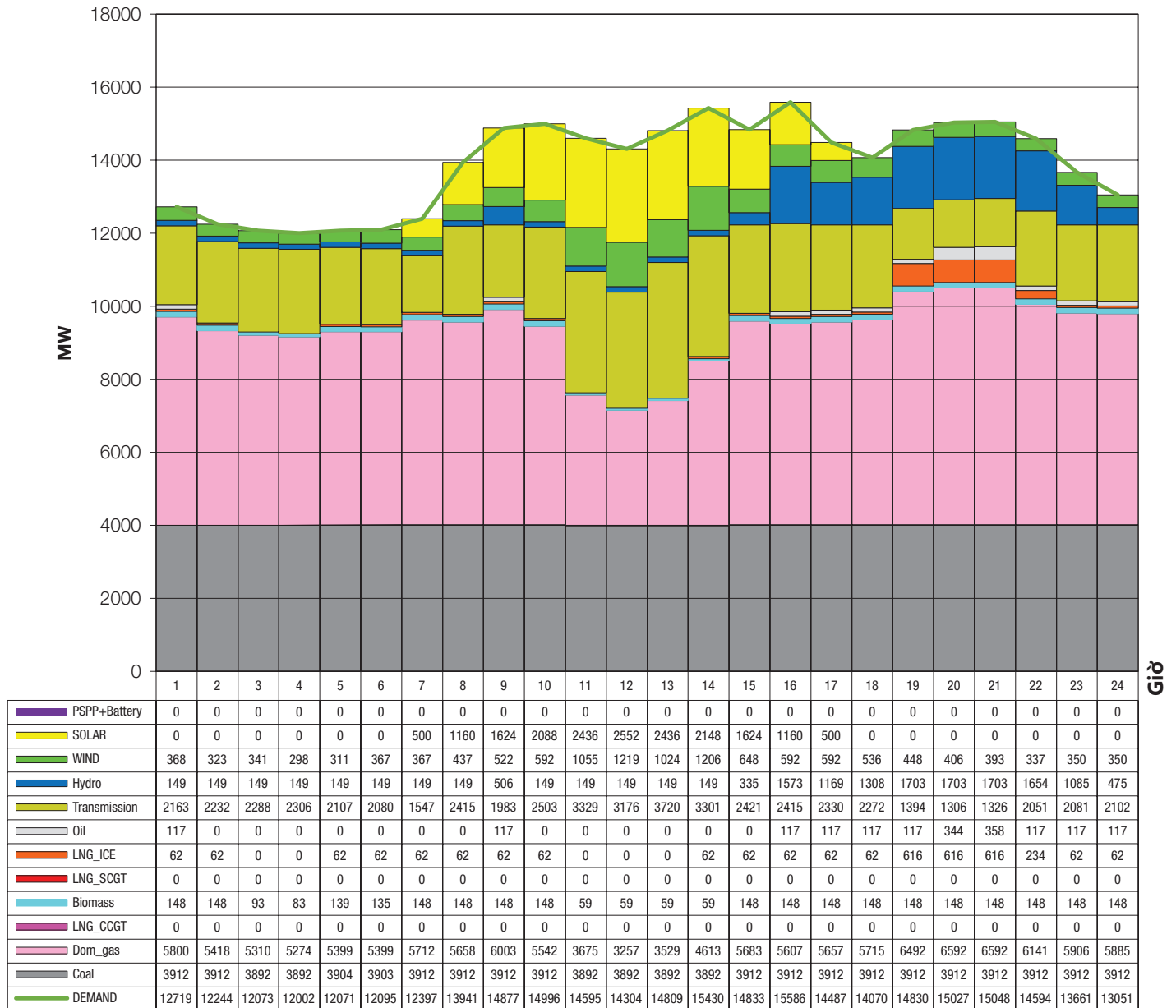
Bảng 4-13: Công suất và điện năng phát điện hàng năm của nguồn điện ICE giai đoạn 2022–2030 – Năm nước trung bình

Khu vực/năm	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. ICE Bắc Bộ									
- Công suất (MW)	0	0	0	0	0	0	300	600	900
- Điện năng phát (GWh)	0	0	0	0	0	0	698	382	1023
- Số giờ vận hành tối đa – Tmax (h)							2327	637	1137
2. ICE Nam Bộ									
- Công suất (MW)	400	650	650	650	650	650	950	1250	1550
- Điện năng phát (GWh)	1168	2076	1284	348	331	371	494	758	1608
- Số giờ vận hành tối đa – Tmax (h)	2920	3194	1975	535	509	571	520	606	1037

Trong giai đoạn ngắn hạn (2021–2025), đề án tính toán với khả năng chậm tiến độ các công trình nhiệt điện như kịch bản ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết. Khi đó nguồn ICE tại khu vực Nam Bộ sẽ được huy động với số giờ khá cao, Tmax khoảng 2000–3000 giờ/năm trong giai đoạn 2022–2024. Từ năm 2025, khi các nguồn nhiệt điện đã cam kết xây dựng vào vận hành, Tmax nguồn ICE khu vực Nam Bộ sẽ giảm xuống khoảng 500 giờ/năm giai đoạn 2025–2029. Nguồn ICE miền Bắc cũng được huy động với Tmax lên tới 2300 giờ vào năm 2028.

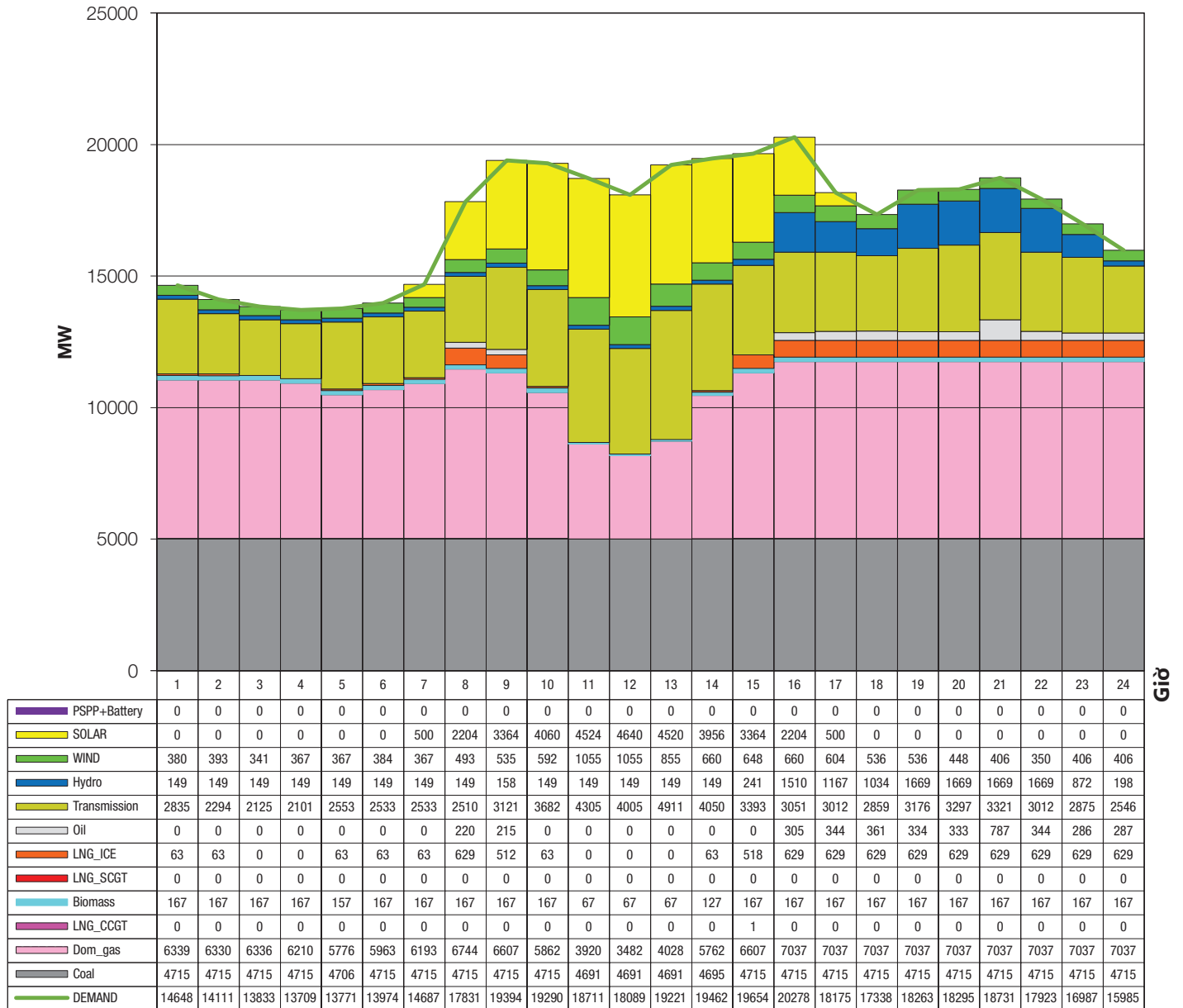
Kết quả tính toán phụ tải theo từng ngày điển hình từ mô hình PDPAT như sau:

Biểu đồ phụ tải HTĐ miền Nam năm 2023 – tháng 2 – ngày lễ



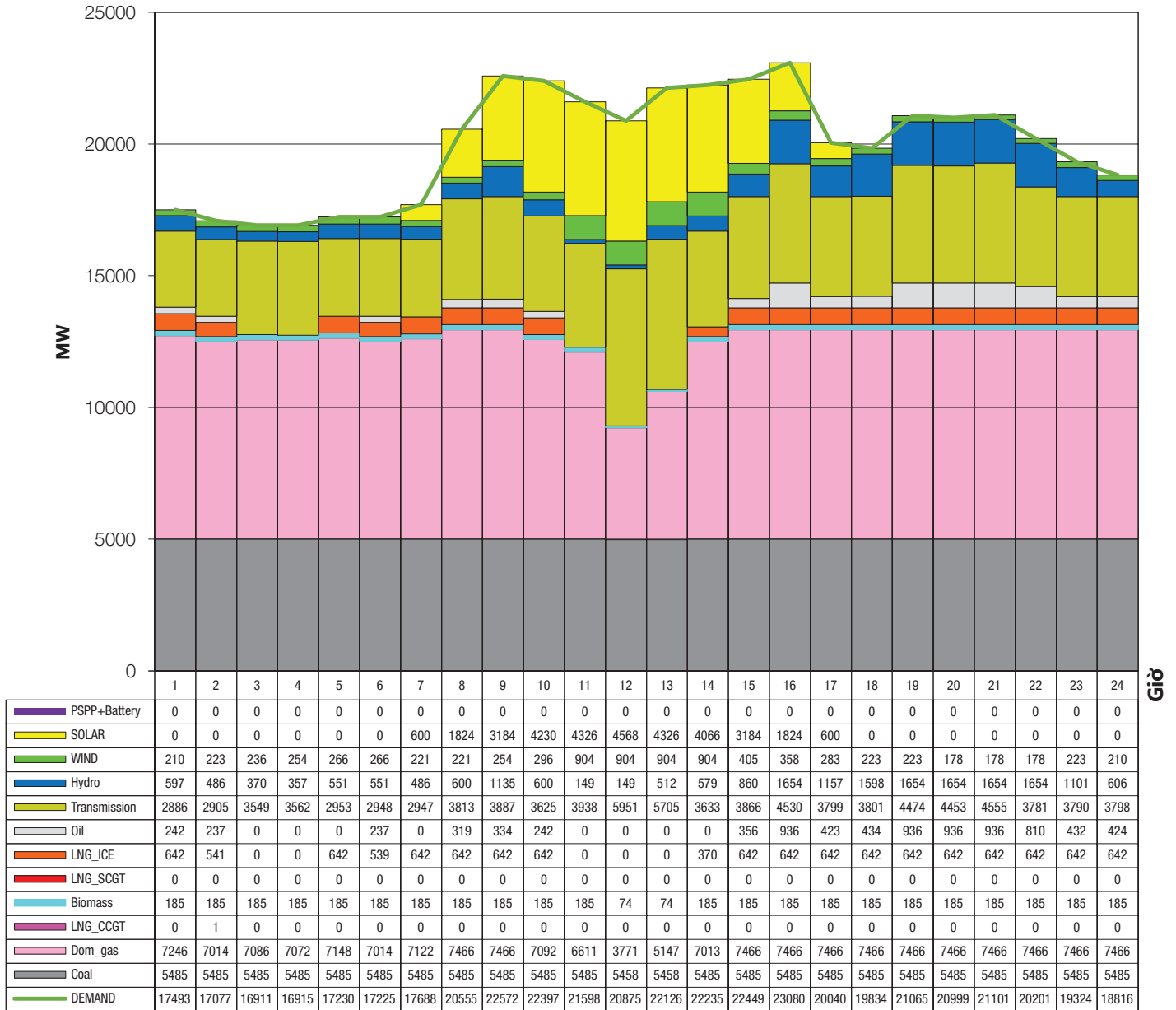
Hình 4-17: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Nam Bộ năm 2023 – ngày lễ (ngày phụ tải thấp nhất) – mùa khô

Biểu đồ phụ tải HTĐ miền Nam năm 2023 – tháng 4 – ngày làm việc



Hình 4-18: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Nam Bộ năm 2023 – ngày làm việc – mùa khô

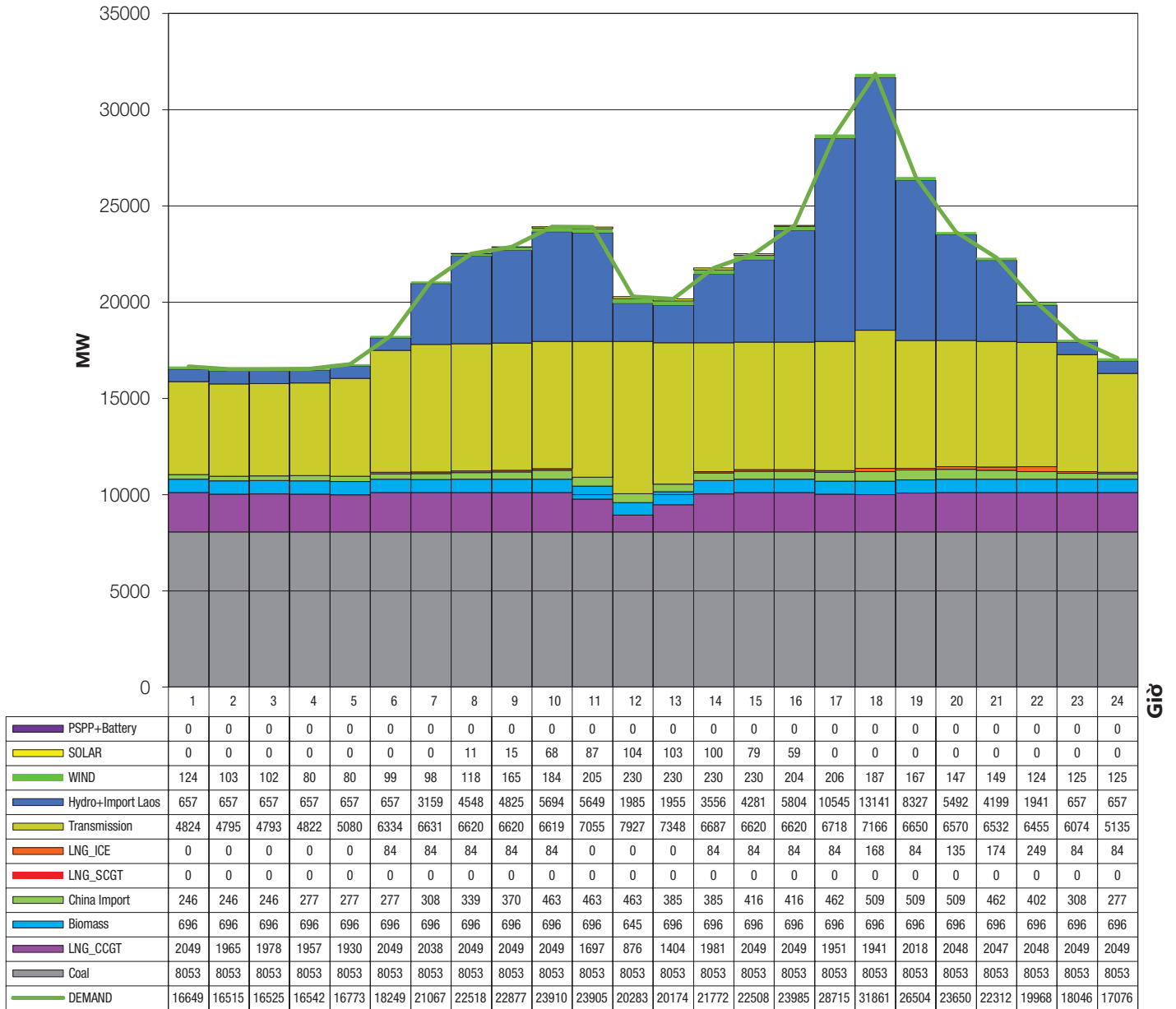
Biểu đồ phụ tải HTĐ miền Nam năm 2023 – tháng 8 – ngày phụ tải cực đại



Hình 4-19: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Nam Bộ năm 2023 – ngày phụ tải cực đại – mùa mưa

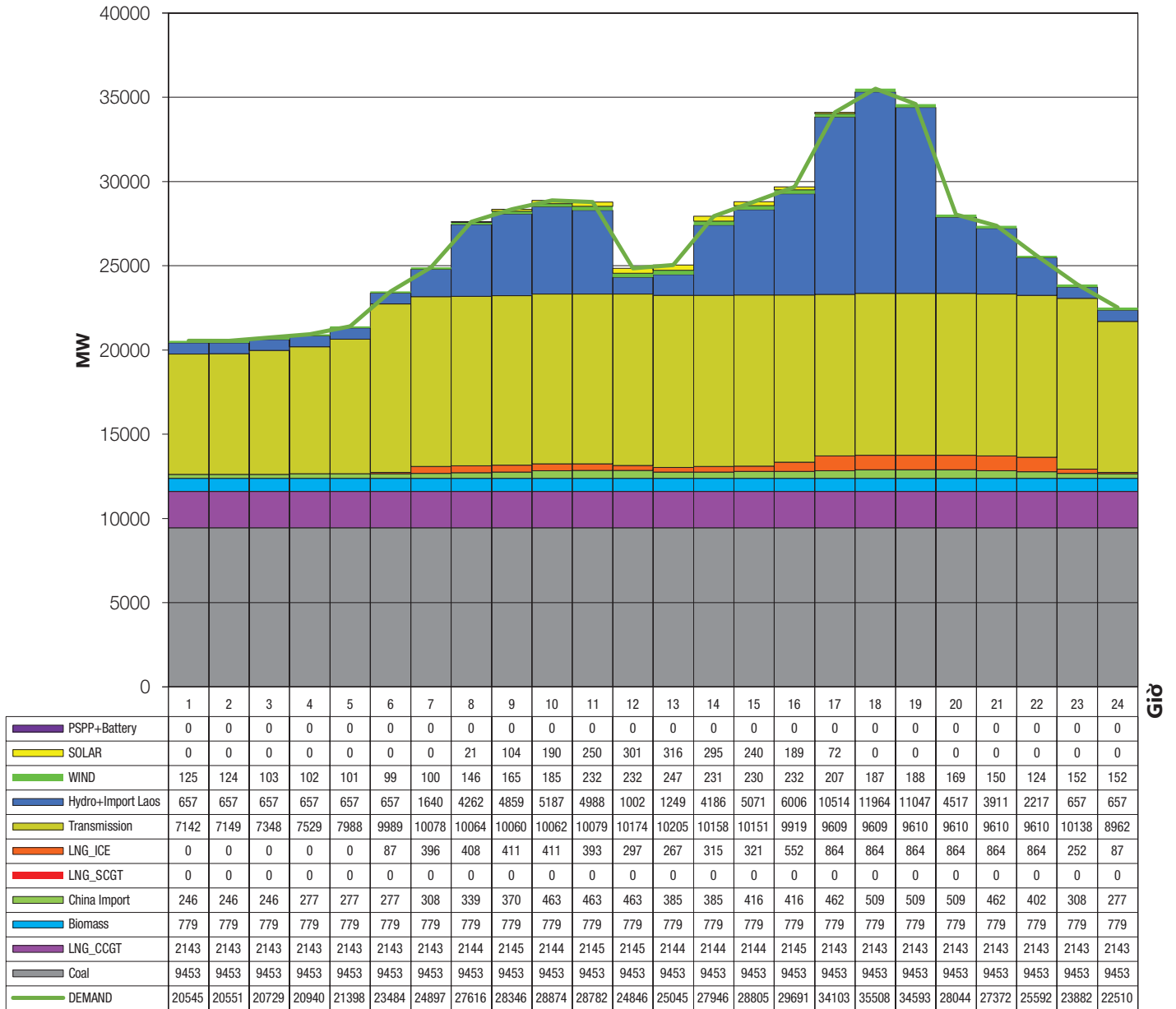
Vào năm 2023 khi nguồn điện ICE sẽ được bổ sung vào Nam Bộ, do đã xét đến khả năng chậm tiến độ của các nguồn nhiệt điện cam kết xây dựng nên nguồn ICE được huy động khá tốt với số giờ vận hành cao. Công suất nguồn ICE được huy động cực đại vào thời điểm phụ tải đỉnh 8–10 giờ sáng và sau 3 giờ chiều. Ban đêm khi phụ tải thấp và buổi trưa khi điện mặt trời phát cao, nguồn ICE không được huy động. Trong các ngày phụ tải thấp, ngày nghỉ, các nhà máy điện ICE chủ yếu được huy động vào phụ tải đỉnh buổi tối 19–21 giờ tối.

Biểu đồ phụ tải HTĐ miền Bắc năm 2030 – tháng 2 – ngày lễ



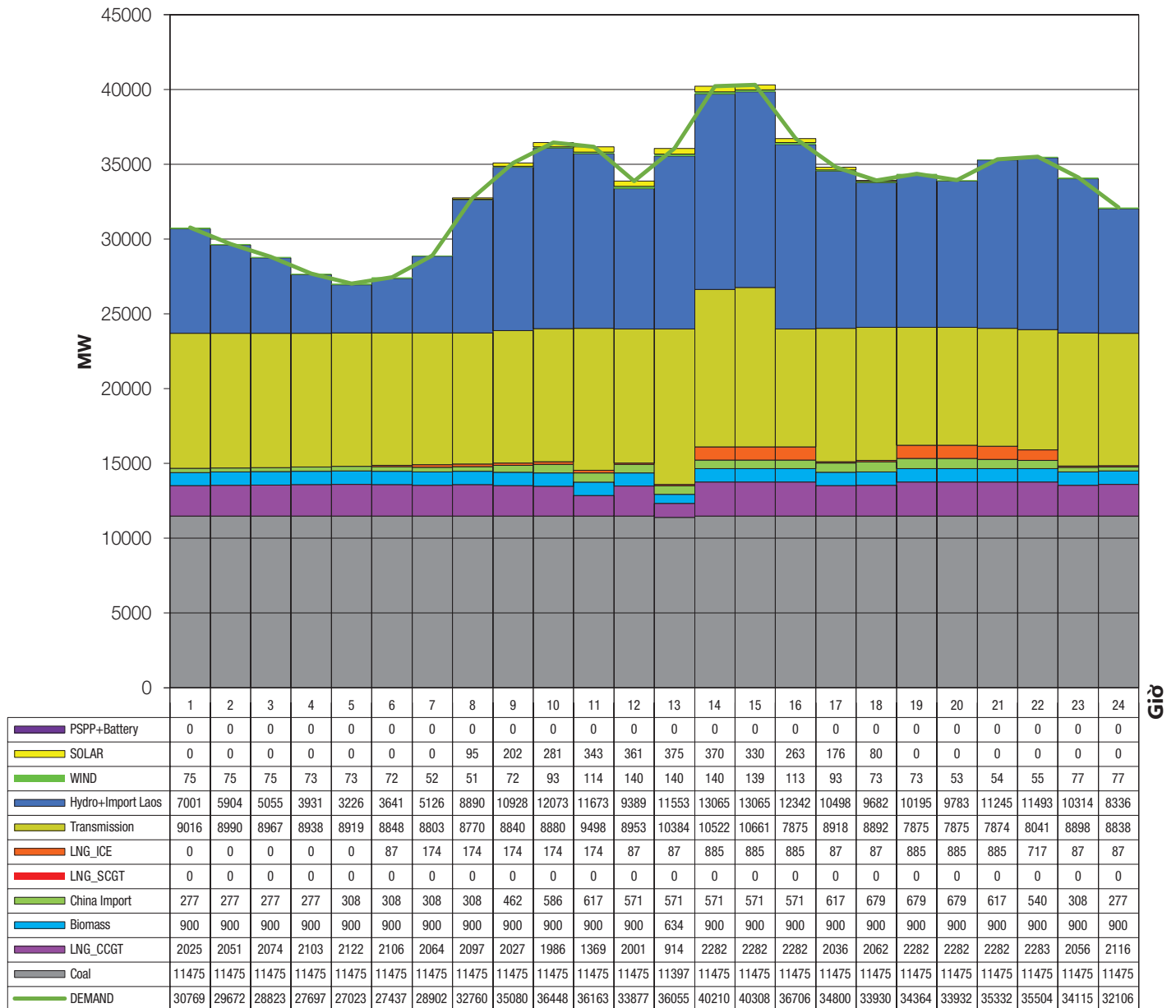
Hình 4-20: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Bắc Bộ năm 2030 – ngày lễ (ngày phụ tải thấp nhất) – mùa khô

Biểu đồ phụ tải HTĐ miền Bắc năm 2030 – tháng 4 – ngày phụ tải cực đại



Hình 4-21: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Bắc Bộ năm 2030 – ngày phụ tải cực đại – mùa khô

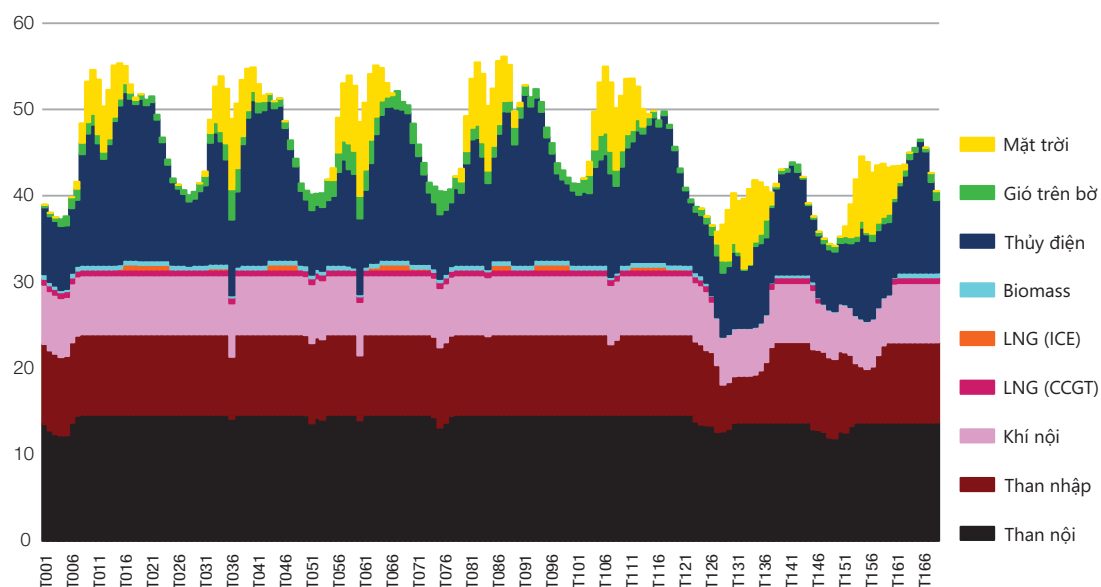
Phủ biểu đồ phụ tải HTĐ miền Bắc năm 2030 – tháng 8 – ngày phụ tải cực đại



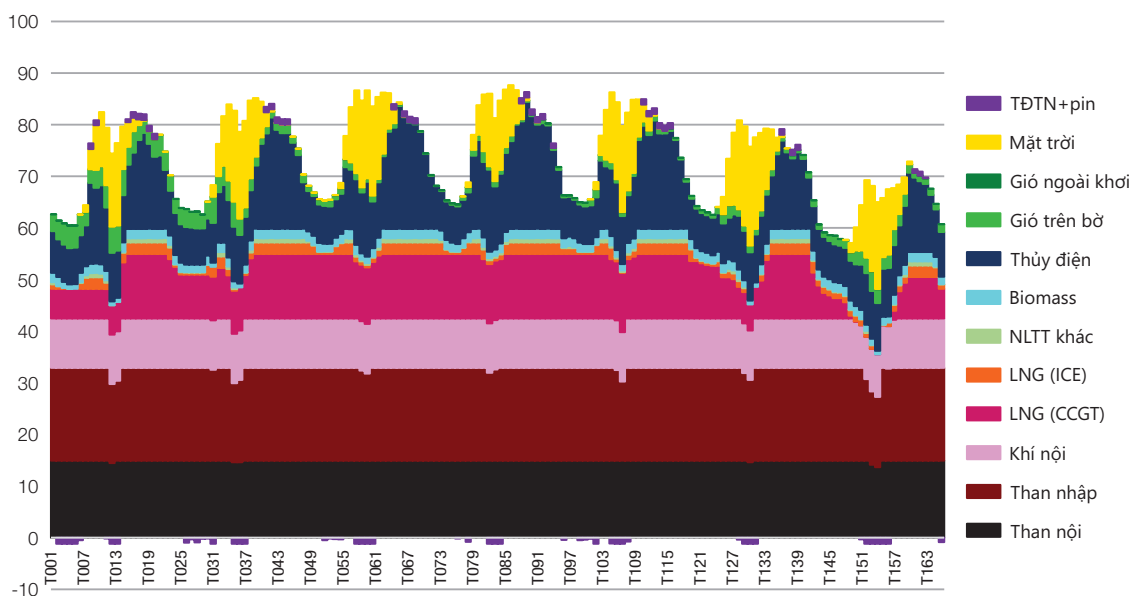
Hình 4-22: Biểu đồ phụ tải hệ thống điện Bắc Bộ năm 2030 – ngày phụ tải cực đại – mùa mưa

Vào năm 2030, nguồn ICE sẽ được xây dựng ở cả khu vực miền Bắc. Trong hệ thống điện miền Bắc, nguồn ICE được huy động với công suất cực đại vào các giờ phụ tải đỉnh buổi chiều và buổi tối, nhưng vào các giờ ban đêm và buổi trưa hầu như không được huy động.

Biểu đồ phụ tải tuần được tính toán từ mô hình Balmorel xem trong hình dưới đây:



Hình 4-23: Biểu đồ phụ tải tuần phụ tải cao, mùa mưa năm 2023 (tháng 8)



Hình 4-24: Biểu đồ phụ tải tuần phụ tải cao, ít gió năm 2030 (tháng 6)

Như vậy khi nguồn năng lượng tái tạo phát thấp, nguồn điện ICE được huy động công suất cực đại với số giờ nhiều hơn trong ngày.

4.2.2. Chế độ vận hành các nguồn ICE trong năm khô hạn

Trong tính toán này, các dự án đã được cam kết tới 2025 sẽ được cho là chậm tiến độ, như theo kịch bản ST1_Chậm tiến độ của một số dự án đã cam kết, và công suất mới sau 2025 trở đi sẽ theo kết quả từ kịch bản cơ sở (LT2B). Đề án tính toán với trường hợp năm nước khô hạn, với tần suất nước 75% của các nhà máy trên toàn quốc, sản lượng thủy điện giảm gần 20 tỷ kWh/năm. Khi đó các nguồn nhiệt điện than, LNG sẽ được huy động cao hơn để đáp ứng nhu cầu hệ thống, trong đó nguồn ICE cũng được huy động cao hơn so với năm nước trung bình. Cụ thể xem các bảng dưới đây:

Bảng 4-14: Cân bằng điện năng hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến 2045 (Năm khô hạn) – Đơn vị: TWh

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu điện	259,0	390,8	555,2	714,9	866,8	1001,6
Điện sản xuất	259,0	390,8	555,2	714,9	866,8	1001,6
• NĐ than	118,6	187,1	229,3	243,7	281,1	368,2
• NĐ khí (CCGT+SCGT)+dầu	58,9	79,7	144,8	234,1	268,1	255,9
• ICE – LNG miền Bắc			1,31	4,14	8,61	8,06
• ICE – LNG miền Nam		0,72	2,07	2,32	4,82	5,65
• ICE – LNG Nam Trung Bộ					0,51	0,51
• Thủy điện	64,6	71,8	73,7	73,7	73,7	73,7
• Gió	1,9	14,6	34,4	73,3	122,5	165,5
• Mặt trời	9,8	23,6	35,0	49,5	68,9	91,5
• Sinh khối + RE khác	1,8	4,7	14,8	17,5	22,1	17,7
• TĐ tích năng+pin tích năng			-0,1	-0,3	-0,8	-1,1
• Nhập khẩu	5,3	11,2	21,1	19,4	19,4	19,0
• Điện năng cắt giảm của NLTT	1,91	2,67	1,23	2,38	2,03	3,01

Bảng 4-15: Công suất và điện năng phát điện hàng năm của nguồn điện ICE giai đoạn 2022-2030 – Năm khô hạn

Khu vực/năm	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. ICE Bắc Bộ									
– Công suất (MW)	0	0	0	0	0	0	300	600	900
– Điện năng phát (GWh)	0	0	0	0	0	0	253	535	1306
– Tmax (giờ)							843	892	1451
2. ICE Nam Bộ									
– Công suất (MW)	400	650	650	650	650	650	950	1250	1550
– Điện năng phát (GWh)	2205	3260	2792	720	442	484	756	1102	2066
– Tmax (giờ)	5513	5015	4295	1108	680	745	796	882	1333

Kết luận:

Kết quả tính toán huy động nguồn điện từ mô hình Balmorel và PDPAT cho thấy, nguồn điện ICE sẽ vận hành rất linh hoạt. Với khả năng khởi động không mất chi phí và khả năng tăng giảm công suất nhanh, các nhà máy điện ICE sẽ là nguồn điện phủ đỉnh, dự phòng và cân bằng hệ thống một cách hiệu quả khi có tỷ trọng điện gió và mặt trời cao.

Chương 5. Kết luận và kiến nghị

5.1. Kết luận

Công nghệ động cơ ICE là loại hình công nghệ sản xuất điện linh hoạt, tin cậy, có nhiều ưu điểm so với các công nghệ truyền thống, cụ thể:

- Có khả năng vận hành linh hoạt, rất phù hợp với hệ thống điện tích hợp tỉ trọng lớn các nguồn năng lượng tái tạo như: khả năng khởi động nhanh trong vòng 2 phút; khả năng tăng giảm công suất nhanh; khả năng dừng máy nhanh trong vòng 1 phút; được thiết kế để khởi động và dừng – chỉ bằng một nút bấm – hết lần này đến lần khác mà không ảnh hưởng đến việc bảo trì; không có thời gian vận hành và dừng máy tối thiểu; khả năng vận hành với mức tải thấp tới 10%, vv. Do đó, công nghệ ICE rất phù hợp với hệ thống điện tích hợp tỉ trọng lớn các nguồn năng lượng tái tạo. Với việc thiết kế tích hợp nhiều mô đun, nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE cho phép vận hành riêng rẽ từng mô đun, từ đó giảm quán tính cơ khi thay đổi công suất mà hiệu suất luôn duy trì ổn định. Công suất phát vào lưới điện từ đó có thể thay đổi gần như tức thời theo các biến động đột ngột của các nguồn điện gió và điện mặt trời. Ngoài ra, có thể vận hành nhiều chế độ như khởi động nhanh, phủ đỉnh, tải nền, dừng máy nhanh trong cùng một nhà máy điện động cơ linh hoạt, điều mà khó có nhà máy điện truyền thống nào có độ linh hoạt như vậy.
- Được thiết kế với dải công suất linh hoạt (10–700 MW) nhờ kết nối nhiều động cơ đốt trong ICE. Do đó có thể lựa chọn xây dựng nhà máy với quy mô lớn hoặc xây dựng nhiều nhà máy phân tán với quy mô nhỏ hơn. Bên cạnh đó, có thể xây dựng gần khu vực trung tâm phụ tải, giảm thiểu khối lượng xây dựng đường dây truyền tải.
- Có khả năng sử dụng nhiều loại năng lượng sơ cấp khác nhau như khí (khí tự nhiên, LNG, biogas, ethane, LPG) hoặc nhiên liệu lỏng (dầu thô, dầu FO, dầu DO, nhiên liệu sinh học, nước nhũ tương) tạo sự lựa chọn đa dạng về nguồn cấp nhiên liệu tùy theo diễn biến tình hình từng thời điểm. Các nhà máy điện động cơ linh hoạt ICE cho phép sử dụng tạm thời loại nhiên liệu khác trong khi chờ đợi xây dựng cơ sở hạ tầng cho nhiên liệu chính, tránh tình trạng chậm tiến độ do chưa đảm bảo vấn đề cung cấp nhiên liệu. Quá trình chuyển đổi giữa các loại nhiên liệu diễn ra nhanh chóng, góp phần tăng cường độ tin cậy cấp điện, đảm bảo cấp điện cho phụ tải 24/7.
- Có thời gian xây dựng rất nhanh (chỉ trong vòng 1 năm) so với các nhà máy điện truyền thống khác. Nhà máy có thể xây dựng nổi hoặc xây dựng trên mặt đất với diện tích tiết kiệm, tránh các rủi ro chậm tiến độ do vướng mắc trong việc giải phóng mặt bằng. Nhà máy dưới hình thức kết hợp nhiều mô đun có khả năng dễ dàng mở rộng công suất cho phép phân kì vốn đầu tư để đáp ứng được sự gia tăng nhu cầu phụ tải trong tương lai.

Với những ưu điểm trên, việc nghiên cứu khả năng đưa vào vận hành các nhà máy điện ICE sử dụng LNG trong hệ thống điện Việt Nam trong giai đoạn tới là rất cần thiết, phù hợp với hệ thống đang phát triển năng lượng tái tạo quy mô lớn, khả năng chậm tiến độ của các dự án nguồn điện lớn và tăng trưởng phụ tải cao có thể xảy ra trong ngắn hạn.

Đề án sử dụng phương pháp tính toán và tối ưu quy hoạch nguồn điện cho hệ thống điện Việt Nam trong giai đoạn tới với tiêu chí tối thiểu hóa chi phí hệ thống có tính đến các ràng buộc. Các mô hình tính toán rất tiên tiến như BALMOREL, PDPAT và PLEXOS đã được sử dụng. Kết quả tính toán và đề xuất quy mô phát triển nguồn ICE sử dụng LNG như sau:

Năm	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tổng công suất nguồn ICE (MW)	400	650	650	650	650	650	1250	1850	2450
Bắc Bộ							300	600	900
Nam Bộ	400	650	650	650	650	650	950	1250	1550

Đề án đề xuất sớm xây dựng nguồn ICE tại khu vực Nam Bộ vào năm 2022–2023 với quy mô khoảng 650 MW để dự phòng cho trường hợp phụ tải phát triển cao, chậm tiến độ một số dự án nguồn điện than và khí CCGT hoặc thời tiết khô hạn, có thể gây nguy cơ thiếu điện ở khu vực miền Nam trong giai đoạn đến năm 2025.

Về dài hạn, quy mô phát triển nguồn điện ICE để dự phòng và phủ đỉnh, cũng như cần bằng hệ thống khi có tỉ trọng nguồn NLTT cao (theo Chiến lược phát triển NLTT và Nghị quyết 55/NQ-TW) là: 2,5 GW năm 2030, 10,6 GW năm 2040 và 13,4 GW năm 2050. Khi có nguồn điện ICE trong hệ thống, tổng chi phí hệ thống sẽ giảm 180 triệu USD/năm vào năm 2030 và các khoản tiết kiệm tương tự có thể đạt được trong những năm tới.

Kết quả tính toán chế độ vận hành hàng ngày và hàng tuần trong những năm tới cho thấy nguồn ICE được huy động rất linh hoạt. Với khả năng khởi động không mất chi phí và khả năng tăng giảm công suất nhanh, nguồn ICE sẽ là nguồn điện phủ đỉnh và dự phòng hiệu quả cho hệ thống tích hợp cao điện gió và mặt trời.

Trong điều kiện bình thường (năm nước trung bình, không xảy ra chậm tiến chậm tiến độ nguồn điện), các nguồn ICE có Tmax trung bình hàng năm khoảng 1000 giờ, hệ số công suất khoảng 10%. Trong trường hợp rủi ro như khô hạn, chậm tiến độ nguồn điện hoặc phụ tải phát triển cao, nguồn ICE sẽ được huy động nhiều hơn với Tmax khoảng 3000–5000 giờ/năm, hệ số công suất 30–55%.

5.2. Kiến nghị

Nguồn điện linh hoạt ICE sử dụng LNG sẽ rất cần thiết cho hệ thống để đảm bảo phủ đỉnh và dự phòng cho điện gió và mặt trời trong hệ thống tích hợp NLTT cao. Với khả năng xây dựng nhanh (chỉ trong vòng 1 năm), đề án đề xuất các cơ quan chức năng xem xét sớm bổ sung thêm nguồn ICE cho hệ thống miền Nam vào Quy hoạch điện 8 (PDP8) ngay từ năm 2022–2023 (ngoài việc bổ sung các nguồn điện gió và mặt trời như hiện nay). Việc này sẽ để đảm bảo cung cấp điện cho phụ tải trong các trường hợp rủi ro (phụ tải cao, chậm tiến độ nguồn, thời tiết khô hạn). Về mặt vận hành hệ thống, hệ số công suất của nguồn ICE trong hệ thống không cao, do số giờ vận hành thấp hơn so với các nguồn điện truyền thống (than & CCGT). Để đảm bảo khả năng tài chính cho dự án nguồn điện ICE, đề án đề xuất các cơ quan chức năng sớm nghiên cứu cơ chế về giá công suất dự phòng cho các nguồn điện linh hoạt, và sớm xây dựng thị trường dịch vụ phụ trợ, thị trường dự phòng cho thị trường điện Việt Nam.

Phụ lục

Bảng 1: Cân bằng công suất hệ thống điện giai đoạn tới năm 2045 (kịch bản lựa chọn)

STT	Hạng mục/Năm (Đơn vị: MW)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
A.	TỔNG NHU CẦU MIỀN BẮC	17958	19649	21453	23358	25373	27512	29787	32200	34749	37455	40308	52893	66088	79315
	Công suất đặt	20685	22393	22558	24748	25028	26218	27308	28690	30300	31750	33250	50150	63650	77950
I.	TĐ + TĐTN + NLTT + nhập khẩu	11308	11706	11871	12211	12931	13521	14011	14693	15203	15553	15953	19153	20753	23453
II.	NĐ	9377	10687	10687	12537	12097	12697	13297	13997	15097	16197	17297	30997	42897	54497
-	NĐ than	9377	10687	10687	12537	12097	12697	13297	13197	13197	13197	13197	13797	20997	31397
-	LNG (CCGT+SCGT)	0	0	0	0	0	0	0	800	1600	2400	3200	13900	16200	16800
-	LNG (ICE)	0	0	0	0	0	0	0	0	300	600	900	3300	5700	6300
B.	TỔNG NHU CẦU BẮC TRUNG BỘ	2385	2607	2842	3086	3341	3609	3890	4183	4490	4809	5139	6598	7947	9095
	Công suất đặt	3822	4082	4890	5865	6915	9595	10440	10440	10590	10590	10740	13440	14445	17050
I.	TĐ + NLTT + nhập khẩu	1892	2152	2360	2735	3185	3335	3580	3580	3730	3730	3880	4180	4385	4590
II.	NĐ	1930	1930	2530	3130	3730	6260	6860	6860	6860	6860	6860	9260	10060	12460
C.	TỔNG NHU CẦU TRUNG TRUNG BỘ	2179	2356	2543	2737	2941	3154	3378	3612	3855	4107	4368	5506	6525	7365
	Công suất đặt	3073	3373	3559	3859	6859	7908	9528	10318	10718	10868	10968	13318	14123	14928
I.	TĐ + NLTT + nhập khẩu	3043	3343	3529	3829	4579	4908	5778	6228	6628	6778	6878	7628	8433	9238
II.	NĐ	30	30	30	30	2280	3000	3750	4090	4090	4090	4090	5690	5690	5690
D.	TỔNG NHU CẦU TÂY NGUYÊN	1179	1281	1386	1493	1602	1713	1827	1944	2061	2181	2302	2774	3116	3297
	Công suất đặt	3995	4325	4625	4825	5385	5585	7005	8205	9951	11615	12861	15161	18861	21861
I.	TĐ + NLTT + nhập khẩu	3995	4325	4625	4825	5385	5585	7005	8205	9951	11615	12861	15161	18861	21861
II.	NĐ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.	TỔNG NHU CẦU NAM TRUNG BỘ	2080	2246	2420	2601	2791	2989	3197	3413	3636	3865	4098	5057	5818	6315
	Công suất đặt	10554	12254	12688	13908	14668	16188	17148	17808	18508	19208	19908	21708	31308	43308
I.	TĐ + NLTT + TĐTN	6250	7950	8384	8944	9044	9244	9544	10204	10904	11604	12304	14104	22804	34204
II.	NĐ	4304	4304	4304	4964	5624	6944	7604	7604	7604	7604	7604	7604	8504	9104
-	NĐ than	4304	4304	4304	4964	5624	6944	7604	7604	7604	7604	7604	7604	7604	7604
-	LNG (ICE)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600
-	LNG (SCGT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	900
F	TỔNG NHU CẦU NAM MIỀN NAM	17455	19059	20729	22449	24222	26053	27947	29899	31903	33973	36092	45922	54495	61129
	Công suất đặt	17231	20731	24581	29631	32531	35503	36849	39491	42999	44780	46856	67884	85148	101648
I	TĐ + nhập khẩu + NLTT	4868	7168	9418	11818	12368	13068	14568	15568	16568	17468	18668	36168	49168	63068
II	NĐ	12363	13563	15163	17813	20163	22435	22281	23923	26431	27313	28188	31716	35980	38580
-	NĐ khí (CCGT+SCGT) + dầu	8693	8693	8693	10493	11243	12515	12361	14003	16211	16793	17368	19996	22460	23860
-	LNG (ICE)	0	0	400	650	650	650	650	650	950	1250	1550	2450	4250	5450
-	TĐ than	3670	4870	6070	6670	8270	9270	9270	9270	9270	9270	9270	9270	9270	9270
G	Toàn quốc														
	Pmax toàn quốc	41324	45098	49071	53210	57546	62066	66806	71760	76937	82329	87927	113519	137663	159178
	Công suất đặt toàn quốc	59359	67157	72900	82835	91385	100996	108277	114951	123065	128810	134582	181660	227534	276744

Bảng 2: Cân bằng điện năng hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến năm 2045 (kịch bản lựa chọn – năm nước trung bình)

STT	Hạng mục/năm (Đơn vị: GWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
A.	TỔNG NHU CẦU MIỀN BẮC	101197	110725	120894	131626	142983	155034	167854	181453	195816	211065	227143	298062	372420	446958
	Tổng điện SX	100799	106465	111457	117251	124285	125953	133454	134283	147435	152788	164812	241293	293222	365892
	Cân đối	-398	-4260	-9437	-14375	-18698	-29081	-34400	-47170	-48381	-58277	-62331	-56769	-79198	-81066
I.	TĐ + TĐTN + NLTT + nhập khẩu	43951	44890	46003	47056	48610	50379	52543	54080	57256	58801	61104	64390	69253	70914
II.	NĐ	56848	61574	65453	70195	75674	75574	80910	80203	90179	93987	103708	176903	223969	294978
-	NĐ than	56848	61574	65453	70195	75674	75574	80911	79780	84890	84826	85845	89895	121374	199347
-	LNG (CCGT+SCGT)	0	0	0	0	0	0	0	424	4591	8778	16840	84150	95498	88145
-	LNG (ICE)	0	0	0	0	0	0	0	0	698	382	1023	2858	7097	7486
B	TỔNG NHU CẦU BẮC TRUNG BỘ	12607	13782	15021	16313	17663	19076	20560	22114	23732	25418	27162	34879	42010	48074
	Tổng điện SX	17812	19416	21387	26916	27396	30591	35795	42548	42813	44826	49317	61866	68872	78381
	Cân đối	5205	5634	6366	10603	9733	11515	15235	20434	19081	19408	22155	26987	26862	30307
I.	TĐ + nhập khẩu+ NLTT	5895	6868	7404	8811	9945	10523	10966	11435	11535	11771	12004	12642	13407	13598
II.	NĐ	11918	12548	13983	18104	17451	20068	24829	31113	31278	33055	37313	49225	55465	64783
C.	TỔNG NHU CẦU TRUNG TRUNG BỘ	11786	12855	13981	15154	16381	17663	19008	20415	21876	23395	24964	31918	38280	43654
	Tổng điện SX	10409	11611	12434	12773	15868	30133	36755	41090	43989	46393	48033	53452	56591	57177
	Cân đối	-1377	-1244	-1547	-2381	-513	12470	17747	20675	22113	22998	23069	21534	18311	13523
I.	TĐ + nhập khẩu + NLTT	10352	11537	12348	12698	13440	16576	18593	20765	22530	23467	23934	24596	24980	26766
II.	NĐ	57	73	87	75	2428	13557	18162	20325	21460	22925	24099	28857	31612	30411
D.	TỔNG NHU CẦU TÂY NGUYÊN	5839	6369	6919	7484	8065	8661	9276	9907	10551	11210	11880	14615	16753	18097
	Tổng điện SX	12546	13125	12659	13248	14521	14658	16941	18322	22164	25564	29308	34979	44450	49352
	Cân đối	6707	6756	5740	5764	6456	5997	7665	8415	11613	14354	17428	20364	27697	31255
I.	TĐ + nhập khẩu + NLTT	12546	13125	12659	13248	14521	14658	16941	18322	22164	25564	29308	34979	44450	49352
II.	NĐ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.	TỔNG NHU CẦU NAM TRUNG BỘ	11808	12863	13972	15126	16329	17587	18905	20281	21691	23143	24624	30796	35874	39391
	Tổng điện SX	37182	39351	42096	46652	50016	55360	60206	65019	67006	68605	71097	75029	102046	134866
	Cân đối	25374	26488	28124	31526	33687	37773	41301	44738	45315	45462	46473	44233	66172	95475
I.	TĐ + TĐTN + NLTT	13872	17026	19118	20434	21610	22212	22784	23409	24254	25104	25979	30216	59294	92672
II.	NĐ	23310	22325	22978	26218	28406	33147	37422	41610	42753	43501	45119	44813	42752	42194
1	NĐ than	23310	22325	22978	26218	28405	33147	37423	41610	42753	43500	45119	44813	41994	40932
2	LNG (ICE)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	505	505
3	LNG (SCGT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	253	758
F.	TỔNG NHU CẦU MIỀN NAM	115779	126417	137499	148906	160666	172813	185377	198324	211618	225344	239405	304604	361474	405475
	Tổng điện SX	80267	93044	108253	117770	130000	134140	137829	151231	161877	181400	192610	248255	301630	315981
	Cân đối	-35512	-33373	-29246	-31136	-30666	-38673	-47548	-47093	-49741	-43944	-46795	-56349	-59844	-89494
I.	TĐ + TĐTN + nhập khẩu + NLTT	11866	16105	18845	23028	26784	27274	28988	32795	35844	39067	41553	83033	111797	128699
II.	NĐ	68401	76939	89408	94742	103216	106866	108841	118436	126033	142333	151056	165222	189833	187282
-	NĐ khí (CCGT+SCGT) + dầu	46793	52839	52154	52159	55563	53335	50155	58866	67286	83764	94197	103458	126588	125165
-	LNG (ICE)	0	0	1168	2076	1284	348	331	371	494	758	1608	1777	3683	3994
-	NĐ than	21607	24099	36085	40507	46370	53182	58355	59199	58253	57812	55251	59986	59563	58123
G.	Toàn quốc														
	Tổng nhu cầu điện toàn quốc	259016	283011	308286	334609	362087	390834	420980	452494	485284	519575	555178	714874	866811	1001649
	Tổng điện SX toàn quốc	259015	283011	308286	334609	362087	390834	420980	452494	485284	519575	555178	714874	866811	1001649
	Cân đối: thừa(+), thiếu(-)	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Bảng 3: Cân bằng điện năng hệ thống điện toàn quốc giai đoạn đến năm 2045 (kịch bản lựa chọn – năm khô hạn)

STT	Hạng mục/năm (Đơn vị: GWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
A.	TỔNG NHU CẦU MIỀN BẮC	101197	110725	120894	131626	142983	155034	167854	181453	195816	211065	227143	298062	372420	446958
	Tổng điện SX	95023	99940	105050	111229	115449	114831	117591	121147	133519	144403	156215	238725	287488	356348
	Cân đối	-6174	-10785	-15844	-20397	-27534	-40203	-50263	-60306	-62297	-66662	-70928	-59337	-84932	-90610
I.	TĐ + TĐTN + NLTT + nhập khẩu	36264	37102	38017	39043	40197	41752	43610	45028	47889	49702	51634	54942	58638	60301
II.	NĐ	58759	62839	67033	72186	75252	73079	73981	76119	85631	94701	104581	183783	228850	296048
-	NĐ than	58759	62839	67033	72186	75252	73079	73981	75836	82070	85034	85829	89901	121376	199080
-	LNG (CCGT+SCGT)	0	0	0	0	0	0	0	283	3307	9131	17446	89743	98868	88912
-	LNG (ICE)	0	0	0	0	0	0	0	0	253	535	1306	4138	8607	8055
B	TỔNG NHU CẦU BẮC TRUNG BỘ	12607	13782	15021	16313	17663	19076	20560	22114	23732	25418	27162	34879	42010	48074
	Tổng điện SX	17508	18820	21630	27868	28741	34890	40797	47554	47312	48796	52294	63413	71548	81601
	Cân đối	4901	5038	6609	11555	11078	15814	20237	25440	23580	23378	25132	28534	29538	33527
I.	TĐ + nhập khẩu+ NLTT	4825	5709	6257	7634	8600	9107	9534	10007	10071	10304	10479	11089	12028	12060
II.	NĐ	12682	13110	15372	20234	20141	25783	31263	37547	37241	38492	41816	52324	59520	69541
C.	TỔNG NHU CẦU TRUNG TRUNG BỘ	11786	12855	13981	15154	16381	17663	19008	20415	21876	23395	24964	31918	38280	43654
	Tổng điện SX	8376	9501	10137	10666	14150	28194	34196	39500	43611	45641	47837	52098	57638	58629
	Cân đối	-3410	-3354	-3844	-4488	-2231	10531	15188	19085	21735	22246	22873	20180	19358	14975
I.	TĐ + nhập khẩu + NLTT	8309	9425	10056	10588	11229	13595	15741	18231	20376	21034	21533	21143	22635	24299
II.	NĐ	67	77	81	78	2921	14599	18455	21269	23235	24607	26304	30955	35004	34330
D.	TỔNG NHU CẦU TÂY NGUYÊN	5839	6369	6919	7484	8065	8661	9276	9907	10551	11210	11880	14615	16753	18097
	Tổng điện SX	10657	12036	11381	13120	12667	12115	14644	16813	19762	22963	28202	33164	42125	47654
	Cân đối	4818	5667	4462	5636	4602	3454	5368	6906	9211	11753	16322	18549	25372	29557
I.	TĐ + nhập khẩu + NLTT	10657	12036	11381	13120	12667	12115	14644	16813	19762	22963	28202	33164	42125	47654
II.	NĐ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.	TỔNG NHU CẦU NAM TRUNG BỘ	11808	12863	13972	15126	16329	17587	18905	20281	21691	23143	24624	30796	35874	39391
	Tổng điện SX	37245	40307	42157	46233	48218	55235	61481	65162	66421	68690	70980	73351	100515	135611
	Cân đối	25437	27444	28185	31107	31889	37648	42576	44881	44730	45547	46356	42555	64641	96220
I.	TĐ + TĐTN + NLTT	11386	14749	16970	18204	19098	19803	20528	21117	21995	22855	23750	28004	57176	91233
II.	NĐ	25859	25559	25186	28029	29119	35432	40952	44045	44426	45835	47229	45348	43339	44378
1	NĐ than	25859	25558	25187	28029	29119	35432	40952	44045	44426	45834	47230	45348	42580	43115
2	LNG (ICE)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	507	505
3	LNG (SCGT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	253	758
F.	TỔNG NHU CẦU MIỀN NAM	115779	126417	137499	148906	160666	172813	185377	198324	211618	225344	239405	304604	361474	405475
	Tổng điện SX	90207	102406	117932	125493	142861	145570	152272	162318	174658	189082	199650	254122	307496	321805
	Cân đối	-25572	-24011	-19567	-23413	-17805	-27243	-33105	-36006	-36960	-36262	-39755	-50482	-53978	-83670
I.	TĐ + TĐTN + nhập khẩu + NLTT	10051	15128	18017	22100	26239	26887	28776	32677	35463	38260	42153	82291	111052	127724
II.	NĐ	80156	87278	99914	103393	116622	118683	123496	129641	139195	150822	157498	171831	196444	194081
-	NĐ khí (CCGT+SCGT) + dầu	58925	63017	61857	59205	66931	65151	65349	70527	80599	91742	101028	112522	131719	129612
-	LNG (ICE)	0	0	2205	3260	2792	720	442	484	756	1102	2066	2318	4821	5647
-	NĐ than	21231	24261	35853	40927	46899	52813	57706	58630	57840	57977	54403	56992	59905	58822
G.	Toàn quốc														
	Tổng nhu cầu điện toàn quốc	259016	283011	308286	334609	362087	390834	420980	452494	485284	519575	555178	714874	866811	1001649
	Tổng điện SX toàn quốc	259016	283011	308286	334609	362087	390834	420980	452494	485284	519575	555178	714874	866811	1001649
	Cân đối: thừa(+), thiếu(-)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



VIỆN NĂNG LƯỢNG

Số 06 Tôn Thất Tùng, Đống Đa, Hà Nội

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