

Tóm tắt chính sách

Chuẩn bị cho triển khai

Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng tại Việt Nam

Khía sản xuất điện

Báo cáo được thực hiện bởi Công ty Cổ phần Tư vấn Năng lượng và Môi trường (VNEEC)

Ngày 14 tháng 4 năm 2023

Miễn trừ trách nhiệm

Bản Tóm tắt chính sách này do VNEEC chuẩn bị và được Perspectives Climate Group (PCG) rà soát dưới sự hỗ trợ tài chính của ETP để đáp ứng yêu cầu của Cục Biến đổi Khí hậu Việt Nam (DCC) nhằm cung cấp thông tin cơ bản trong giai đoạn đầu chuẩn bị Đề cương của Kế hoạch Huy động Nguồn lực cho Hợp tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng (JETP RMP). Các ý kiến thể hiện trong ấn phẩm này là hoàn toàn thuộc về các tác giả, không nhằm mục đích phản ánh ý kiến hoặc quan điểm của ETP hoặc DCC.

Thông điệp chính

Tuyên bố chính trị về Hợp tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng (JETP) giữa Việt Nam và Nhóm Đối tác Quốc tế (IPG) đạt được ngày 14 tháng 12 năm 2022 nhằm huy động 15,5 tỷ USD từ nguồn tài chính công và tư quốc tế để hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng công bằng tại Việt Nam. Mục tiêu chính của JETP là tập trung vào chuyển dịch năng lượng xanh trong khi đảm bảo yếu tố công bằng. Mục tiêu chính này đạt được thông qua mục tiêu tham vọng cắt giảm công suất điện than dự kiến trong quy hoạch từ 37 GW xuống 30,2 GW vào năm 2030. Đồng thời nâng tỷ lệ năng lượng tái tạo (NLTT) trong lưới điện Việt Nam từ tỷ lệ dự kiến 36% trong kế hoạch năm 2030 lên ít nhất 47%, chủ yếu từ điện mặt trời và điện gió ngoài khơi. Các ưu tiên khác bao gồm nâng cấp lưới điện Việt Nam để đảm bảo ổn định truyền tải khi công suất NLTT tăng lên, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và phục vụ phát triển kinh tế. Ngoài ra Tuyên bố chính trị cũng đề cập đến việc phát triển công nghệ pin lưu trữ và hydrogen xanh và thành lập các trung tâm công nghệ NLTT cũng như trung tâm xuất sắc ở Việt Nam để hỗ trợ cho quá trình chuyển dịch năng lượng công bằng và bền vững, phù hợp với các mục tiêu kinh tế xã hội của đất nước.

Qua phân tích các nguồn phát điện (than, khí, NLTT), hiện trạng lưới điện và tiềm năng phát triển công nghệ lưu trữ và hydrogen cũng như tính khả thi/cần thiết của việc thành lập các trung tâm công nghệ NLTT cho thấy ngành năng lượng đang phải đối mặt với rất nhiều thách thức để đạt được mục tiêu chuyển dịch năng lượng công bằng. Các nhà máy nhiệt điện than hầu hết còn mới nên việc ngừng hoạt động sớm sẽ dẫn đến thất thoát lớn vốn đầu tư chưa khấu hao đủ; nếu chuyển sang đốt sinh khối hoặc nhiên liệu có nguồn gốc từ hydro tái tạo, thì chi phí cao của những nhiên liệu thay thế này và việc đạt được tỷ lệ trộn tối ưu của amoniac sẽ là lỗ hổng lớn cần được xem xét. Các nhà máy điện khí đang phải chịu chi phí nhiên liệu cao (cả khí tự nhiên và hydro trong tương lai) và sẽ bị ảnh hưởng bởi việc ngừng hoạt động của nhà máy than vì các nhà máy điện khí sẽ phải tăng hoạt động để đáp ứng phụ tải cơ bản. Đối với NLTT, công suất tăng nhanh trong những năm gần đây đã dẫn đến những khó khăn trong vận hành như mất cân đối nguồn truyền tải, cung vượt cầu vào giờ thấp điểm, và những thay đổi đột ngột trong việc áp dụng và thu hồi các cơ chế ưu đãi trong ngành đã dẫn đến tình trạng gián đoạn trong việc bổ sung công suất. Những khoảng trống này cần được giải quyết để đảm bảo một hệ thống năng lượng bền vững và đáng tin cậy.

Vì vậy Tư vấn đưa ra những khuyến nghị sau nhằm mục tiêu ngắn hạn là xây dựng Kế hoạch Huy động Nguồn lực JETP (JETP RMP) hiệu quả và dài hạn là triển khai JETP tại Việt Nam về khía cạnh sản xuất điện.

Các mục tiêu cụ thể cho việc triển khai các nguồn và ứng dụng công nghệ điện khác nhau đối với các mục tiêu năng lượng của JETP với các nguồn tài chính bổ sung được trình bày dưới đây đã xem xét các mục tiêu trong dự thảo mới nhất của Đề án Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII).

Bảng 1: Tóm tắt các khuyến nghị cho mục tiêu triển khai các nguồn điện và công nghệ khác nhau

	Khuyến nghị
Nhiệt điện than	- Dừng ngay việc lập quy hoạch công suất điện than mới và chỉ cho phép các nhà máy đang xây dựng được tiếp tục, với điều kiện đảm bảo được sự ổn định lưới điện. - Xây dựng chính sách định hướng cũng như lộ trình cụ thể để chuyển đổi từ than sang sinh khối/amoniac với các nhà máy đã vận hành đến 20 năm khi giá thành phù hợp, bắt đầu từ các nhà máy xây dựng gần đây nhất và tiến dần tới các nhà máy cũ hơn. Dừng vận hành các nhà máy điện than có tuổi thọ trên 30 năm nếu không có khả năng chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu khác với điều kiện các nhà máy đã được khấu hao đủ.

Nhiệt điện khí	Đảm bảo rằng các nhà máy điện khí chu trình hỗn hợp đang hoạt động được duy trì cho đến khi hết tuổi thọ kỹ thuật và tiếp cận đủ với nguồn khí sản xuất trong nước hoặc được cung cấp dưới dạng LNG. Xem xét việc xây dựng mới các nhà máy điện khí nếu đảm bảo chuyển đổi nhanh nhiên liệu sang hydro tái tạo hoặc nhiên liệu dẫn suất từ năm 2035 trở đi. - Triển khai các nhà máy điện khí tự nhiên như loại hình năng lượng lớn thứ ba sau điện tái tạo không liên tục, thủy điện tiêu chuẩn và thủy điện tích năng; - Đảm bảo cung cấp nhiên liệu cho hoạt động của các nhà máy điện khí.
Thủy điện	Mở rộng thủy điện tích năng theo lộ trình mở rộng các nhà máy hiện có và chuẩn bị các nhà máy mới ở khu vực miền núi
NLTT không liên tục (năng lượng gió và mặt trời)	- Tập trung vào các khu vực thuận lợi nhất để nâng cao hệ số phụ tải nhà máy; - Xem xét điện mặt trời có tích trữ muối nóng chảy cho phụ tải nền, nếu chi phí có thể giảm xuống dưới mức của điện mặt trời có tích trữ pin/thủy điện tích năng.
Hệ thống pin lưu trữ (BESS) and hydro sản xuất từ nguồn NLTT	Thực hiện các nghiên cứu và xây dựng, ban hành chính sách tạo điều kiện thuận lợi cho việc ứng dụng và triển khai BESS và sản xuất hydro các nguồn NLTT, bao gồm: - Nghiên cứu chuyên sâu về lộ trình, công nghệ, địa điểm, mô hình ứng dụng và chính sách cho việc đầu tư, triển khai công nghệ BESS và hydro tại Việt Nam; - Đưa ra các chính sách khuyến khích trong giai đoạn thử nghiệm công nghệ, với sự tài trợ mạnh mẽ của nước ngoài.
Lưới truyền tải	- Xây dựng các đường dây truyền tải mới để kết nối các khu vực có công suất điện tái tạo cao với các khu vực có nhu cầu sử dụng điện cao và quốc tế - Kết hợp các nguồn điện tái tạo khác nhau để cân bằng sự thay đổi sản lượng của nguồn điện tái tạo; - Sử dụng chiến lược quản lý theo nhu cầu để tối ưu hóa thời gian sử dụng điện phù hợp với sản lượng phát điện.

Danh sách chưa đầy đủ các nghiên cứu chuyên sâu về chuyển dịch năng lượng đã được đề xuất để khuyến nghị thực hiện từ nay cho đến khi phê duyệt JETP RMP và trong quá trình thực hiện JETP RMP.

1 Những điểm liên quan đến năng lượng trong Tuyên bố chính trị về JETP của Việt Nam

Tuyên bố Chính trị yêu cầu Việt Nam xây dựng Kế hoạch Huy động nguồn lực (RMP) để huy động khoản tài chính cam kết trị giá 15,5 tỷ USD cho JETP. JETP RMP cần đáp ứng các nhu cầu cụ thể của Việt Nam và sẽ được Nhóm Đối tác Quốc tế (IPG) phê duyệt. JETP RMP sẽ đưa ra các hỗ trợ trong các khía cạnh liên quan đến năng lượng sau để đảm bảo quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng tại Việt Nam.

“b) Đẩy nhanh quá trình khử các-bon trong hệ thống điện từ mức đỉnh phát thải theo kế hoạch Net Zero hiện tại là 240 triệu tấn CO₂-tđ vào năm 2035 với sự hỗ trợ quốc tế (giảm từ 280 triệu tấn CO₂-tđ trước COP26) hướng tới đạt mức phát thải đỉnh không quá 170 triệu tấn CO₂-tđ từ sản xuất điện vào năm 2030.

c) Lộ trình giảm hệ thống các dự án điện than, với công suất hiện có theo kế hoạch đạt đỉnh từ 37 GW xuống 30.2 GW, cũng như cung cấp lộ trình giảm phát thải tin cậy và tham vọng cho các nhà máy điện than không có khả năng loại trừ sau 2030.

d) Đẩy nhanh việc triển khai năng lượng tái tạo và phát triển chuyên môn kỹ thuật để hỗ trợ và quản lý lưới điện với tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày càng thay đổi, với mục đích giúp Việt Nam duy trì lưới điện đáng tin cậy và vượt xa con số kế hoạch hiện tại là 36% hướng tới ít nhất 47% sản lượng điện đến từ năng lượng tái tạo bao gồm năng lượng gió, năng lượng mặt trời và thủy điện vào năm 2030 với sự hỗ trợ của quốc tế.

i) Đàm phán việc tạm dừng đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện than để đạt được những mục tiêu đã nêu ra, khi thích hợp, với sự hỗ trợ của các đối tác.

j) Đàm phán đóng cửa các nhà máy nhiệt điện than cũ, kém hiệu quả để tạo điều kiện tiếp cận năng lượng sạch.

l) Hướng tới thành lập một trung tâm xuất sắc về năng lượng tái tạo tại Việt Nam để chia sẻ chuyên môn, hỗ trợ phát triển kỹ năng, hiểu biết về công nghệ và quy chế, đồng thời tạo điều kiện hợp tác tự nguyện giữa Việt Nam và khu vực tư nhân về chuyển giao công nghệ nhằm tăng tốc và mở rộng quy mô triển khai năng lượng tái tạo và quản lý hệ thống điện sạch tại Việt Nam và khu vực.

k) Phát triển ngành năng lượng tái tạo bao gồm nhưng không giới hạn ở việc phát triển các trung tâm năng lượng tái tạo, sản xuất pin lưu trữ và thiết bị năng lượng tái tạo, sản xuất hydro xanh, quy hoạch phát triển điện gió ngoài khơi kết hợp với nuôi trồng thủy sản và hậu cần nghề cá.

m) Thực hiện sử dụng đất đa mục tiêu cho sản xuất năng lượng tái tạo, nông nghiệp, nuôi trồng thủy sản để nâng cao sản xuất và chế biến nông sản thông qua cải thiện khả năng tiếp cận năng lượng và tạo việc làm cho lao động nông thôn. Theo đó, Chính phủ Việt Nam sẽ xây dựng và thông qua Kế hoạch Huy động Nguồn lực của JETP (JETP – RMP) để huy động nguồn tài chính cho JETP, đây sẽ là “một phần của nhu cầu đầu tư lớn hơn nhiều cho Việt Nam.” (đoạn. 19)¹.

Báo cáo này sẽ phân tích thực trạng sản xuất điện tại Việt Nam để chỉ ra các khoảng trống cần được xoá bỏ để đạt được mục tiêu JETP và đưa ra những khuyến nghị mà Việt Nam cần thực hiện cho giai đoạn xây dựng JETP RMP

2 Sản xuất điện và mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính

Trong Dự thảo PDP VIII², theo chỉ đạo của Chính phủ về việc tiếp tục giảm công suất nhiệt điện than để phù hợp với các cam kết tại COP26 vào tháng 12/2021, định hướng quá trình phát triển của các nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam đến năm 2050 như sau:

- Không phát triển các nhà máy nhiệt điện than sau năm 2030, không phát triển thêm các nhiệt điện khí sau năm 2035.
- Các nhà máy nhiệt điện than dự kiến sẽ đốt bằng nhiên liệu sinh khối hoặc amoniac sau 20 năm vận hành với tỷ lệ đốt bắt đầu từ 20% và tăng dần lên 100%. Đến năm 2050, không còn nhà máy nhiệt điện than trong hệ thống điện.
- Các nhà máy điện khí dự kiến đốt bằng hydro sau năm 2030, bắt đầu từ 20%, tăng dần lên 100%. Trong tương lai, khi công nghệ chín muồi, giá thành hydro giảm, có thể xây dựng các nhà máy điện thể hệ mới sử dụng hoàn toàn hydro. Định hướng đến năm 2050, tất cả các nhà máy điện khí sẽ chuyển sang sử dụng hydro.

Phương án phát triển điện này yêu cầu chi phí đầu tư cao đồng thời giá thành sản xuất điện đến năm 2050 tăng khoảng 30% so với Phương án trước đó. Phương án chuyển đổi năng lượng trong phát triển điện lực của Việt Nam cần có sự hỗ trợ mạnh mẽ của cộng đồng quốc tế để hướng tới mục tiêu giảm

¹ Ủy ban châu Âu. (2022) Tuyên bố chính trị về Hợp tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng của Việt Nam với International Partners Group. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_7724

² Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII)

phát thải KNK quốc gia. Kịch bản cao sau đây có xét đến các rủi ro trong triển khai một số nhà máy điện lớn, bao gồm khả năng không triển khai được 6.800 MW của các nhà máy nhiệt điện than BOT.

Bảng 2: Mở rộng công suất trong kịch bản cao điều hành của QHĐ VIII tháng 12 năm 2022 (MW)³

Nguồn	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nhu cầu đỉnh	61.357	93.343	128.791	162.904	189.917	209.332
Tổng công suất đặt	107.999	156.444	235.759	339.189	445.612	538.429
Tổng công suất đặt không tính điện mặt trời mái nhà, đồng phát	98.794	145.989	221.704	317.131	416.381	501.608
Nhiệt điện than nội	17.630	17.163	9.059	6.057	3.372	0
Nhiệt điện than nhập	12.437	12.964	14.078	9.280	0.263	0
Nhiệt điện than đốt kèm sinh khối/amoniac	0	0	6.990	14.790	18.642	0
Nhiệt điện than chuyển hoàn toàn sang sinh khối/amoniac	0	0	0	0	6.990	25.632
TBKHH + nhiệt điện khí nội	9.176	14.930	7.900	7.900	7.900	7.900
TBKHH sử dụng LNG	3.500	24.500	28.500	7.500	0	0
Nhiệt điện khí nội đốt kèm hydro	0	0	7.030	7.030	0	0
Nhiệt điện khí nội chuyển hydro hoàn toàn	0	0	0	0	7.030	7.030
TBKHH LNG đốt kèm hydro	0	0	3.500	24.500	28.500	7.500
TBKHH LNG chuyển hydro hoàn toàn	0	0	0	0	3.500	24.500
LNG ICE	0	300	8.400	22.500	32.400	43.800
Nhiệt điện dầu	1.221	0	0	0	0	0
Thủy điện lớn	20.996	21.749	23.387	23.751	24.142	24.162
Thủy điện nhỏ (<30 MW)	5.799	7.197	10.267	10.663	10.997	11.854
Điện gió trên bờ	13.616	21.480	30.400	45.100	60.750	66.050
Điện gió ngoài khơi	0	7.000	17.000	42.500	71.500	87.000
Điện mặt trời	8.736	8.736	34.711	60.408	92.193	136.573
Điện sinh khối và NLTT khác	1.180	2.270	3.290	4.960	5.210	6.015
Điện mặt trời mái nhà	7.755	7.755	10.755	17.558	24.731	32.321
Đồng phát	1.450	2.700	3.300	4.500	4.500	4.500
Nhập khẩu	4.453	5.000	7.742	10.242	11.042	11.042
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	50	2.700	9.450	19.950	31.950	42.550

Bảng 3: Sản lượng điện trong kịch bản cao điều hành của QHĐ VIII tháng 12 năm 2022 (GWh)⁴

Nguồn	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tổng điện sản xuất	391.339	595.457	822.513	1.040.784	1.213.054	1.335.938
Nhiệt điện than nội	98.245	105.881	62.420	41.531	23.322	0
Nhiệt điện than nhập	69.304	79.973	97.008	63.622	1.820	0

³ Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII)

⁴ Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII)

Nguồn	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nhiệt điện than đốt kèm sinh khối/amoniac	0	0	32.431	62.747	93.373	0
Nhiệt điện than chuyển hoàn toàn sang sinh khối/amoniac	0	0	0	0	29.694	82.102
TBKHH + khí nội	26.816	52.406	54.425	60.839	60.054	57.439
TBKHH sử dụng LNG	16.973	118.490	182.843	54.367	0	0
Nhiệt điện khí nội đốt kèm hydro	0	0	12.837	42.847	0	0
Nhiệt điện khí nội chuyển hydro hoàn toàn	0	0	0	0	24.877	32.096
TBKHH LNG đốt kèm hydro	0	0	6.405	128.056	149.875	38.049
TBKHH LNG chuyển đốt hydro hoàn toàn	0	0	0	0	17.317	118.734
LNG ICE	0	234	3.350	10.616	33.411	78.919
Nhiệt điện dầu	514	0	0	0	0	0
Thủy điện lớn	74.390	75.494	76.514	76.634	77.029	77.034
Thủy điện nhỏ (<30 MW)	20.547	24.982	33.591	34.405	35.089	37.794
Điện gió trên bờ	34.533	59.968	89.495	141.090	193.273	212.724
Điện gió ngoài khơi	0,000	19.543	50.046	132.957	227.473	280.196
Điện mặt trời	26.708	26.708	71.835	121.800	180.210	258.440
Điện sinh khối và NLTT khác	5.702	11.624	20.189	32.658	34.743	38.800
Điện mặt trời mái nhà	-2.271	-7.455	14.678	41.013	78.66	95.89
Đồng phát	879	1.405	2.924	4.337	3.056	2.990
Nhập khẩu	16.789	18.791	27.216	34.652	37.031	37.036
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	0	-38	-1.015	-2.374	-5.248	-6.394

Ở kịch bản cao phục vụ điều hành, tổng công suất lắp đặt của các nhà máy điện sẽ đạt 145.989 MW vào năm 2030 và 501.608 MW vào năm 2050 (không bao gồm điện mặt trời áp mái nhà và đồng phát). Tỷ lệ công suất các nguồn NLTT (không bao gồm thủy điện) sẽ tăng từ 27% năm 2030 lên 58,9% năm 2050. Tỷ trọng điện năng từ các nguồn này sẽ tăng từ 19,8% năm 2030 lên 59,1% năm 2050. Phát thải CO₂ đạt đỉnh 239 triệu tấn CO₂-tđ vào năm 2035, 115 triệu tấn CO₂-tđ vào năm 2045 và ước tính khoảng 30 triệu tấn CO₂-tđ vào năm 2050, bảo đảm đáp ứng cam kết của Việt Nam tại COP26.

Theo NDC 2022 cập nhật và Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050 (NCCS 2022)⁵, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, ngành năng lượng (bao gồm các phân ngành: phát điện, giao thông vận tải, khai thác năng lượng, thương mại và dân dụng) được phép phát thải tối đa 457 triệu tấn CO₂-tđ vào năm 2030 và 101 triệu tấn CO₂-tđ vào năm 2050. Mức phát thải CO₂ tối đa cho phép xét riêng ngành sản xuất điện là khoảng 240 triệu tấn CO₂-tđ và 30 triệu tấn CO₂-tđ tương ứng cho năm 2030 và 2050.

Mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính trong lĩnh vực năng lượng này dựa trên các giả định sau về công suất của các nguồn cung cấp điện.

⁵ Quyết định 896/QĐ-TTg ngày 26/7/2022 phê duyệt Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu đến năm 2050

Bảng 1: Công suất giả định các nguồn cung cấp điện trong NDC cập nhật năm 2022⁶

Loại	Công suất
E28. Phát triển thủy điện nhỏ	Nâng công suất của các thủy điện nhỏ đạt 6.100 MW vào năm 2025 và 7.300 MW vào năm 2030
E29. Phát triển điện mặt trời tập trung	Nâng công suất các nhà máy điện mặt trời đạt 8.736 MW năm 2025 và giữ nguyên đến năm 2030
E30. Phát triển điện mặt trời mái nhà	Nâng công suất các NM điện mặt trời mái nhà lên 7.755 MW năm 2025 và giữ nguyên đến năm 2030
E31. Phát triển điện gió trên bờ	Nâng công suất điện gió trên bờ từ 518 MW năm 2020 lên 13.921 MW vào 2030.
E32. Phát triển điện gió ngoài khơi	Công suất điện gió ngoài khơi vào năm 2030 là 4.000MW
E33. Phát triển nhiệt điện sinh khối	Công suất điện sinh khối là 1.230 MW vào năm 2030
E34. Phát triển điện rác - thiêu đốt	210 MW điện rác sẽ được lắp đặt vào 2025 và 350 MW sẽ được lắp đặt vào 2030 để thay thế cho các nhà máy nhiệt điện than
E35. Phát triển điện rác - chôn lấp	30 MW điện rác chôn lấp được lắp đặt vào 2025 và 50 MW sẽ được lắp đặt vào 2030 để thay thế cho các nhà máy nhiệt điện than
E36. Phát triển điện khí sinh học	20 MW điện khí sinh học được lắp đặt vào 2025 và 30 MW sẽ được lắp đặt vào 2030 để thay thế cho các nhà máy nhiệt điện than
E37. Phát triển tua-bin khí hỗn hợp sử dụng LNG	Tua-bin khí hỗn hợp sử dụng LNG được lắp đặt với công suất 3.500 MW vào 2025, và 23.900 MW sẽ được lắp đặt vào 2030 để thay thế các nhà máy điện than
E38. Phát triển công nghệ nhiệt điện trên siêu tới hạn	9.600 MW nhiệt điện trên siêu tới hạn được lắp đặt vào 2025, và 15.600 MW sẽ được lắp đặt vào 2030 để thay thế các nhà máy điện than truyền thống

Công suất cung cấp điện từ NLTT và công nghệ các-bon thấp được sử dụng trong NDC 2022 và NCCS 2022 cập nhật thấp hơn so với công suất của các công nghệ tương ứng trong dự thảo QHĐ VIII.

3 Thúc đẩy chuyển dịch năng lượng đối với nhà máy nhiệt điện

3.1 Hiện trạng nguồn điện Việt Nam

Các loại hình nguồn điện phân bố không đều theo các miền. Nguồn nhiệt điện than tập trung tại miền Bắc và miền Nam. Các nhà máy điện sử dụng than nội tập trung tại miền Bắc, các nhà máy điện sử dụng than nhập chủ yếu nằm ở miền Nam. Các nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp sử dụng nhiên liệu khí, dầu nằm ở miền Nam. Các nhà máy thủy điện (bao gồm thủy điện nhỏ) phân bố ở cả ba miền. Nguồn điện gió và điện mặt trời tập trung tại miền Trung và miền Nam.

Đến cuối năm 2021, tổng công suất đặt các loại nguồn điện của hệ thống điện quốc gia đạt 78.120 MW, trong đó miền Bắc 27.978 MW (36,2%), miền Trung 15.614 MW (17,8%) và miền Nam 34.529 MW (46%). Năm 2021, tổng công suất bổ sung đưa vào vận hành là 7.433 MW bao gồm 3.227 MW điện than, 594 MW thủy điện, 3.612 MW điện gió. Công suất đặt điện theo loại nhiên liệu và khu vực vào năm 2021 được thể hiện dưới đây:

⁶ Báo cáo kỹ thuật - Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) cập nhật năm 2022

Bảng 5: Công suất đặt theo loại và khu vực tính đến cuối năm 2021 (MW)⁷

Loại nhà máy	Miền Bắc		Miền Trung		Miền Nam	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Thủy điện	9.554	34,15	5.848	38,09	1.991	5,77
Điện than	14.764	52,77	30	0,19	10.603	30,71
Điện dầu	199	0,71	138	0,88	1.242	3,60
Thủy điện nhỏ	2.850	10,19	1.425	9,13	344	0,99
Điện khí					24	0,07
CCGT					7.398	21,43
Sinh khối	25	0,09	238	1,53	62	0,18
Điện gió	0	0	2.158	13,82	1.967	5,7
Trại điện mặt trời	97	0,35	2.667	17,08	6.140	17,78
Điện mặt trời mái nhà	489	1,17	2.437	15,61	4.734	13,71
Nhập khẩu	0	0	572	3,66	0	
Dầu diesel	0	0	0		24	0,07
Tổng cộng	27.978	100	15.614	100	34.529	100

Tính đến cuối năm 2021, tổng công suất thủy điện là 22.111 MW, nhiệt điện than 25.397 MW, nhiệt điện khí 7422 MW, điện gió 4.126 MW, điện mặt trời 16.640 MW, nhập khẩu 572 MW (0,8% công suất, 1,2% sản lượng phát). Theo Tờ trình Số 7194/TTr-BCT tháng 11/2022 của Bộ Công Thương (BCT) về QHĐ VIII, đến hết năm 2020, hệ thống điện Việt Nam đứng thứ 2 Đông Nam Á và thứ 23 thế giới.

Bảng 6: Công suất đặt theo loại giai đoạn 2010-2021 (MW)

Loại nhà máy	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Thủy điện lớn	8.180	16.587	17.824	19.288	20.170	20.632	20.859	22.111
Thủy điện nhỏ		1.984	2.251	2.791	3.322	3.674	3.887	
Điện than	4.460	12.903	14.595	17.089	18.945	20.267	22.077	25.397
Điện dầu	925	875	1.439	1.439	1.579	1.579	1.579	1.579
Dầu diesel	39	39	24	24	24	24	24	24
Điện khí	7.650	7.998	7.467	7.467	7.467	7.467	7.422	7.422
NLTT	24	135	114	145	504	5.237	9.715	21.015
Sinh khối	24	45	24	55	175	175	325	325
Điện gió		90	90	90	243	377	538	4.126
Trại điện mặt trời					86	4.685	8.852	8.904
Điện mặt trời mái nhà								7.660
Nhập khẩu	1.000	800	800	1340	1372	1372	572	572
Tổng công suất đặt	22.278	39.337	42.263	46.792	50.061	56.578	62.248	78.120

Bảng 7: Sản lượng điện phân theo loại hình giai đoạn 2010-2021 (GWh)

Loại hình	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Thủy điện	27.550	56.123	63.941	85.940	83.081	66.117	72.892	78.553

⁷ Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII)

Điện than	17.988	56.469	68.351	67.714	91.654	120.157	123.177	119.000
Điện dầu	3.648	878	931	97	595	1.239	574	-
Dầu diesel	906	114	251	53	156	974	489	7
Điện khí	44.762	48.148	45.365	40.347	40.701	42.507	34.802	26.312
NLTT	49	191	323	558	997	5.892	10.897	31.456
Sinh khối	49	70	122	208	488	350	340	321
Điện gió		121	201	350	487	724	982	3.344
Trại điện mặt trời					22	4.818	9.575	14.851
Điện mặt trời mái nhà							687	12.940
Nhập khẩu	5.599	2393	2736	2361	3124	3316	3067	1403
Xuất khẩu	1.108	1.416	1.409	1.650	1.509	2.067	1555	582
Tổng sản lượng	100.502	164.316	181.898	197.070	220.308	240.202	245.898	256.731

3.2 Nhiệt điện than

3.2.1 Hiện trạng nhiệt điện than

Năm 2021 tổng sản lượng nguồn nhiệt điện than năm đạt 119.0 tỷ kWh ít hơn 6.82 tỷ kWh so với kế hoạch năm (125.82 tỷ kWh), đạt 94.6% kế hoạch và cao hơn năm 2020 (122.53 tỷ kWh). Nguồn nhiệt điện than mới đưa vào năm 2021 gồm 05 tổ máy với tổng công suất đặt là 3228 MW (năm 2020 là 1810 MW) bao gồm: 2 tổ máy NMT Duyên Hải 2 (2x614 MW), 1 tổ máy Sông Hậu 1 (600 MW) và 2 tổ máy NMT Nghi Sơn 2 (2x700 MW)⁸. Nhìn chung, trong năm 2021 các nhà máy nhiệt điện than thường vận hành không ổn định và hay bị sự cố và suy giảm công suất, đặc biệt là các tổ máy có công suất lớn, gây ảnh hưởng lớn đến chất lượng tần số và vận hành ổn định của Hệ thống điện. Danh sách các nhà máy nhiệt điện than được trình bày trong phần Phụ lục của báo cáo này.

Bảng 8: Điện sản xuất toàn hệ thống theo loại hình năm 2021

Sản lượng năm 2021 theo loại hình nguồn điện (10 ⁶ kWh)	
Tổng toàn hệ thống	256,731
Thủy Điện	78,553
Nhiệt Điện than	119,000
TBK chạy khí + Đuôi hơi	26,312
Nhiệt Điện dầu	0
TBK chạy dầu	3
Nhiệt điện chạy khí	0
Điện Gió	3,344
Điện mặt trời	14,851
Điện mặt trời mái nhà	12,940
Điện Sinh khối	321
Diesel	4

⁸ Báo cáo tổng kết vận hành HTĐ – Trung tâm điều độ HTĐQG

Sản lượng năm 2021 theo loại hình nguồn điện (10^6 kWh)	
Điện nhập khẩu từ Trung Quốc	0
Điện nhập khẩu từ Lào	1,403

3.2.2 Các thách thức và khuyến nghị trong chuyển dịch năng lượng

Thách thức

Nguồn nhiệt điện than đóng vai trò quan trọng trong cung cấp điện của hệ thống điện Việt Nam, đây là loại hình nguồn điện chạy nền ổn định, có chi phí thấp. Việc duy trì nguồn điện này trong những năm tới vẫn là yêu cầu cấp thiết để đảm bảo cung cấp điện đầy đủ, ổn định đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Tuy nhiên, việc phát triển nhiệt điện than cũng làm gia tăng mạnh phát thải KNK, gia tăng các tác động môi trường, tăng phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu.

Do tầm quan trọng của việc duy trì công suất nhiệt điện than chạy nền song song với quá trình tích hợp các nguồn điện NLTT. Có 2 định hướng được đưa ra đối với nhiệt điện than nhằm giảm phát thải: (i) không xây thêm các nhà máy điện than mới sau năm 2030, (ii) chuyển đổi nhiên liệu đồng đốt sinh khối, amoniac đối với các nhà máy nhiệt điện than hiện có, và (iii) các nhà máy nhiệt điện than hiện tại không có khả năng chuyển đổi sang đồng đốt có thể cho đóng cửa sớm.

Quá trình chuyển đổi nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện than, phải tính đến chi phí phát sinh của quá trình chuyển đổi nhiên liệu như: chi phí kéo dài tuổi thọ, chi phí cải tạo để có thể đốt kèm nhiên liệu, tỷ lệ giảm hiệu suất trong giai đoạn kéo dài tuổi thọ, tỷ lệ giảm hiệu suất khi đốt kèm và chuyển đổi nhiên liệu, giá nhiên liệu... Các chi phí này để phục vụ việc tính toán chi phí toàn hệ thống cho kịch bản chuyển đổi năng lượng.

Đối với việc đồng đốt amoniac trong các nhà máy nhiệt điện than phun, tỷ lệ trộn amoniac trong các nhiệt điện than là thách thức chủ yếu. Ngoài ra, do giá nhiên liệu amoniac cao, nên việc đốt kèm 20% amoniac trong nhà máy nhiệt điện than sẽ làm chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) của nhà máy tăng lên 34% so với đốt hoàn toàn nhiên liệu than và của nhà máy đồng đốt than – sinh khối tăng đáng kể so với nhà máy đốt 100% than. LCOE có thể tăng khoảng 10% khi đốt trộn với tỷ lệ 15% sinh khối và tăng khoảng 19% khi đốt trộn với tỷ lệ 20% sinh khối.

Khuyến nghị

Trên cơ sở lộ trình chuyển đổi nhiên liệu và ngừng xây dựng thêm các nhà máy nhiệt điện than mới đã trình bày, mô hình mở rộng công suất nguồn điện sẽ lựa chọn phát triển thêm các nguồn NLTT, các nguồn dự phòng và lưới điện truyền tải để đáp ứng nhu cầu phụ tải với chi phí hệ thống thấp nhất.

Để đạt được mục tiêu chuyển dịch năng lượng với hỗ trợ từ nguồn tài chính nước ngoài, lộ trình cho các nhà máy nhiệt điện than được đề xuất như sau:

- Dừng ngay việc lập quy hoạch công suất điện than mới và chỉ tiếp tục các nhà máy đang xây dựng, nếu đảm bảo được sự ổn định lưới điện.
- Xây dựng chính sách định hướng cũng như lộ trình cụ thể để chuyển đổi từ than sang sinh khối/amoniac với các nhà máy đã vận hành đến 20 năm khi giá thành phù hợp, bắt đầu từ các nhà máy xây dựng gần đây nhất và tiến dần tới các nhà máy cũ hơn. Dừng vận hành các nhà máy điện than có tuổi thọ trên 30 năm nếu không có khả năng chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu khác với điều kiện các nhà máy đã được khấu hao đủ.
- Loại bỏ các nguồn nhiệt điện than không có khả năng chuyển đổi sang các nguồn nhiên liệu khác⁹.

⁹ Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 -2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII)

3.3 Nhiệt điện khí

3.3.1 Hiện trạng nhiệt điện khí

Các nhà máy nhiệt điện khí cùng với các nhà máy nhiệt điện than là hai nguồn chính để duy trì sự ổn định của hệ thống điện Việt Nam. Vì vậy, hoạt động của các nhà máy nhiệt điện khí sẽ bị tác động bởi các mục tiêu của JETP, và ngược lại cũng sẽ tác động đến việc thực hiện JETP. Tổng sản lượng các nhà máy nhiệt điện khí khai thác trong năm 2021 đạt 26.312 tỷ kWh bằng 75.8% so với kế hoạch năm (34.478 tỷ kWh) và thấp hơn năm 2020 (34.657 tỷ kWh).

Trong năm 2021 nhiệt điện dầu FO không được huy động, nguồn dầu FO và dầu DO chỉ được huy động khi gặp các sự cố với khí tự nhiên và khi ngừng vận hành để bảo dưỡng hệ thống khí.

Tổng sản lượng nhiệt điện dầu FO là 0 triệu kWh, tua bin khí dầu DO là 3 triệu kWh¹⁰. Chi tiết các nguồn điện phát theo chủng loại và nhập vào hệ thống điện quốc gia năm 2021 được tổng hợp trong Bảng dưới đây.

Bảng 9: Điện sản xuất toàn hệ thống theo loại hình năm 2021

Sản lượng năm 2021 theo loại hình nguồn điện (10 ⁶ kWh)	
Tổng toàn hệ thống	256,731
Thủy Điện	78,553
Nhiệt Điện than	119,000
TBK chạy khí + Đuôi hơi	26,312
Nhiệt Điện dầu	0
TBK chạy dầu	3
Nhiệt điện chạy khí	0
Điện Gió	3,344
Điện mặt trời	14,851
Điện mặt trời mái nhà	12,940
Điện Sinh khối	321
Diesel	4
Điện nhập khẩu từ Trung Quốc	0
Điện nhập khẩu từ Lào	1,403

3.3.2 Các thách thức và khuyến nghị trong chuyển dịch năng lượng

Thách thức

Cũng tương tự như việc chuyển dịch năng lượng đối với các nhà máy nhiệt điện than, việc chuyển dịch năng lượng với nhà máy nhiệt điện khí cũng sẽ phải tính đến chi phí phát sinh của quá trình đốt kèm nhiên liệu hydro, tỷ lệ giảm hiệu suất trong giai đoạn kéo dài tuổi thọ, tỷ lệ giảm hiệu suất khi đốt kèm và chuyển đổi nhiên liệu, giá nhiên liệu...

Trên cơ sở lộ trình chuyển đổi nhiên liệu và ngừng xây dựng thêm các nhà máy nhiệt điện khí LNG mới đã trình bày, mô hình chuyển đổi sẽ lựa chọn phát triển thêm các nguồn sản xuất hydro từ điện NLTT

¹⁰ Báo cáo tổng kết vận hành HTĐ – Trung tâm điều độ HTĐQG

hoặc nhập khẩu hydro, các nguồn dự phòng và lưới điện truyền tải để đáp ứng nhu cầu phụ tải với chi phí hệ thống thấp nhất.

Theo báo cáo của tổ chức ETN Global năm 2020, các hãng tuabin trên thế giới đều xác nhận các loại tuabin hiện nay có thể đốt kèm hydro với tỷ lệ 30-50%, và có kế hoạch đưa vào vận hành loại tuabin sử dụng 100% khí hydro từ sau năm 2030. Với tỷ lệ đốt kèm từ 30% hydro trở xuống, không cần phải cải tạo tuabin, chỉ cần cải tạo hệ thống cấp và điều khiển nhiên liệu của nhà máy.

Khuyến nghị

- Đảm bảo rằng các nhà máy điện khí chu trình hỗn hợp đang hoạt động được duy trì cho đến khi hết tuổi thọ kỹ thuật và được tiếp cận với khí đốt được sản xuất trong nước hoặc được cung cấp dưới dạng LNG. Xem xét việc xây dựng mới các nhà máy điện khí nếu đảm bảo được chuyển đổi nhanh nhiên liệu sang hydro tái tạo hoặc nhiên liệu dẫn suất từ năm 2035 trở đi.
- Triển khai các nhà máy điện khí đốt tự nhiên nhiên như loại hình năng lượng lớn thứ ba sau điện tái tạo không liên tục, thủy điện tiêu chuẩn và thủy điện tích năng.

4 Thúc đẩy chuyển dịch năng lượng đối với NLTT

4.1 Hiện trạng các nguồn NLTT

Trong ngành điện, NLTT đóng góp 55,21% tổng công suất đặt và 42,85% tổng sản lượng điện năm 2021, trong đó:

- Điện gió chiếm lần lượt 5,28% và 1,3% tổng công suất đặt và tổng sản lượng điện.
- Điện mặt trời, bao gồm điện mặt trời mái nhà và điện mặt trời tập trung, lần lượt là 21,2% và 10,8%.
- Điện sinh khối lần lượt là 0,42% và 0,13%.
- Thủy điện đóng góp nhiều nhất, lần lượt là 28,3% và 30,7%¹¹.

Bảng 10: Công suất điện tái tạo năm 2010-2021 (MW)

	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Thủy điện	8.180	18.571	20.075	22.079	23.492	24.306	24.746	22.111
Điện gió	0	90	90	90	243	377	538	4.126
Điện mặt trời tập trung	0	-	-	-	86	4.685	8.852	8.904
Điện mặt trời mái nhà	0	-	-	-	-	-	-	7.660
Điện sinh khối	0	45	24	55	175	175	325	325

Nguồn: Báo cáo kỹ thuật tổng quan về đầu tư tư nhân trong HTĐ Việt Nam

Bảng 11: Nguồn điện tái tạo năm 2010-2021 (GWh)

	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Thủy điện	27.550	55.712	63.491	85.940	80.081	66.117	72.892	78.883
Điện gió					487	724	982	3.344
Điện mặt trời tập trung					22	4.819	9576	14.851
Điện mặt trời mái nhà							687	12.940
Điện sinh khối	49	143	122	208	488	350	340	321

Nguồn: Báo cáo kỹ thuật tổng quan về đầu tư tư nhân trong HTĐ Việt Nam

Danh sách các nhà máy điện NLTT được liệt kê trong Phụ lục của Báo cáo này.

¹¹ Báo cáo kỹ thuật tổng quan về đầu tư tư nhân trong HTĐ Việt Nam

4.2 Các thách thức và khuyến nghị để tăng tốc trong triển khai NLTT

Thách thức

Với nguồn NLTT lớn được bổ sung vào hệ thống, cộng với một số nguyên nhân khác quan bất lợi khác gây nhiều khó khăn trong công tác vận hành hệ thống điện.

Xảy ra mất cân đối nguồn – tải theo miền trong phát triển NLTT khi các nguồn điện gió, điện mặt trời phát triển.

Vào các giờ thấp điểm trưa khi phụ tải có xu hướng giảm thì các nguồn điện mặt trời lại phát cực đại gây ra hiện tượng thừa nguồn, quá tải cục bộ.

Để đạt được các mục tiêu về NLTT, cần ban hành nhiều cơ chế khuyến khích lĩnh vực NLTT. Các cơ chế hỗ trợ cho điện tái tạo bao gồm hướng dẫn phát triển dự án (PD), hợp đồng mua bán điện mẫu (SPPA), giá FIT, biểu giá chi phí tránh được (ACT)¹².

Bảng dưới đây minh họa cơ chế khuyến khích chính nhằm thúc đẩy phát triển các nguồn NLTT tiềm năng, bao gồm thủy điện nhỏ, điện gió, mặt trời, sinh khối và chất thải rắn.

Bảng 12: Cơ chế khuyến khích NLTT

NLTT	Loại hình hỗ trợ
Thủy điện nhỏ	Biểu giá chi phí tránh được
Sản xuất điện từ rác thải thành	Giá FIT
Sinh khối	Giá FIT
Điện mặt trời	Giá FIT
Điện gió	Giá FIT

Nguồn: Báo cáo kỹ thuật tổng quan về đầu tư tư nhân trong HTĐ Việt Nam

Khuyến nghị

- Mở rộng thủy điện tích năng theo lộ trình mở rộng các nhà máy hiện có và chuẩn bị các nhà máy mới ở khu vực miền núi.
- Tập trung vào các khu vực thuận lợi nhất để tạo ra hệ số phụ tải nhà máy cao.
- Xem xét điện mặt trời có tích trữ muối nóng chảy cho phụ tải nền, nếu chi phí có thể giảm xuống dưới mức của điện mặt trời có tích trữ pin/thủy điện tích năng.

5 Tạo điều kiện cho hệ thống pin lưu trữ và hydro sản xuất từ nguồn NLTT

5.1 Thực trạng tại Việt Nam

Hệ thống pin lưu trữ (BESS)

Trong bối cảnh hệ thống điện sẽ phải đối mặt với nhiều khó khăn, thách thức mới trong quá trình phát triển, BESS có thể được coi là một giải pháp hữu hiệu để giải quyết và vượt qua một số khó khăn, thách thức nhất định bao gồm:

- Quá tải lưới điện gây ra bởi các nguồn điện NLTT;
- Ổn định tần số, giảm yêu cầu dự phòng công suất điều tần của các tổ máy phát điện trong hệ thống;
- Điều chỉnh, dịch chuyển biểu đồ phụ tải giữa các chế độ cao điểm/thấp điểm của hệ thống.

Hydro sản xuất từ NLTT

¹² Báo cáo kỹ thuật tổng quan về đầu tư tư nhân trong HTĐ Việt Nam.

Sự phát triển của công nghệ sản xuất hydro trên toàn thế giới đã đạt được những tiến bộ đáng kể trong thời gian gần đây. Để tăng hiệu quả sản xuất hydro và giảm giá thành hydro, sản xuất hydro từ điện dư do các nguồn NLTT tạo ra là một trong những giải pháp quan trọng.

Việt Nam có tổng tiềm năng điện gió trên bờ khoảng 217 GW và tổng tiềm năng điện mặt trời khoảng 1.694 GW. Tiềm năng điện mặt trời nói riêng và tiềm năng NLTT ở Việt Nam nói chung là rất lớn, trong khi hệ thống điện của Việt Nam vẫn chưa thể hấp thụ hết các nguồn NLTT đang phát ra, chưa kể các công suất mới sẽ được đưa vào hệ thống trong tương lai. Giải pháp hiệu quả để xử lý công suất dư thừa này là sản xuất hydro để phát triển thêm nguồn NLTT.

5.2 Các thách thức và giải pháp để tạo điều kiện cho BESS và hydro

BESS

Việc triển khai hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin lưu trữ có thể gặp nhiều thách thức bao gồm từ thiết kế hệ thống và tìm nguồn cung cấp pin, đến vận hành và thử nghiệm để đáp ứng yêu cầu tuân thủ của lưới điện. Một số thách thức khác bao gồm:

- Cần bảo trì và tối ưu hóa để duy trì BESS để có tuổi thọ cao và hiệu suất cao;
- Hiệu suất các hệ thống BESS nhỏ hơn 100% do đó sẽ cần tăng thêm sản lượng điện phát từ các nguồn điện khác trong hệ thống để bù lại phần sản lượng tiêu hao trong quá trình nạp/xả của BESS;
- Mức độ thâm nhập của NLTT chỉ khoảng 15% về mặt công suất, tương đương khoảng 7% về mặt sản lượng;
- Việc đầu tư BESS để hạn chế quá tải lưới điện gây ra bởi các nguồn NLTT chỉ là giải pháp tình thế.

Hydro sản xuất từ NLTT

Các chiến lược phát triển đều đang gặp phải các thách thức chung như sau:

- Cơ sở hạ tầng sản xuất, vận chuyển, lưu trữ nhiên liệu hydro chưa được phát triển và hoàn thiện đầy đủ;
- Công nghệ sản xuất nhiên liệu hydro chưa được hoàn thiện và phát triển cao dẫn đến chi phí sản xuất nhiên liệu hydro còn cao và chưa đưa lại hiệu quả kinh tế;
- Các cơ chế, chính sách, khuyến khích phát triển nhiên liệu hydro chưa được hoàn thiện, các tiêu chuẩn, quy chuẩn an toàn về sản xuất, lưu trữ, vận chuyển, sử dụng nhiên liệu hydro cũng chưa được hoàn thiện.

Khuyến nghị

- Thực hiện các nghiên cứu và xây dựng chính sách để tạo điều kiện thuận lợi cho việc ứng dụng và triển khai BESS và sản xuất hydro các nguồn NLTT, bao gồm:
 - o Nghiên cứu chuyên sâu về lộ trình, công nghệ, địa điểm, mô hình ứng dụng và chính sách cho việc đầu tư, triển khai công nghệ BESS và hydro tại Việt Nam;
 - o Đưa ra các chính sách khuyến khích trong giai đoạn thử nghiệm công nghệ, với sự tài trợ mạnh mẽ của nước ngoài.

6 Nâng cấp, mở rộng lưới điện truyền tải

6.1 Hiện trạng lưới truyền tải

Hệ thống điện Việt Nam hiện đang vận hành với nhiều cấp điện áp, từ mức trung áp 6÷35 kV đến mức cao áp 500 kV, 220 kV, 110 kV. Lưới truyền tải 500 kV, 220 kV do Tổng công ty Truyền tải điện quốc

gia (EVNNPT) quản lý, lưới điện phân phối từ 6 kV đến 110 kV thuộc quyền quản lý của các Tổng công ty điện lực miền.

Bảng 13: Khối lượng đường dây và trạm biến áp các năm 2015-2020

Năm	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
Khối lượng	km	MVA	km	MVA	km	MVA	km	MVA	km	MVA	km	MVA
500 kV	6957	22500	7346	26100	7414	29400	7799	33300	8496	34050	8527	42900
220 kV	14198	39103	16589	45028	17126	48553	17861	57441	18391	62236	18477	67824
Tổng	21155	61603	23935	71128	24540	77953	25660	90741	26887	96286	27004	111724
Tốc độ tăng (%)												
500 kV	5,2	0,7	5,6	16,0	0,9	12,6	5,2	13,3	8,9	2,3	0,36	25,99
220 kV	8,1	11,6	16,8	15,2	3,2	7,8	4,3	18,3	3,0	8,3	0,47	8,98
Tổng	7,1	7,3	13,1	15,5	2,5	9,6	4,6	16,4	4,8	6,1	0,44	16,03

Nguồn: EVN

Bảng 14: Khối lượng đường dây và trạm biến áp phân bố theo miền năm 2020

Điện áp	Miền	Khối lượng đường dây (km)	Trạm biến áp	
			Số trạm	Tổng dung lượng (MVA)
500 kV	Bắc	2.991	14	16.500
	Trung	2.831	7	7.200
	Nam	2.705	16	19.200
	Tổng cộng	8.527	37	42.900
220 kV	Bắc	7.362	57	30.629
	Trung	4.626	22	7.693
	Nam	6.489	57	29.502
	Tổng cộng	18.477	136	67.824
110 kV	Bắc	12.106	385	36.857
	Trung	4.832	141	8.304
	Nam	7.380	340	39.736
	Tổng cộng	24.318	866	84.897

Nguồn: EVN

Theo đó, khối lượng đường dây 500 kV tăng trưởng trung bình 4,15%/ năm trong giai đoạn 2016-2020. Trong vòng 5 năm, đường dây 500 kV tăng thêm 1570 km. Dung lượng MBA 500 kV cũng tăng từ 22.500 MVA năm 2015 đến 42.900 MVA năm 2020 (tăng trưởng giai đoạn 2016-2020 đạt 13,78%/năm). Khối lượng đường dây và dung lượng MBA 220 kV có tốc độ tăng trưởng tương đương, bình quân 5,41% và 11,64% cùng giai đoạn.

Nhìn chung, hệ thống lưới điện được đầu tư xây dựng, cải tạo hàng năm đã cơ bản đáp ứng được nhu cầu điện cho phát triển kinh tế xã hội của đất nước, với các chỉ tiêu chất lượng điện năng được cải

thiện từng năm. Trong 5 năm (2016-2020), dù phụ tải tăng trưởng với tốc độ trung bình 8,62%/năm, chỉ số SAIDI (thời gian mất điện bình quân khách hàng trong năm) giảm mạnh từ 2.281 phút vào năm 2015 xuống còn 356 phút vào năm 2020. Tuy vậy, trên lưới điện vẫn còn một số điểm đầy tải, quá tải cục bộ, chưa đáp ứng tiêu chí N-1, chưa đảm bảo yếu tố dự phòng, đặc biệt ở hai miền Bắc, Nam, trong các trường hợp sự cố nguồn, sự cố lưới hoặc phụ tải tăng cao thường gây quá tải các đường dây liên kết.

6.2 Các thách thức và giải pháp trong chuyển dịch năng lượng

Một khó khăn lớn gặp phải khi phát triển lưới điện là các nguồn NLTT đã và đang đăng ký đầu tư có quy mô lớn hơn nhiều so với dự kiến.

Tính đến cuối tháng 12 năm 2021, tỷ lệ nguồn điện không ổn định (bao gồm điện gió, điện sinh khối, điện mặt trời tập trung, điện mặt trời mái nhà, thủy điện nhỏ) là khá cao. Tổng công suất đặt của các nhà máy điện này vào khoảng 26.197 MW, chiếm khoảng 33,5% công suất đặt toàn hệ thống. Việc gia tăng tỷ trọng các nguồn NLTT đã tác động đến vận hành thị trường điện như sau:

- Khó khăn cho vận hành thị trường điện (SMO) trong việc xây dựng kế hoạch vận hành thị trường điện do dự báo sản lượng điện tái tạo không chắc chắn;
- Các nhà máy điện gặp khó khăn khi chào bán trong thị trường điện do sai sót trong dự báo sản lượng điện tái tạo;
- Công suất điện mặt trời bị dư thừa vào khung giờ trưa (11h-13h) trong ngày ảnh hưởng đến điều độ kinh tế và vận hành các nhà máy thủy điện, nhiệt điện than, nhiệt điện khí;
- Quá tải lưới điện cục bộ tại một số khu vực có nhiều nhà máy điện tái tạo dẫn đến tiết giảm công suất, tăng chi phí cung cấp;
- Số lượng dự án điện tái tạo lớn gây khó khăn trong công tác giám sát, đo đếm, điều khiển hệ thống điện theo thời gian thực¹³.

Khuyến nghị

Một số giải pháp tăng tính linh hoạt của lưới điện và nâng cao khả năng tích hợp các nguồn NLTT:

- Nghiên cứu hợp tác, liên kết lưới điện với các nước tiểu vùng sông Mê Công và các nước ASEAN ở cấp điện áp 500 kV và 220 kV.
- Xây dựng thêm các đường dây truyền tải để kết nối với các nguồn năng lượng tái tạo.
- Xây dựng đường dây tải điện một chiều cao áp (HVDC) để giảm tổn thất truyền tải.
- Áp dụng quản lý nhu cầu để tối ưu hóa thời gian sử dụng với sản lượng sản xuất.
- Tăng tính linh hoạt của các nhà máy điện và xây dựng các nguồn điện linh hoạt (ICE).

7 Tạo điều kiện thành lập và vận hành Trung tâm Năng lượng tái tạo

Trung tâm NLTT trong ngành điện vẫn là một khái niệm còn mới và hiện chưa có kinh nghiệm về mô hình tương tự ở Việt Nam. Do đó, nghiên cứu về kinh nghiệm của các mô hình Trung tâm Quản lý và Vận hành Nhà máy điện (POM) hiện tại và các bài học kinh nghiệm với Trung tâm Xuất sắc Điện gió Ngoài khơi Việt Nam có thể được xem xét.

¹³ Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 -2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII)

7.1 Trung tâm Xuất sắc về Điện gió ngoài khơi

Hiện nay, Viện Năng lượng (IE) đang hợp tác cùng Công ty Carbon Trust của Vương quốc Anh thành lập Trung tâm Xuất sắc về điện gió ngoài khơi (Centre of Excellence for Wind offshore). Trung tâm này hiện đang trong giai đoạn nghiên cứu và dự kiến sớm triển khai trong thời gian tới.

Chức năng nhiệm vụ dự kiến của Trung tâm bao gồm:

- Nghiên cứu
- Đào tạo và chuyển giao công nghệ
- Hoạch định chiến lược, nghiên cứu chính sách hỗ trợ
- Phát triển nguồn nhân lực

Các chức năng nhiệm vụ của mô hình đang được thử nghiệm với các bên liên quan để nhận phản hồi về tính thiết thực ở Việt Nam. Các nghiên cứu điển hình quốc tế về các mô hình tương đương cũng được xem xét để xem những bài học có thể giúp hình thành Trung tâm xuất sắc của Việt Nam

Năm mục tiêu sau đây cho Trung tâm Xuất sắc về Điện gió ngoài khơi ở Việt Nam đang được xem xét:

Kỹ năng & đào tạo	Nâng cao năng lực	Tiêu chuẩn & chứng nhận	Nghiên cứu, phát triển	Tăng tốc dự án tiên phong
Tập trung vào hợp tác giáo dục, đào tạo và kỹ năng thực tế, học nghề, tăng cường lực lượng lao động điện gió ngoài khơi địa phương, chuỗi cung ứng	Tập trung vào công chức và các cơ quan hoạch định chính sách quan trọng để hỗ trợ các quyết định liên quan đến tích hợp lực lượng lao động điện gió ngoài khơi	Tập trung vào việc hợp lý hóa các tiêu chuẩn chất lượng cao trong quá trình phát triển lực lượng lao động điện gió ngoài khơi để tăng sự tin tưởng vào thị trường lao động	Tập trung vào nghiên cứu và phát triển công nghệ để giải quyết các thách thức về lực lượng lao động điện gió ngoài khơi phù hợp với Việt Nam, nhằm thúc đẩy hợp tác liên ngành	Tập trung vào hỗ trợ ngắn hạn cho các mục tiêu công suất trong khi các cơ chế tài chính/đấu thầu trong tương lai vẫn đang được xây dựng

7.2 Mô hình trung tâm

Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 2 (PECC2) đã phát triển POM¹⁴ tập trung vào công tác vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa quản lý vận hành các nhà máy điện (điện mặt trời, điện gió, nhiệt điện, thủy điện, điện khí) tại Việt Nam. Ngoài ra, Công ty Cổ phần Dịch vụ Điện Lực Miền Bắc (EVNNPS) cũng có mô hình POM tương tự đã vận hành từ nhiều năm nay tuy nhiên POM do EVNNPS xây dựng không có mảng vận hành nhà máy NLTT.

Mô hình POM

Để đáp ứng nhu cầu đa dạng trong phát triển thị trường về ngành năng lượng, Quản lý và Vận hành nhà máy điện được phát triển là lĩnh vực kinh doanh mới với sơ đồ tổ chức bộ máy như sau:

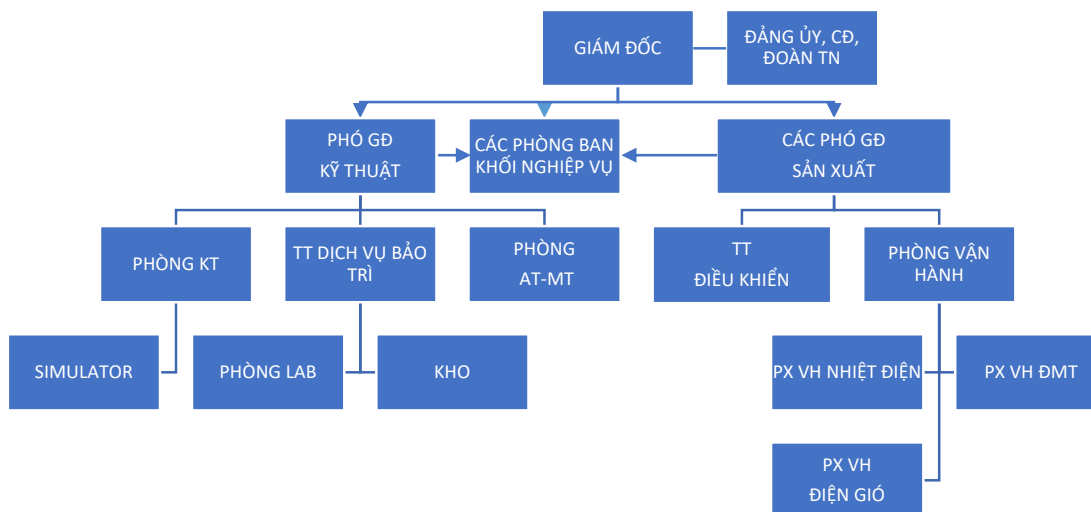
Chức năng nhiệm vụ chính của POM bao gồm:

- Tư vấn quản lý dự án, tư vấn giám sát dự án;
- Tư vấn lập báo cáo đánh giá kỹ thuật của dự án;
- Tư vấn thẩm tra các thiết kế kỹ thuật, thiết kế xây dựng của dự án;
- Tư vấn công tác bàn giao dự án từ các giai đoạn chạy thử và vận hành;

¹⁴ PECC2POM. (2023) Giới thiệu về PECC2POM – Operation and Management Center. <https://pecc2pom.com/gioi-thieu/>

- Bảo trì, sửa chữa, cải tạo;
- Thử nghiệm và thí nghiệm.

Sơ đồ tổ chức của PECC2 POM được trình bày trong hình dưới đây.



Nguồn: Chi nhánh PECC2 – Trung tâm Quản lý và Vận hành Nhà máy điện

Hình 1: Sơ đồ tổ chức Trung tâm quản lý và vận hành Nhà máy điện

8 Phân tích khoảng trống và khuyến nghị cho Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Việt Nam trong sản xuất điện ở Việt Nam

Kinh nghiệm từ Nam Phi và Indonesia

Với nguồn than dồi dào, Nam Phi đã trở thành quốc gia phát thải khí nhà kính lớn thứ 13 thế giới vào năm 2020 với tổng lượng phát thải ước tính khoảng 435 triệu tấn CO₂-tđ, biến quốc gia này trở thành quốc gia phát thải nhiều nhất châu Phi¹⁵. Sản lượng điện được sản xuất từ than đá ở Nam Phi chiếm 85% với 15 CFPP có tuổi đời trung bình rất cao là 41 năm, cung cấp 38,7 GW trên tổng công suất lắp đặt 52,5 GW của cả nước¹⁶. Ngành điện chiếm tới tận 41% lượng khí thải CO₂ của quốc gia này. Eskom là công ty độc quyền điện thuộc sở hữu nhà nước, nắm giữ khoản nợ 32 tỷ đô la Mỹ đang phải vật lộn để trả nợ và do chi phí điện cao¹⁷. Do đó, ưu tiên hàng đầu của Nam Phi trong JETP là đẩy nhanh quá trình loại bỏ dần than đá, sau đó là tài trợ cho các khoản đầu tư và phát triển kỹ thuật đổi mới, bao gồm cả xe điện và hydro xanh.

¹⁵ IDDRI. (2022). *Just energy transitions and partnerships in Africa: A South African case study*. <https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/just-energy-transitions-and-partnerships-africa-south-african-case>.

¹⁶ The World Bank. (2022). *World Bank approves \$497 million in financing to Lower South Africa's greenhouse gas emissions and support a just transition*. <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/11/04/world-bank-approves-497-million-in-financing-to-lower-south-africa-s-greenhousegas-emissions-and-support-a-just-transit>

¹⁷ World Resources Institute. (2021). *South Africa Foundation for a Just Transition*. <https://www.wri.org/update/south-africa-strong-foundations-just-transition>

Ở Indonesia, than đá đã trở thành nhiên liệu chiếm ưu thế trong sản xuất điện qua hai thập kỷ. Sản lượng điện đốt than đã tăng hơn 5 lần từ khoảng 35 TWh năm 2000 lên gần 190 TWh vào năm 2021, chiếm gần 2/3 sản lượng điện của Indonesia. Trong cùng thời kỳ, việc sử dụng dầu để phát điện đã giảm một nửa về giá trị và tỷ trọng của nó giảm từ gần 1/3 vào giữa những năm 2000 xuống còn khoảng 3% vào năm 2021. Việc sử dụng khí đốt tự nhiên trong sản xuất điện đã tăng gấp đôi kể từ năm 2000, mặc dù trong những năm gần đây đã dần chững lại và thậm chí giảm nhẹ. Sản xuất điện từ thủy điện, năng lượng sinh học và địa nhiệt đã tăng gần bốn lần trong hai thập kỷ. Kết hợp các nguồn này lại với nhau cung cấp gần 60 TWh phát điện vào năm 2021, gần 1/5 tổng sản lượng điện. Mặt khác, điện gió và điện mặt trời có tỉ trọng không đáng kể trong hỗn hợp phát điện, chỉ đóng góp 1 TWh vào năm 2021. Trong thập kỷ qua, chính phủ Indonesia đã nỗ lực giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch. Luật Năng lượng Quốc gia năm 2007 và Chính sách Năng lượng Quốc gia năm 2014 đã đặt mục tiêu đạt được tỷ lệ NLTT chiếm 23% trong tổng nguồn cung cấp năng lượng vào năm 2025 và 31% vào năm 2050 đồng thời tăng mức cung cấp điện hàng năm lên 2500 kWh trên đầu người vào năm 2025 và 7000 kWh vào năm 2050¹⁸. Do đó, các ưu tiên của JETP Indonesia là đẩy nhanh việc triển khai NLTT lên ít nhất 34% tổng sản lượng điện vào năm 2030 và dừng hoạt động sớm các nhà máy điện than.

So với hai quốc gia này, Việt Nam đang đi trước rất nhiều trong việc triển khai NLTT với tỷ lệ thâm nhập của NLTT trong hệ thống hiện tại đã lớn hơn nhiều so với ở Nam Phi và Indonesia.

Mặc dù JETP ở ba quốc gia đều hướng đến mục tiêu cuối cùng là nuôi tham vọng nâng cao mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính ở mỗi quốc gia, nhưng những bài học và khuyến nghị cụ thể cho quá trình chuyển dịch năng lượng trong sản xuất điện ở Việt Nam rõ ràng sẽ không giống với hai quốc gia còn lại do cơ cấu sản xuất điện, triển khai NLTT, nguồn và tiềm năng có sự khác biệt đáng kể.

Nhìn chung, điều mà Việt Nam có thể học hỏi trong quá trình chuẩn bị thực hiện và đàm phán JETP là thiết lập các ưu tiên tài chính cho JETP phù hợp với quy hoạch và lộ trình phát triển điện lực quốc gia. Cần hết sức ủng hộ hỗ trợ những công nghệ tiên tiến phù hợp nhất và phù hợp với tiềm năng, lợi thế cũng như điều kiện của Việt Nam.

Phân tích khoảng trống và khuyến nghị

Các mục tiêu liên quan đến năng lượng đã cam kết trong JETP phải được chỉnh sửa lần cuối khi trước khi phê duyệt lần QHĐ VIII, như đã đề cập trong phần giải pháp ở trên.

Trên cơ sở đó, nhu cầu tài chính để đáp ứng các mục tiêu chuyển dịch năng lượng trong JETP phải được tính toán dựa trên phiên bản cuối cùng của QHĐ VIII đã được phê duyệt.

Về việc thúc đẩy chuyển dịch trong sản xuất điện, Việt Nam cần phải nỗ lực nhiều hơn nữa để giải quyết các khoảng trống để có thể đưa ra bảng nhu cầu tài chính rõ ràng cùng với lộ trình cho quá trình chuyển dịch. Bảng dưới đây tóm tắt phần phân tích khoảng trống và khuyến nghị cho các mục tiêu chuyển đổi năng lượng trong sản xuất điện được xác định phù hợp với các tiêu chí chính để xây dựng JETP RMP toàn diện và dựa trên quốc gia của Việt Nam..

Bảng 2: Phân tích khoảng trống và khuyến nghị cho mục tiêu chuyển dịch năng lượng trong sản xuất điện và xây dựng JETP RMP ở Việt Nam

Tiêu chí	Khoảng trống	Khuyến nghị cho Việt Nam
Đối thoại khi đàm phán	Các mục tiêu tham vọng của JETP và mục tiêu năng lượng phải phù hợp với các nguồn tài chính cam	Xây dựng các yêu cầu rõ ràng và cụ thể về tài chính công quốc tế cho JETP để đảm bảo rằng gánh nặng tài chính không đè lên vai chính phủ Việt Nam hoặc các bên liên quan

¹⁸ International Energy Agency. (2022). *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Indonesia*. <https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-net-zero-emissions-in-indonesia>

Tiêu chí	Khoảng trống	Khuyến nghị cho Việt Nam
	kết mạnh, cụ thể và mang tính bổ sung	khác của Việt Nam và cam kết hỗ trợ tài chính là bổ sung từ các nguồn hiện có.
Môi trường pháp lý	Hệ thống pháp luật còn có những khoảng trống lớn để có thể đáp ứng mục tiêu năng lượng của JETP	Ngắn hạn: Thực hiện các nghiên cứu về các chính sách toàn diện và khung pháp lý để hỗ trợ các mục tiêu năng lượng của JETP Dài hạn: Xây dựng và tăng cường các chính sách và khung pháp lý để thực hiện các cam kết về năng lượng của JETP và các mục tiêu cụ thể được xây dựng trong JETP RMP
Gói tài chính, cấu trúc của gói và phân bổ nguồn vốn	Hiện tại, chưa có đánh giá nào được thực hiện về các yêu cầu tài chính cần thiết cũng như chiến lược cơ cấu và phân bổ hỗ trợ tài chính để đáp ứng các mục tiêu năng lượng của JETP.	Ngắn hạn: Xây dựng mục tiêu, cơ cấu và nguồn lực cụ thể để tài trợ cho các khía cạnh năng lượng trong JETP RMP phù hợp với nhu cầu tài chính và kế hoạch đầu tư theo QHĐ VIII đã được phê duyệt và được chỉ đạo cụ thể bởi BCT.
Các chiến lược và nghiên cứu dựa trên bằng chứng	JETP tại Việt Nam hiện được coi là một cam kết chính trị cấp cao, thiếu các nghiên cứu khoa học và báo cáo cơ sở để có thể biện minh cho các biện pháp và chiến lược được đề xuất cho việc xây dựng JETP RMP và thực hiện RMP sau này.	Ngắn hạn: - Tiến hành so sánh chi tiết các mục tiêu năng lượng của JETP với các mục tiêu trong QHĐ VIII ngay khi QHĐ VIII được phê duyệt. Đưa ra các khuyến nghị chiến lược nếu có sự khác biệt giữa hai nhóm mục tiêu; - Nghiên cứu về nhu cầu tài chính để đáp ứng các mục tiêu năng lượng của JETP nhằm cung cấp đầu vào và nền tảng việc xây dựng JETP RMP. Dài hạn: - Thực hiện các nghiên cứu chuyên sâu với nghiên cứu phạm vi như được liệt kê trong danh sách dưới đây về các nghiên cứu gợi ý với thời gian thực hiện và các bên liên quan.
Thu hút sự tham gia của công chúng và các bên liên quan	JETP cho đến nay mới chỉ được xác định ở cấp cao và thiếu nền tảng và tư vấn chính thức để thu hút sự tham gia của các bên liên quan và công chúng, đặc biệt là sự tham gia mạnh mẽ của BCT và các cơ quan chịu trách nhiệm quản lý và nghiên cứu năng lượng (ví dụ như Viện Năng lượng) và các doanh nghiệp có vốn chủ sở hữu trọng điểm trong lĩnh vực năng lượng (Tập	- Đặc biệt cần sự tham gia của BCT vào việc xây dựng và triển khai JETP RMP. - Thiết lập một nền tảng chính thức cho sự tham gia của các bên liên quan để tạo điều kiện chia sẻ thông tin và tham vấn trong quá trình xây dựng và thực hiện JETP RMP.

Tiêu chí	Khoảng trống	Khuyến nghị cho Việt Nam
	đoàn Điện lực Việt Nam - EVN, Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam - Vinacomin, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - PVN); và đại diện tư nhân chủ chốt của các nhà máy nhiệt điện đốt than, nhà máy RE và các nhà đầu tư tiềm năng) trong việc chuẩn bị và thực hiện JETP RMP.	

Danh sách các nghiên cứu chuyên sâu được đề xuất thực hiện

Danh sách chưa đầy đủ của các nghiên cứu chuyên sâu dưới đây được đề xuất thực hiện trong giai đoạn từ nay đến khi phê duyệt JETP RMP và trong quá trình triển khai JETP RMP phản ánh những thách thức được xác định trong nghiên cứu này.

Bảng 3: Danh sách các nghiên cứu chuyên sâu được đề xuất

Chủ đề	Thời gian	Các bên liên quan	Các thách thức và đề xuất được xác định ở trên
Nghiên cứu về chuyển đổi nhiên liệu và lộ trình cho nhiệt điện than, trong đó có: - Nghiên cứu giải pháp đồng đốt sinh khối đối với nhà máy nhiệt điện than lò sôi tuần hoàn; - Nghiên cứu giải pháp đồng đốt NH₃ đối với nhà máy nhiệt điện than phun; - Giải pháp thu giữ và lưu trữ CO₂ cho các nhà máy điện than; - Nghiên cứu ứng dụng việc chuyển đổi nhà máy nhiệt điện than cũ hết niên hạn sử dụng thành nhà máy lưu trữ năng lượng BESS.	Từ nay đến 2024	Cơ quan chủ trì: BCT Hỗ trợ bởi: Ủy ban Quản lý Vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp (CMSC) và các công ty, nhà máy điện	Đẩy nhanh quá trình chuyển dịch ở các nhà máy nhiệt điện than
Nghiên cứu công suất tối thiểu của nhà máy điện than để có thể đảm bảo ổn định lưới điện	Từ nay đến 2024	Cơ quan chủ trì: BCT	
Nghiên cứu về tuổi thọ của các nhà máy điện than cần thiết cho đến khi khấu hao	Từ nay đến 2024	Cơ quan chủ trì: BCT Hỗ trợ bởi: Ủy ban Quản lý Vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp (CMSC) và các	

Chủ đề	Thời gian	Các bên liên quan	Các thách thức và đề xuất được xác định ở trên
		công ty, nhà máy điện	
Thực hiện các nghiên cứu khả thi về chuyển đổi nhiên liệu và lộ trình cho các nhà máy nhiệt điện than	Từ nay đến 2024	Cơ quan chủ trì: BCT Hỗ trợ bởi: Ủy ban Quản lý Vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp (CMSC) và các công ty nhà máy điện	
Các nghiên cứu về chuyển đổi nhiên liệu và lộ trình cho các nhà máy điện khí, bao gồm: - Nghiên cứu giải pháp đồng đốt Hydro đối với nhà máy nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp; - Nghiên cứu giải pháp thu giữ CO₂ đối với các nhà máy nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp.	Từ nay đến 2024 đối với các giải pháp đồng đốt hydro; Từ nay đến năm 2024 để nghiên cứu trước các giải pháp thu giữ CO₂; Từ năm 2024 cho các nghiên cứu toàn diện về các giải pháp thu giữ CO₂.	Cơ quan chủ trì: BCT Hỗ trợ bởi: EVN và các công ty điện khí	Tạo thuận lợi cho quá trình chuyển dịch các nhà máy điện khí quan trọng và liên quan trực tiếp đến quá trình chuyển dịch các nhà máy nhiệt điện than
Nghiên cứu đóng góp và rào cản trong việc áp dụng cơ chế đấu thầu dự án NLTT để đáp ứng mục tiêu JETP	Từ nay đến 2024	Cơ quan chủ trì: BCT	Thúc đẩy triển khai NLTT
Nghiên cứu đóng góp và rào cản thể chế, pháp lý cho việc áp dụng cơ chế thực hiện dự án hợp đồng mua bán điện trực tiếp để đáp ứng mục tiêu JETP	Từ nay đến 2024	Cơ quan chủ trì: BCT	
Nghiên cứu quy trình, thủ tục và rào cản cấp phép, đầu tư các dự án điện gió ngoài khơi	Từ nay cho đến nửa đầu năm 2024	Cơ quan chủ trì: BCT Hỗ trợ bởi: Bộ Tài nguyên và Môi trường	
Nghiên cứu khung giá phát điện cho thủy điện tích năng	2024 - 2025	Cơ quan chủ trì: BCT, EVN	

Chủ đề	Thời gian	Các bên liên quan	Các thách thức và đề xuất được xác định ở trên
Nghiên cứu về chi phí tương đối của điện mặt trời tập trung với lưu trữ muối nóng chảy so với điện mặt trời với BESS	Từ nay đến 2024	Cơ quan chủ trì: BCT	Tạo điều kiện thúc đẩy phát triển BESS
Nghiên cứu khung giá sản xuất và lưu trữ điện năng từ BESS	2024 - 2025	Cơ quan chủ trì: BCT, EVN	
Nghiên cứu tối ưu hóa sự kết hợp giữa NLTT và BESS và đề xuất các chính sách liên quan	2024 - 2025	Cơ quan chủ trì: BCT, EVN	
Nghiên cứu khả thi lắp đặt BESS tại nhà máy điện mặt trời	Tùy thuộc vào cơ chế giá ban hành cho BESS	Đơn vị chủ trì: các bên chủ dự án nhà máy điện mặt trời	
Nghiên cứu sử dụng mô hình BOOT (Build - Own - Operate - Transfer) để xây dựng dự án BESS quy mô lớn	Tùy thuộc vào cơ chế giá ban hành cho BESS	Cơ quan chủ trì: BCT, EVN	
Nghiên cứu đánh giá các giải pháp sản xuất hydro xanh từ nguồn NLTT phục vụ cho phát điện	2024 - 2026	Cơ quan chủ trì: BCT, EVN	Tạo điều kiện cho việc triển khai sản xuất hydro
Nghiên cứu công nghệ sản xuất hydro và đề xuất các dự án thử nghiệm sản xuất hydro	2024 - 2025	Cơ quan chủ trì: BCT	
Nghiên cứu lộ trình chuyển đổi sang sử dụng hydro làm nhiên liệu	Từ 2025	Cơ quan chủ trì: BCT	
Nghiên cứu về các vị trí tiềm năng cho nhà máy sản xuất hydro	2023 - 2024	Cơ quan chủ trì: BCT	
Nghiên cứu hợp tác đấu nối lưới điện với các nước tiểu vùng sông Mê Kông và ASEAN ở cấp điện áp 500 kV và 220 kV để tăng cường khả năng liên kết hệ thống, trao đổi điện năng	Từ 2025	Cơ quan chủ trì: BCT Cơ quan hỗ trợ: EVN và các Công ty Truyền tải điện thuộc EVN	Tăng cường và mở rộng lưới truyền tải để tạo điều kiện chuyển dịch năng lượng
Nghiên cứu xây dựng HVDC	Từ 2025	Đơn vị chủ trì: EVN và các Công ty Truyền tải điện thuộc EVN	
Nghiên cứu quản lý nhu cầu để tối ưu hóa thời gian sử dụng điện phù hợp với sự biến động của sản lượng phát điện	Từ 2025	Đơn vị chủ trì: EVN và Giám đốc Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0)	
Nghiên cứu cơ bản về vai trò, chức năng và hoạt động của Trung tâm Xuất sắc trực thuộc JETP	2023 - 2024	Cơ quan chủ trì: BCT (Viện Năng lượng)	Tạo điều kiện thành lập và vận hành Trung tâm NLTT

Chủ đề	Thời gian	Các bên liên quan	Các thách thức và đề xuất được xác định ở trên
Nghiên cứu kinh nghiệm về các mô hình POM hiện có tại Việt Nam và bài học kinh nghiệm cho Trung tâm Xuất sắc trực thuộc JETP	2023 - 2024	Cơ quan chủ trì: BCT (Viện Năng lượng)	

Phụ Lục

Phụ lục 4: Danh sách các nhà máy nhiệt điện than

STT	Nhà máy điện	Loại hình	P thiết kế (đặt MW)*	Tỉnh/Thành phố
1	Hải Phòng 1	Nhiệt điện than	600	TP. Hải Phòng
2	Hải Phòng 2	Nhiệt điện than	600	TP. Hải Phòng
3	Mông Dương 1	Nhiệt điện than	1080	Quảng Ninh
4	Nghi Sơn 1	Nhiệt điện than	600	Thanh Hóa
5	Ninh Bình	Nhiệt điện than	100	Ninh Bình
6	Phả Lại 1	Nhiệt điện than	440	Hải Dương
7	Phả Lại 2	Nhiệt điện than	600	Hải Dương
8	Quảng Ninh	Nhiệt điện than	600	Quảng Ninh
9	Quảng Ninh	Nhiệt điện than	600	Quảng Ninh
10	Thái Bình	Nhiệt điện than	600	Thái Bình
11	Uông Bí MR1	Nhiệt điện than	300	Quảng Ninh
12	Uông Bí MR2	Nhiệt điện than	330	Quảng Ninh
13	Duyên Hải 1	Nhiệt điện than	1245	Trà Vinh
14	Duyên Hải 3	Nhiệt điện than	1245	Trà Vinh
15	Duyên Hải 3MR	Nhiệt điện than	688	Trà Vinh
16	Vĩnh Tân 2	Nhiệt điện than	1200	Bình Thuận
17	Vĩnh Tân 4	Nhiệt điện than	1200	Bình Thuận
18	Vĩnh Tân 4MR	Nhiệt điện than	600	Bình Thuận
19	An Khánh	Nhiệt điện than	115	Thái Nguyên
20	Cẩm Phả	Nhiệt điện than	670	Quảng Ninh
21	Cao Ngạn	Nhiệt điện than	100	Thái Nguyên
22	Formosa Hà Tĩnh	Nhiệt điện than	676,8	Hà Tĩnh
23	Hải Dương	Nhiệt điện than	1200	Hải Dương
24	Mạo Khê	Nhiệt điện than	440	Quảng Ninh
25	Mông Dương 2	Nhiệt điện than	1245	Quảng Ninh
26	Na Dương	Nhiệt điện than	110	Lạng Sơn
27	Nghi Sơn 2	Nhiệt điện than	1320	Thanh Hóa
28	Sơn Động	Nhiệt điện than	220	Bắc Giang
29	Thái Bình 2	Nhiệt điện than	1200	Thái Bình
30	Thăng Long	Nhiệt điện than	620	Quảng Ninh
31	Vũng Áng 1	Nhiệt điện than	1200	Hà Tĩnh
32	Duyên Hải 2	Nhiệt điện than	1320	Trà Vinh
33	Formosa Đồng Nai	Nhiệt điện than	450	Đồng Nai
34	Sông Hậu 1	Nhiệt điện than	1200	Hậu Giang
35	Vê Đan	Nhiệt điện than	72	Đồng Nai
36	Vĩnh Tân 1	Nhiệt điện than	1240	Bình Thuận
37	Nông Sơn	Nhiệt điện than	30	Quảng Nam
38	Bauxit Lâm Đồng	Nhiệt điện than	30	Lâm Đồng

Phụ lục 2: Danh sách các nhà máy nhiệt điện khí

STT	Nhà máy điện	Loại hình	P thiết kế (đặt MW)*	Tỉnh/Thành phố
1	Thủ Đức	Tuabin khí	66	TP. Hồ Chí Minh
2	Cần Thơ	Tuabin khí	150	TP. Cần Thơ
3	Bà Rịa	Tuabin khí	388	Bà Rịa - Vũng Tàu
4	Phú Mỹ 1	Tuabin khí	1140	Bà Rịa - Vũng Tàu
5	Phú Mỹ 21	Tuabin khí	949	Bà Rịa - Vũng Tàu
6	Phú Mỹ 4	Tuabin khí	468	Bà Rịa - Vũng Tàu
7	Cà Mau 1	Tuabin khí	771	Cà Mau
8	Cà Mau 2	Tuabin khí	771	Cà Mau
9	Nhơn Trạch 1	Tuabin khí	465	Đồng Nai
10	Nhơn Trạch 2	Tuabin khí	750	Đồng Nai
11	Phú Mỹ 22	Tuabin khí	740	Bà Rịa - Vũng Tàu
12	Phú Mỹ 3	Tuabin khí	740	Bà Rịa - Vũng Tàu
13	Đạm Phú Mỹ	Nhiệt điện khí	24	Bà Rịa - Vũng Tàu

Phụ lục 3: Danh sách các nhà máy điện NLTT

STT	Nhà máy điện	Loại hình	P thiết kế (đặt MW)*	Tỉnh/Thành phố
1	Rác Sóc Sơn	Điện sinh khối	60	TP. Hà Nội
2	SK An Khê	Điện sinh khối	95	Gia Lai
3	Buorbon	Điện sinh khối	49	Tây Ninh
4	ĐG AMACCAO Quảng Trị 1	Điện gió	49,2	Quảng Trị
5	ĐG BT1	Điện gió	109,2	Quảng Bình
6	ĐG BT2 Giai đoạn 1	Điện gió	100,8	Quảng Bình
7	ĐG Chơ Long	Điện gió	155	Gia Lai
8	ĐG Đắk Hòa	Điện gió	49,5	Đắk Nông
9	ĐG Ea Nam	Điện gió	399,6	Đắk Lắk
10	ĐG HBRE Chư Prông	Điện gió	50	Gia Lai
11	ĐG Hoàng Hải	Điện gió	49,6	Quảng Trị
12	ĐG Hưng Hải Gia Lai	Điện gió	100	Gia Lai
13	ĐG Ia Bang 1	Điện gió	50	Gia Lai
14	ĐG Ia Le 1	Điện gió	51,2	Gia Lai
15	ĐG Ia Pết - Đak Đoa 1	Điện gió	99	Gia Lai
16	ĐG Ia Pết - Đak Đoa 2	Điện gió	99	Gia Lai
17	ĐG Nhơn Hòa 1	Điện gió	50	Gia Lai
18	ĐG Nhơn Hòa 2	Điện gió	50	Gia Lai
19	ĐG Nhơn Hội	Điện gió	60	Bình Định
20	ĐG Yang Trung	Điện gió	125	Gia Lai
21	ĐG Bạc Liêu	Điện gió	99,2	Bạc Liêu
22	ĐG BIM 4	Điện gió	88	Ninh Thuận
23	ĐG Bình Đại số 2	Điện gió	49	Bến Tre
24	ĐG Bình Đại số 3	Điện gió	49	Bến Tre
25	ĐG Cầu Đất	Điện gió	60	Lâm Đồng
26	ĐG Chính Thắng	Điện gió	49,8	Ninh Thuận

27	ĐG Đông Hải 1 - GĐ 1	Điện gió	50	Bạc Liêu
28	ĐG Đông Hải 1 - GĐ 2	Điện gió	50	Bạc Liêu
29	ĐG Đông Hải 1 Trà Vinh	Điện gió	100	Trà Vinh
30	ĐG Hanbaram Lô 2	Điện gió	69	Khánh Hòa
31	ĐG Hiệp Thạnh	Điện gió	77,3	Trà Vinh
32	ĐG Hòa Bình 1	Điện gió	50	Bạc Liêu
33	ĐG Hòa Bình 1 - Giai đoạn 2	Điện gió	50	Bạc Liêu
34	ĐG Hòa Bình 2	Điện gió	50	Bạc Liêu
35	ĐG Hòa Bình 5	Điện gió	79,8	Bạc Liêu
36	ĐG Hòa Đông 2	Điện gió	72	Sóc Trăng
37	ĐG Lạc Hòa 2	Điện gió	129,9	Sóc Trăng
38	ĐG Số 7A	Điện gió	50	Ninh Thuận
39	ĐG Tân Phú Đông	Điện gió	75	Tiền Giang
40	ĐG Tân Thuận	Điện gió	75	Cà Mau
41	ĐG Thái Hòa	Điện gió	90	Bình Thuận
42	ĐG Trung Nam	Điện gió	151,95	Ninh Thuận
43	MT Cư Jút	Điện mặt trời	50	Đắk Nông
44	MT Điện lực Miền Trung	Điện mặt trời	50	Khánh Hòa
45	MT Hòa Hội	Điện mặt trời	214,16	Phú Yên
46	MT KN Vạn Ninh	Điện mặt trời	83,48	Khánh Hòa
47	MT Krông Pa	Điện mặt trời	49	Gia Lai
48	MT Long Sơn	Điện mặt trời	137,73	Khánh Hòa
49	MT Phù Mỹ 1	Điện mặt trời	100	Bình Định
50	MT Phù Mỹ 2	Điện mặt trời	93,75	Bình Định
51	MT Phù Mỹ 3	Điện mặt trời	80	Bình Định
52	MT Xuân Thiện EaSúp 1	Điện mặt trời	100	Đắk Lắk
53	MT Xuân Thiện EaSúp 2	Điện mặt trời	100	Đắk Lắk
54	MT Xuân Thiện EaSúp 3	Điện mặt trời	100	Đắk Lắk
55	MT Xuân Thiện EaSúp 4	Điện mặt trời	150	Đắk Lắk
56	MT Xuân Thiện EaSúp 5	Điện mặt trời	150	Đắk Lắk
57	MT BIM 2	Điện mặt trời	249,346	Ninh Thuận
58	MT CMX Renewable VN	Điện mặt trời	143,77	Ninh Thuận
59	MT Dầu Tiếng 1	Điện mặt trời	150	Tây Ninh
60	MT Dầu Tiếng 2	Điện mặt trời	200	Tây Ninh
61	MT Dầu Tiếng 3	Điện mặt trời	150	Tây Ninh
62	MT GAIA	Điện mặt trời	75	Long An
63	MT Hồ Bàu Ngự	Điện mặt trời	50	Ninh Thuận
64	MT Hồng Phong 1A	Điện mặt trời	150	Bình Thuận
65	MT Hồng Phong 1B	Điện mặt trời	100	Bình Thuận
66	MT KCN Châu Đức	Điện mặt trời	58	Bà Rịa - Vũng Tàu
67	MT Lộc Ninh 1	Điện mặt trời	187,5	Bình Phước
68	MT Lộc Ninh 2	Điện mặt trời	187,5	Bình Phước
69	MT Lộc Ninh 3	Điện mặt trời	125	Bình Phước
70	MT Lộc Ninh 4	Điện mặt trời	163,2	Bình Phước
71	MT Mỹ Sơn	Điện mặt trời	50	Ninh Thuận
72	MT Ninh Phước 6.1 và 6.2	Điện mặt trời	49	Ninh Thuận
73	MT Phước Hữu	Điện mặt trời	50	Ninh Thuận
74	MT Sao Mai	Điện mặt trời	196,35	An Giang

75	MT Thiên Tân 1.2	Điện mặt trời	85,4	Ninh Thuận
76	MT Thuận Nam 19	Điện mặt trời	49	Ninh Thuận
77	MT Trung Nam	Điện mặt trời	204	Ninh Thuận
78	MT Trung Nam Thuận Nam	Điện mặt trời	450	Ninh Thuận
79	MT Trung Nam Trà Vinh	Điện mặt trời	140,8	Trà Vinh
80	MT Xuân Thiện Thuận Bắc GD 1	Điện mặt trời	125	Ninh Thuận
81	MT Xuân Thiện Thuận Bắc GD 2	Điện mặt trời	75	Ninh Thuận
82	NM đường Việt Nam	Điện sinh khối	60	Khánh Hòa

Phụ lục 4: Danh sách các nhà máy Thủy điện (công suất từ 30MW trở lên)

STT	Nhà máy điện	Loại hình	P thiết kế (đặt MW)*	Tỉnh/Thành phố
1	Lai Châu	Thủy điện	1200	Lai Châu
2	Sơn La	Thủy điện	2400	Sơn La
3	Bản Chát	Thủy điện	220	Lai Châu
4	Hòa Bình	Thủy điện	1960	Hòa Bình
5	Huội Quảng	Thủy điện	520	Sơn La
6	Tuyên Quang	Thủy điện	342	Tuyên Quang
7	Ialy	Thủy điện	720	Gia Lai
8	Sê San 3	Thủy điện	260	Gia Lai
9	Sê San 4	Thủy điện	360	Gia Lai
10	Pleikrong	Thủy điện	100	Kon Tum
11	Thác Mơ MR	Thủy điện	75	Bình Phước
12	Trị An	Thủy điện	400	Đồng Nai
13	Bản Vẽ	Thủy điện	320	Nghệ An
14	Khe Bố	Thủy điện	100	Nghệ An
15	Đồng Nai 3	Thủy điện	180	Lâm Đồng
16	Đồng Nai 4	Thủy điện	340	Lâm Đồng
17	Sông Tranh 2	Thủy điện	190	Quảng Nam
18	Đa Mi	Thủy điện	175	Bình Thuận
19	Đa Nhim	Thủy điện	160	Lâm Đồng
20	Đa Nhim MR	Thủy điện	80	Lâm Đồng
21	Đại Ninh	Thủy điện	300	Lâm Đồng
22	Hàm Thuận	Thủy điện	300	Bình Thuận
23	Trung Sơn	Thủy điện	260	Thanh Hóa
24	A Vương	Thủy điện	210	Quảng Nam
25	An Khê	Thủy điện	160	Gia Lai
26	Sông Ba Hạ	Thủy điện	220	Phú Yên
27	Sông Bung 2	Thủy điện	100	Quảng Nam
28	Sông Bung 4	Thủy điện	156	Quảng Nam
29	Quảng Trị	Thủy điện	64	Quảng Trị
30	Thác Mơ	Thủy điện	150	Bình Phước
31	Buôn Kuop	Thủy điện	280	Đắk Lắk
32	Buôn Tua Srah	Thủy điện	86	Đắk Nông
33	Srepok 3	Thủy điện	220	Đắk Nông
34	Bá Thước 1	Thủy điện	60	Thanh Hóa
35	Bá Thước 2	Thủy điện	80	Thanh Hóa

36	Bắc Hà	Thủy điện	90	Lào Cai
37	Bắc Mê	Thủy điện	45	Hà Giang
38	Bảo Lâm 3	Thủy điện	50,6	Cao Bằng
39	Chi Khê	Thủy điện	41	Nghệ An
40	Chiêm Hóa	Thủy điện	48	Tuyên Quang
41	Cửa Đạt	Thủy điện	97	Thanh Hóa
42	Hủa Na	Thủy điện	180	Nghệ An
43	Hương Sơn	Thủy điện	33	Hà Tĩnh
44	Long Tạo	Thủy điện	44	Điện Biên
45	Mường Hum	Thủy điện	32	Lào Cai
46	Nậm Chiến 1	Thủy điện	200	Sơn La
47	Nậm Chiến 2	Thủy điện	32	Sơn La
48	Nậm Cùn	Thủy điện	40	Lào Cai
49	Nậm Mực	Thủy điện	44	Điện Biên
50	Nậm Na 2	Thủy điện	66	Lai Châu
51	Nậm Na 3	Thủy điện	84	Lai Châu
52	Nậm Phàng	Thủy điện	36	Lào Cai
53	Nậm Toóng	Thủy điện	34	Lào Cai
54	Ngòi Hút 2	Thủy điện	48	Yên Bái
55	Ngòi Phát	Thủy điện	72	Lào Cai
56	Nhạn Hạc A	Thủy điện	55	Nghệ An
57	Nho Quế 1	Thủy điện	32	Hà Giang
58	Nho Quế 2	Thủy điện	48	Hà Giang
59	Nho Quế 3	Thủy điện	110	Hà Giang
60	Pắc Ma	Thủy điện	160	Lai Châu
61	Sông Bạc	Thủy điện	42	Hà Giang
62	Sông Lô 6	Thủy điện	60	Hà Giang
63	Sử Pán 2	Thủy điện	34,5	Lào Cai
64	Suối Sập 2A	Thủy điện	49,6	Sơn La
65	Tà Thàng	Thủy điện	60	Lào Cai
66	Thác Bà	Thủy điện	120	Yên Bái
67	Thái An	Thủy điện	82	Hà Giang
68	Thuận Hòa	Thủy điện	42	Hà Giang
69	Văn Chấn	Thủy điện	57	Yên Bái
70	A Lưới	Thủy điện	170	Huế
71	Alin B1	Thủy điện	46	Huế
72	Bình Điền	Thủy điện	44	Huế
73	Đăk Đrinh	Thủy điện	125	Quảng Ngãi
74	Đăk Mi 2	Thủy điện	147	Quảng Nam
75	Đăk Mi 3	Thủy điện	63	Quảng Nam
76	Đăk Mi 4	Thủy điện	208	Quảng Nam
77	Đăk Re	Thủy điện	60	Quảng Ngãi
78	Đăk R'Tih	Thủy điện	144	Đăk Nông
79	Đồng Nai 5	Thủy điện	150	Lâm Đồng
80	Hương Điền	Thủy điện	81	Huế
81	Krong H'nhăng	Thủy điện	64	Đăk Lăk
82	Sê San 3A	Thủy điện	108	Gia Lai
83	Sê San 4A	Thủy điện	63	Gia Lai

84	Sông Bung 4A	Thủy điện	49	Quảng Nam
85	Sông Bung 5	Thủy điện	57	Quảng Nam
86	Sông Côn 2	Thủy điện	63	Quảng Nam
87	Sông Giang 2	Thủy điện	37	Khánh Hòa
88	Sông Hình	Thủy điện	70	Phú Yên
89	Sông Tranh 3	Thủy điện	62	Quảng Nam
90	Sông Tranh 4	Thủy điện	48	Quảng Nam
91	Srepok 4	Thủy điện	80	Đắk Nông
92	Srepok 4A	Thủy điện	64	Đắk Lắk
93	Thượng Kontum	Thủy điện	220	Kon Tum
94	Vĩnh Sơn	Thủy điện	66	Bình Định
95	Bắc Bình	Thủy điện	33	Bình Thuận
96	Cần Đơn	Thủy điện	77,6	Bình Phước
97	Đa Dâng 2	Thủy điện	34	Lâm Đồng
98	Đam 'Bri	Thủy điện	75	Lâm Đồng
99	Đồng Nai 2	Thủy điện	73	Lâm Đồng
100	Srok Phu Miêng	Thủy điện	51	Bình Phước
101	Xekaman 1	Thủy điện	290	
102	Xekaman 3	Thủy điện	250	
103	Xekaman Xanxay	Thủy điện	32	
104	Bảo Lâm 1	Thủy điện	30	Cao Bằng
105	Mông Ân	Thủy điện	30	Cao Bằng
106	Trung Thu	Thủy điện	30	Điện Biên
107	Nậm Na 1	Thủy điện	30	Lai Châu
108	Nậm Sì Lường 1	Thủy điện	30	Lai Châu
109	Cụm Nậm Tha	Thủy điện	48,5	Lào Cai
110	Cụm Nậm Xây Luông	Thủy điện	59	Lào Cai
111	Cụm Ngòi Xan	Thủy điện	49,5	Lào Cai
112	Minh Lương	Thủy điện	30	Lào Cai
113	Séo Chong Hô	Thủy điện	30	Lào Cai
114	Sử Pán 1	Thủy điện	30	Lào Cai
115	Suối Chăn 1	Thủy điện	30	Lào Cai
116	Cụm Quế Phong	Thủy điện	35	Nghệ An
117	Nậm Pông	Thủy điện	30	Nghệ An
118	Cụm Nậm Chim	Thủy điện	36	Sơn La
119	Tà Cọ	Thủy điện	30	Sơn La
120	Thành Sơn	Thủy điện	30	Thanh Hóa
121	Khao Mang	Thủy điện	30	Yên Bái
122	Trạm Tấu	Thủy điện	30	Yên Bái
123	Za Hưng	Thủy điện	30	Quảng Nam
124	Sơn Trà 1A	Thủy điện	30	Quảng Ngãi
125	Sơn Trà 1B	Thủy điện	30	Quảng Ngãi
126	Đăk Ba	Thủy điện	30	Quảng Ngãi
127	Đăk Psi 4	Thủy điện	30	Kon Tum

Nguồn: Báo cáo tổng kết vận hành HTĐ – Trung tâm điều độ HTĐQG